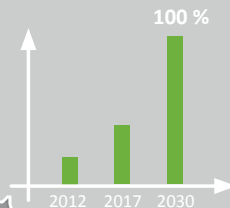


# VERTEILNETZSTUDIE RHEINLAND-PFALZ

2030

Erneuerbare  
Energien

Bilanz



**22. Januar 2014**

**Energynautics GmbH**

Robert-Bosch-Straße 7  
64293 Darmstadt, Deutschland

Ansprechpartner: Dr. Thomas Ackermann  
Telefon: +49 (0) 151 - 22 66 19 55  
[t.ackermann@energynautics.com](mailto:t.ackermann@energynautics.com)

Ansprechpartnerin: Dipl. Wirt.-Ing. Sanem Untsch  
Telefon: +49 (0) 61 51 - 785 81 20  
[s.untsch@energynautics.com](mailto:s.untsch@energynautics.com)

**Öko-Institut e.V.**

Merzhauser Straße 173  
79100 Freiburg, Deutschland

Ansprechpartner: Dr. Matthias Koch  
Telefon: +49 (0) 761 - 452 95 218  
[m.koch@oeko.de](mailto:m.koch@oeko.de)

**Bird & Bird LLP**

Maximiliansplatz 22  
80333 München, Deutschland

Ansprechpartner: Dr. Hermann Rothfuchs  
Telefon: +49 (0) 89 - 3581 6222  
[hermann.rothfuchs@twobirds.com](mailto:hermann.rothfuchs@twobirds.com)

© Energynautics GmbH Darmstadt 2014

© Öko-Institut e.V. Freiburg 2014

© Bird & Bird LLP München 2014

Alle Inhalte dieser Veröffentlichung unterliegen dem Copyright der Energynautics GmbH, dem Öko-Institut e.V. und der Bird & Bird LLP. Sofern nicht anders angegeben, sind alle Inhalte (inklusive Text, Grafiken, Logos, Bilder und angefügte Dokumente), Design und Layout Eigentum der Energynautics GmbH, des Öko-Institut e.V. und der Bird & Bird LLP. Jegliche unerlaubte Veröffentlichung, Vervielfältigung oder sonstige Wiedergabe sind strengstens verboten und stellen eine Verletzung des Urheberrechts dar.

**Gestaltung des Covers**

Karte: Made with Natural Earth. Free vector and raster map data @ [naturalearthdata.com](http://naturalearthdata.com)

Foto: ©VRD – Fotolia.com

**Titel der Studie:** Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz  
**Version:** Endbericht  
**Datum:** 22. Januar 2014

**Bearbeiter** Kernteam  
**Energynautics GmbH:** Dr. Thomas Ackermann  
Dr. Nis Martensen  
Dr. Tom Brown  
Dipl.-Wirt.-Ing. Sanem Untsch  
Dr. Eckehard Tröster  
M.Phil. Stefan Geidel

Unterstützung  
Dipl.-Ing. Stefan Langanke  
M.Sc. Bharadwaj Narasimhan  
B.Sc. Peter-Philipp Schierhorn  
B.Sc. Norvin Krug  
B.Sc. Lukas Glotzbach

Layout  
Ines Drewianka

**Bearbeiter**  
**Öko-Institut e.V.:** Dr. Matthias Koch  
Dr. Dierk Bauknecht  
Christoph Heinemann  
David Ritter  
Dr. Klaus Hennenberg

**Bearbeiter**  
**Bird & Bird LLP:** Sektorgruppe Energie- und Versorgungswirtschaft

**Auftraggeber:** Ministerium für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung (MWKEL)

**Danksagungen für**  
**Unterstützung an:** Die Mitglieder des vom MWKEL initiierten Fachbeirates (Netzbetreiber, Stadtwerke, Energieversorgungsunternehmen, Körperschaften, Institute, Verbände, Agenturen und Vereine) sowie an den Landesverband der Energie- und Wasserwirtschaft Hessen/Rheinland-Pfalz e.V und die Mitglieder der "Expertengruppe Netzbetreiber".

## HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

---

Mit seiner 100 % EE-Strategie für die Stromversorgung bis zum Jahr 2030 ist Rheinland-Pfalz ein Pionier beim Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) in Deutschland und in Europa. Die energiepolitische Zielsetzung auf Landesebene stellt neue Anforderungen an den begleitenden Aus- und Umbau der Verteilnetze und den Einsatz innovativer und intelligenter Technologien. Es geht dabei auch um die Frage, wo ein sinnvoller Ausgleich von lokalen EE- und Lastschwankungen durch Lastmanagement und Speichereinsatz herbeigeführt werden kann.

Die modellgestützte Bewertung konkreter Technologieoptionen war Gegenstand der vorliegenden Verteilnetzstudie. Ein wichtiger Bestandteil der Studie ist es außerdem, den Rechtsrahmen sowie daraus folgende Hindernisse für die Netzintegration zu identifizieren, sodann Ansätze für eine Verbesserung des Rechtsrahmens zu entwickeln sowie schließlich die künftige Rolle und Kompetenz der Verteilnetzbetreiber zu diskutieren. Aus der Verteilnetzstudie leiten sich folgende Handlungsempfehlungen ab:

### **Minimierung der Netzausbaukosten**

(1) Angesichts der aktuell in Rheinland-Pfalz maßgeblichen Bedingungen hinsichtlich der die Erneuerbaren Energien dominierenden Windenergieentwicklung lassen die Technologieoptionen „Dynamic Line Rating“ und „Hochtemperaturleiterseile“ eine erhebliche Einsparung von konventionellen Netzausbau erwarten. Besonders in vorhandenen Trassen auf der 110-kV-Verteilnetzebene können damit Kapazitätsreserven kostengünstig erschlossen werden. Die verbesserte Kühlung von Freileitungen bei starkem Wind ist besonders vorteilhaft für die Wirksamkeit des Dynamic Line Rating, da der Effekt zeitgleich mit den Einspeisespitzen der Windenergie auftritt.

(2) Wo es Probleme mit der Spannungshaltung gibt, etwa in ländlichen Gebieten mit starker Solareinspeisung, sind maßgebliche Kosteneinsparungen durch den Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren möglich. Regelbare Ortsnetztransformatoren entkoppeln die Spannung im Niederspannungsnetz von derjenigen im Mittelspannungsnetz durch ein im Betrieb veränderbares Übersetzungsverhältnis.

(3) Wesentliche Hemmnisse bei der Einführung der Technologien unter (1) und (2) sind mangelnde Betriebserfahrungen auf Seiten der Netzbetreiber sowie die Anerkennung der Kosten im Rahmen der Anreizregulierung. Daraus lässt sich die Empfehlung ableiten, dass durch Pilotprojekte und Erfahrungsaustausch zwischen Netzbetreibern eine bessere Integration dieser Technologieoptionen in die Planungsprozesse der Netzbetreiber ermöglicht werden sollte. Auf Empfehlungen im Kontext der Anreizregulierung wird unten gesondert eingegangen.

(4) Ein intelligentes Netzeinspeisemanagement (Abregelung einzelner EE-Anlagen) kann ebenfalls erheblich zur Reduktion der Netzausbaukosten beitragen. Dies gilt insbesondere, wenn dadurch eine andernfalls notwendige und erhebliche Erweiterung der Netzkapazität vermieden werden kann. Hier lautet die Empfehlung, eine rechtliche Möglichkeit für ein dauerhaftes Einspeisemanagement (z.B. in Höhe eines maximalen

Prozentsatzes der eingespeisten Jahresenergie) zu einem Zeitpunkt zu eröffnen, an dem der Ausbau der Infrastruktur so weit fortgeschritten ist, dass die Erreichung energie-wirtschaftlicher Ziele nicht mehr in Frage steht.

### **Netzausbau und Flexibilität**

(5) Aus Effizienzgesichtspunkten ist es vorteilhaft, mit dem lokal überschüssigen EE-Strom in Rheinland-Pfalz zunächst die Stromnachfrage im deutsch-europäischen Netzverbund direkt zu decken und dadurch fossile oder nukleare Stromerzeugung zu substituieren. Erst wenn diese Möglichkeit ausgeschöpft ist, kommen Lastmanagement und Speicheroptionen in Rheinland-Pfalz in Betracht, da sie im Gegensatz zu einer direkten Nutzung mit Wirkungsgradverlusten einhergehen, was dann wiederum zu einem höheren EE-Ausbaubedarf führt.

### **Priorisierung der Flexibilitätsoptionen**

(6) Mit zunehmendem EE-Anteil im deutsch-europäischen Netzverbund kommt zunächst denjenigen Flexibilitätsoptionen in Rheinland-Pfalz eine prioritäre Rolle zu, die geringe Verluste aufweisen und günstig zu erschließen sind. Dies betrifft die Flexibilisierung von bestehenden Erzeugungsanlagen wie Biogas-BHKW (Gasspeicher und zusätzliche BHKW-Kapazität) und KWK-Anlagen (Wärmespeicher) sowie größere DSM-Akteure in der Industrie und im Gewerbesektor.

(7) Mittelfristig kommt auch dem automatisierten Lastmanagement zur elektrischen Wärme- und Kältebereitstellung eine relevante Rolle zu, wobei in Rheinland-Pfalz insbesondere der zunehmende Einsatz von Wärmepumpen im Gebäudebereich von Bedeutung ist. Hier sollte frühzeitig auf die Möglichkeit zur Flexibilisierung dieser Technologie geachtet werden. Ebenfalls mittelfristig von Bedeutung sind die beiden geplanten Pumpspeicherkraftwerke in Schweich und Heimbach. Sie stellen eine bereits etablierte Technologieoption dar und sind die einzige Flexibilitätsoption in der Größenklasse von mehreren hundert Megawatt in Rheinland-Pfalz (zentraler Großspeicher), dessen Speicherpotenzial zudem ganzjährig konstant zur Verfügung steht.

(8) PV-Batteriespeicher in Kombination mit Einspeisebegrenzung spielen aus heutiger Sicht im Gesamtsystem erst in der mittel- bis langfristigen Perspektive eine Rolle. Zur Vermeidung von energetisch ineffizienten Prozessen sollte Strom erst dann im größeren Umfang zur Eigenbedarfsdeckung gespeichert werden, wenn im Gesamtsystem keine direkte Nutzung mehr möglich ist. Für PV-Batteriespeicher wird deshalb derzeit über die bestehenden Fördermechanismen hinaus kein Bedarf für weitere Förderung gesehen.

(9) In der langfristigen Perspektive und in einem Stromsystem mit einem sehr hohen EE-Anteil spielen dann Power-to-Heat und später auch Power-to-Gas eine wichtige Rolle. Beide Optionen koppeln das Stromsystem mit anderen Energiesektoren, wie z.B. dem Wärme-, Erdgas-, Wasserstoff- oder Verkehrssektor. Sie erhöhen in diesen Sektoren aber nur dann den Anteil an erneuerbaren Energieträgern, wenn sie selbst mit überschüssigen und vom Stromsystem nicht mehr nutzbaren erneuerbaren Energien betrieben werden. Für den zusätzlichen Stromverbrauch in den weiteren Sektoren müssen dann deshalb entsprechend auch zusätzliche EE-Anlagen errichtet werden. Hier

lautet die Empfehlung, dass Forschung und Entwicklung in geeigneten Projekten zur Absicherung der langfristigen Entwicklungserfordernisse ermöglicht werden sollte.

(10) Es sollte darauf hingewirkt werden, dass für am Markt betriebene Speicher und Laststeuerung ausnahmsweise vorrangig ein Einsatz nach netztechnischen Gesichtspunkten durch den Netzbetreiber erfolgen kann (z.B. durch Zugriff auf den Speicher oder finanzielle Anreize).

(11) In allen Fällen ist eine pauschale Förderung bestimmter Technologien ohne Berücksichtigung weiterer Randbedingungen volkswirtschaftlich wenig sinnvoll. Bei der Diskussion neuer Rahmenbedingungen und spezifischer Fördermaßnahmen sollten die Bedingungen für einen gesamtwirtschaftlich sinnvollen Einsatz der Technologien von Anfang an berücksichtigt werden.

### **Weitere rechtliche Rahmenbedingungen**

(12) Um die Rahmenbedingungen für Investitionen der Verteilnetzbetreiber zu verbessern, sollte der zur Refinanzierung über die Netzentgelte führende Mechanismus in der Anreizregulierungsverordnung angepasst werden. Zum einen sollte der Zeitraum von neun auf sechs Monate verkürzt werden, bis zu dem der Antrag auf Genehmigung der Investitionsmaßnahme vor Beginn des betreffenden Kalenderjahres zu stellen ist. Zum anderen sollten anfallende Kosten stärker auch während des Laufes einer Regulierungsperiode berücksichtigt werden und sich hierzu die Kosten weitgehend ohne Zeitversatz in den kalenderjährlichen Erlösobergrenzen angemessen widerspiegeln (Anlehnung an Modell jährlicher Kapitalkostenabgleich).

(13) Für den „Speicher“-Betrieb und für Eingriffe in den Speicherbetrieb Dritter durch (Verteil-)Netzbetreiber ist unter Beachtung der gebotenen Entflechtung (Unbundling) die Zielsetzung eines solchen Speicherbetriebes als netz- oder marktbezogene Tätigkeit gesetzlich genauer zu unterscheiden. Alternativ sind spezielle Tatbestandsvoraussetzungen zu bestimmen, bei deren Vorliegen ein Fall der netzbezogenen oder der marktbezogenen Speichertätigkeit vorliegt.

(14) Für die Maßnahmen des Lastmanagements ist gesetzlich genauer zu definieren, in welchen Fällen eine netzorientierte Zielsetzung der jeweiligen Maßnahmen vorliegt, die ein Handeln der Netzbetreiber zu netz- oder marktbezogenen Maßnahmen des Lastmanagements legitimiert.

(15) Im Hinblick auf eine zulässige Steuerung von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen durch Netzbetreiber ist zur Schaffung von Planungs- und Rechtssicherheit zeitnah gesetzlich und nicht erst im vorgesehenen Ordnungswege genauer zu bestimmen, welche Einrichtungen hierunter fallen und welcher Art die Eingriffsmöglichkeiten sein dürfen.

(16) Aus Effizienzgesichtspunkten kommt in Betracht, die Netzauslastung durch preisliche Anreize im Kontext der Stromnetzentgelte zu beeinflussen. Insbesondere ist zu erwägen, gesetzlich zusätzliche Fallgruppen für individuelle Stromnetzentgelte zu beschreiben (z.B. Flexibilität im Strombezug, die Tages- und/ oder Nachtzeit überwiegend zu erwartenden Strombezugs und sonstige, diskriminierungsfreie Kriterien).

## KURZFASSUNG

---

### EINFÜHRUNG

Das Bundesland Rheinland-Pfalz strebt an, den Bruttostromverbrauch des Landes bis zum Jahr 2030 bilanziell vollständig aus erneuerbaren Quellen zu decken. Dafür notwendige Voraussetzungen und Handlungsoptionen werden im Auftrag der Landesregierung von Rheinland-Pfalz in der Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz untersucht. Die Bearbeitung der Studie erfolgt durch die Energynautics GmbH (Berechnung des notwendigen Netzausbaus), das Öko-Institut e.V. (Speicherkapazität und Lastmanagement) und die Anwaltskanzlei Bird & Bird LLP (Rechtsrahmen).

Die Studie wurde zur Bearbeitung in insgesamt sechs Arbeitspakete untergliedert. Dieser Bericht orientiert sich im Wesentlichen an der Strukturierung der Arbeitspakete:

Der Abschnitt *Berechnung des notwendigen Netzausbaus* beschreibt zunächst die Arbeitsergebnisse der Energynautics GmbH und umfasst den Inhalt der Arbeitspakete 1, 2, 4 und 5. Inhaltlich umfassen diese Arbeitspakete die energiewirtschaftliche Analyse, die Berechnung des notwendigen Netzausbaus, den Einsatz von intelligenten Betriebsmitteln und Kommunikation als Technologieoptionen sowie die Ableitung eines kostenoptimierten Technologieeinsatzes.

Der Abschnitt *Speicherkapazität & Lastmanagement* beschreibt separat die Arbeitsergebnisse des Öko-Instituts e.V. und erläutert die Arbeiten des Arbeitspaketes 3. Im Einzelnen werden die Potenziale von Lastmanagement und Speichern in Rheinland-Pfalz erhoben und deren Einsatzmöglichkeiten modellgestützt analysiert. Darauf aufbauend wird ein Speicherkonzept für Rheinland-Pfalz abgeleitet und die Einsatzreihenfolge der Flexibilitätsoptionen priorisiert.

Im Abschnitt *Rechtsrahmen* werden die Arbeitsergebnisse der Bird & Bird LLP dargestellt, die im Arbeitspaket 6 angesiedelt sind. Im Einzelnen geht es darin um (i) die Darstellung des Rechtsrahmens und der sich daraus für die Netzintegration ergebenden Hindernisse, (ii) die Identifizierung von Ansätzen zur Verbesserung des Rechtsrahmens sowie (iii) die Diskussion von künftiger Rolle und Kompetenz der Verteilnetzbetreiber.

## BERECHNUNG DES NOTWENDIGEN NETZAUSBAUS

In diesem Abschnitt werden Methoden, Struktur und Ergebnisse der Netzberechnungen vorgestellt.

### Erzeugungskapazität in Rheinland-Pfalz bis 2030

Voraussetzung einer bilanziell vollständig erneuerbaren Stromversorgung ist der strategische Aufbau von Erzeugungskapazität, um den Bedarf an Elektrizität im Rahmen der erwarteten Verbrauchsentwicklung decken zu können. Die beiden wichtigsten Säulen der erneuerbaren Stromerzeugung in Rheinland-Pfalz sind die Windenergie und die Photovoltaik. Im Jahr 2030 sollen im Bundesland Rheinland-Pfalz etwa 7.500 Megawatt Windenergieanlagen und 5.500 Megawatt Photovoltaik installiert sein, jeweils ein Vielfaches der heute installierten Leistungen (Stand 2012: ca. 1.800 Megawatt Windenergieanlagen und 1.600 Megawatt Photovoltaik).

7.500 MW Wind  
5.500 MW PV im  
Jahr 2030

In der Studie wird neben dem Untersuchungshorizont 2030 auch das Jahr 2017 als Zwischenschritt in der Entwicklung untersucht. Die Erzeugungsleistungen für das Jahr 2017 werden zwischen den für das Ausgangsjahr 2012 erfassten Werten und der vorgegebenen Perspektive für 2030 interpoliert. Änderungen der installierten Erzeugungsleistung werden in Szenarien der Studie nur dort vorgenommen, wo dies zur Einhaltung der 100%-EE-Strategie notwendig ist.

### Netzausbau und Flexibilität

Die in der Perspektive bis zum Jahr 2030 weiter stark wachsende Einspeiseleistung aus Windenergie und Photovoltaik übersteigt in vielen Netzen die bisher auslegungsrelevante Spitzenlast deutlich und führt so zu einem Netzausbaubedarf in den Verteilnetzen bis zur 110-kV-Ebene. Da sich ungesteuerte Einspeisung und der Verbrauch in Regionen nur begrenzt gegenseitig ausgleichen und fast immer ein regionaler Überschuss oder Mangel besteht, entsteht auch in den Übertragungsnetzen der Höchstspannungsebene ein Anpassungsbedarf. Der Ausbau der Verteilungs- und Übertragungsnetze ist mit sehr hohem Aufwand verbunden. Von Interesse sind also alle Möglichkeiten, die zu einer Verringerung des Netzausbaubedarfes beitragen können. Der Einfluss verschiedener neuer Technologien und Maßnahmen auf den Ausbaubedarf aller Spannungsebenen in Rheinland-Pfalz wird in der Verteilnetzstudie berechnet.

Zusätzlich zum notwendigen Netzausbau als Voraussetzung zum regionalen und überregionalen Ausgleich von Last und Erzeugung müssen die im System verbleibenden Schwankungen der residualen Last (Gesamtsumme der Last und der nicht koordinierten Einspeisung) ausgeglichen werden. Es ist davon auszugehen, dass auch jene Regionen dazu beitragen müssen, deren Last und Erzeugung nach aktuellen Maßstäben größtenteils als nicht steuerbar anzusehen sind. Von besonderem Interesse sind deshalb Technologien und Maßnahmen mit Potenzial zur Erhöhung der regionalen Flexibilität.



## Bestimmung des Netzausbaus: Methodik

Das elektrische Versorgungsnetz wird anhand von Simulationsmodellen in Lastflussuntersuchungen analysiert. Je nach Spannungsebene kommen dafür verschiedene Modelle zum Einsatz:

Die Höchstspannungsebene (380 Kilovolt sowie 220 Kilovolt) wird gemeinsam mit der Hochspannungsebene (110 Kilovolt) in einem gemeinsamen Lastflussmodell abgebildet. Dieses Modell basiert innerhalb von Rheinland-Pfalz auf den realen Netzdaten der Netzbetreiber, die zu einem gemeinsamen Modell verknüpft wurden. Das Modell ist weiter verknüpft mit einem von Energynautics entwickelten vereinfachten Modell des europäischen Übertragungsnetzes, um auch überregionale Lastflüsse abbilden zu können. Innerhalb von Rheinland-Pfalz werden in einem aufwendigen Verfahren für jeden Netzknoten (Umspannwerke zur Mittelspannung) die Last- und Erzeugungsentwicklung bis zum Jahr 2030 prognostiziert und für verschiedene untersuchte Szenarien angepasst. Ebenso werden auch die (in den Beiträgen des Öko-Instituts bestimmten) Potenziale für Lastmanagement (DSM) und Speichertechnologien netzknotenscharf eingesetzt. Für die Bestimmung des Netzausbaus wird ein Algorithmus eingesetzt, der übergreifend über die betrachteten Spannungsebenen den Leitungsausbau nach Leistung und Leitungslänge minimiert und dabei die vorhandene Flexibilität optimal einsetzt. Planungsvorgaben der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber werden dabei berücksichtigt.

Höchstspannung  
Hochspannung

Zur Analyse des Ausbaubedarfs der Mittelspannungsebene (10-30 Kilovolt) werden Referenznetze verwendet. Zunächst werden dabei für bestimmte Netzgebieten repräsentative Netzgebiete ermittelt, deren reale Netzdaten dann für die gesamte Klasse verallgemeinert werden. Anhand der Häufigkeitsverteilung der Netzgebietenklassen in Rheinland-Pfalz können die Ergebnisse der Referenznetze so auf das gesamte Untersuchungsgebiet hochgerechnet werden. Für die Niederspannungsebene (0,4 Kilovolt) werden Modellnetze untersucht, die keine Abbildung realer Netzdaten darstellen, sondern bereits bei der Zusammensetzung der einzelnen Modelle auf der Analyse „typischer“ Gegebenheiten wie Netztyp, Stranglänge und Anzahl von Haus- und Gewerbeanschlüssen beruhen. Auch die Ergebnisse der Modellnetzanalyse werden dann anhand der Verteilung der Netzgebietenhäufigkeiten auf das gesamte Untersuchungsgebiet hochgerechnet. Die Ausbaukriterien für Mittel- und Niederspannungsnetze wurden mit Verteilnetzbetreibern abgestimmt.

Mittelspannung

Niederspannung

Ebenso wie die Ausbaukriterien der einzelnen Spannungsebenen wurden die Kostenannahmen hinsichtlich der benötigten Leitungen und Transformatorleistungen mit den Netzbetreibern in Rheinland-Pfalz abgestimmt. Auf dieser Grundlage werden dann aus dem berechneten notwendigen Netzausbau der einzelnen Ebenen die jeweiligen Kosten berechnet.

Netzausbaukosten

Für alle Netzebenen wird in den Modellen zunächst der Ist-Zustand des Ausgangsjahres 2012 abgebildet. Im Planungszeitraum bis 2017 sind von Seiten der Netzbetreiber die umzusetzenden Maßnahmen bereits weitgehend fixiert. Für die Spannungsebenen der Hoch- und Höchstspannung wurden die geplanten Maßnahmen bis 2017 und darüber

hinaus von den Netzbetreibern abgefragt und in das Simulationsmodell integriert. Auf dieser Grundlage wird dann der notwendige Netzausbau ermittelt. Ergebnis der Berechnung ist somit in der Hoch- und Höchstspannung der über die Planung der Netzbetreiber hinausgehende notwendige Netzverstärkungsbedarf. In der Mittel- und Niederspannung sind geplante Maßnahmen nur schwer zu erfassen und in die Modelle zu integrieren. Der ermittelte Ausbau dieser Spannungsebenen gibt deshalb den gesamten Ausbaubedarf bezogen auf den aktuellen Bestand wieder.

Die bei der Bestimmung des minimal notwendigen Netzausbaus verwendeten Algorithmen untersuchen die Verstärkung bestehender Leitungen. Insbesondere zum Anschluss der zukünftig anzuschließenden Leistung aus Windenergieanlagen werden jedoch zusätzliche Anschlussleitungen zu schaffen sein. Die Kosten für diese Leitungen hängen im Einzelnen von der geographischen Lage der Windparks ab. Um diese Kosten ohne Kenntnis konkreter Projekte abschätzen zu können, wurde ein Näherungsverfahren entwickelt, das sowohl eine zukünftige mutmaßliche geographische Verteilung der Erzeugungsleistung (gemeindescharf) berücksichtigt als auch die Standorte bestehender Umspannanlagen. Die Studie lässt offen, wie aktuell und zukünftig die Kostenaufteilung zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber erfolgt. In den Ergebnissen werden die Anschlusskosten zur besseren Zuordnung getrennt von den Kosten der in den Simulationen berechneten Maßnahmen der Netzverstärkung ausgewiesen. Dem gegenüber werden Photovoltaikanlagen weiterhin innerhalb der bestehenden Netzstrukturen angeschlossen, so dass hier keine separate Berechnung von Anschlusskosten erfolgt.

Windparks

### Untersuchte Szenarien

Die Untersuchung des bis zum Jahr 2017 und weiter bis zum Jahr 2030 in Rheinland-Pfalz notwendigen Ausbaus der elektrischen Versorgungsnetze erfolgt in einer Reihe von Szenarien, in denen jeweils verschiedene Technologien und Maßnahmen zur Verringerung des Netzausbaus eingesetzt werden: Im Referenzszenario wird zunächst der Netzausbaubedarf ermittelt, der sich ohne Einsatz neuer Technologien bei vollständiger Aufnahme aller Erzeugungsleistung ergibt („Business as usual“). Weitere Szenarien umfassen den Einsatz von Lastmanagement (DSM), verschiedene Varianten des Einsatzes von Speichern, intelligente und moderne Netzbetriebsmittel sowie die Möglichkeit der Leistungsbegrenzung von Erzeugungsanlagen (Abregelung). Aufgrund der Zielvorgabe der vollständig erneuerbaren Stromversorgung werden Verluste sowohl von Speichern als auch durch Abregelung in den Szenarien berücksichtigt und die Erzeugungsleistungen von Windenergie und Photovoltaik entsprechend angepasst.

Im Szenario „Intelligenter Netzausbau“ wird der Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen und Dynamic Line Rating im Betrieb von Freileitungen untersucht; im Bereich der Mittel- und Niederspannung kommen Weitbereichs-Spannungsregelung und regelbare Ortsnetztransformatoren zum Einsatz.

Das Szenario „Smart Grids“ untersucht neue Maßnahmen, die durch den Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnik möglich werden. Die in der Studie verwendete

Definition eines Smart Grids zielt auf die Aktivierung und intelligente Nutzung von Flexibilitätspotenzialen in der Mittel- und Niederspannungsebene. Im Einzelnen kommen in der Simulation die Technologieoptionen Batterien an Photovoltaikanlagen, Power-to-Heat, Lastmanagement und Weitbereichs-Spannungsregelung sowie regelbare Ortsnetztransformatoren zum Einsatz.

Das Szenario „Intelligenter EE-Ausbau“ betrachtet die Möglichkeit der Abregelung von Erzeugungsanlagen zur gesamtwirtschaftlichen Kostenminimierung im Kontext des Netzausbaus. Die durch Abregelung entstehenden Energieverluste werden durch zusätzlich installierte Anlagenleistung ausgeglichen. Die Ergebnisse erlauben dann eine Abschätzung, ob die eingesparten Netzausbaukosten in einem günstigen Verhältnis zur zusätzlich notwendigen Erzeugungsleistung (bzw. deren Kosten) stehen oder nicht.

Neben den bereits genannten werden in den weiteren Szenarien „DSM“, „Speicher (anteilig erschlossen)“, „Smart Storage“ noch weitere Varianten des Technologieeinsatzes untersucht. Von den zuerst genannten Szenarien unterscheiden sich diese durch Änderungen in der Höhe der verfügbaren Kapazitäten der Speicher und DSM oder im Detail abweichende Annahmen der Betriebsführung von Einheiten. Sie stellen keine unabhängigen Szenarien der Auswahl von Technologieklassen dar, so dass auf ihre genaue Darstellung im Rahmen dieser Kurzfassung verzichtet werden kann.

Aus der Auswertung aller Szenarien wird eine Technologieauswahl abgeleitet und noch einmal gesondert untersucht, die als „systemoptimiertes Szenario“ die Ergebnisse zusammenfasst.

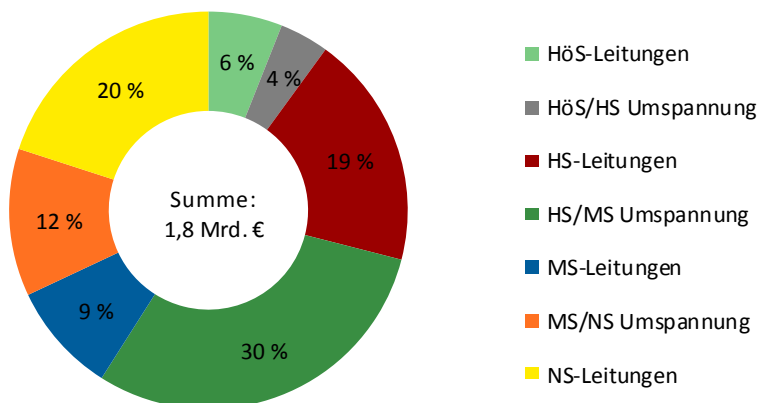
### Ergebnisse Referenzszenario

Der von den Netzbetreibern in den Höchst- und Hochspannungsnetzen bis zu den Jahren 2017 und 2030 bereits heute geplante Netzausbau wurde in den Simulationen bereits vorausgesetzt; der ermittelte Netzausbau und dessen Kosten bezeichnen daher die darüber hinaus noch notwendigen Investitionen. Das Referenzszenario dient zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs, der ohne Einsatz neuer Technologien bei vollständiger Aufnahme aller Erzeugungsleistung notwendig wäre („Business as usual“).

Business as usual

Im Referenzszenario ergibt sich ein über die Planungen der Netzbetreiber hinausgehender Investitionsbedarf in der Netzverstärkung von 1,8 Milliarden Euro bis zum Jahr 2030 in Rheinland-Pfalz (Abbildung 1). Der größte Kostenanteil des ermittelten Netzausbaus (30 %) entsteht im Bereich der Umspannung von Hoch- auf Mittelspannung. Dabei handelt es sich um die Transformatorkosten beim Anschluss der bis zum Jahr 2030 vorgesehenen installierten Windleistung. Auch die Kostenanteile der HS-Leitungen (19 %) und MS-Leitungen (9 %) enthalten Kosten für Windparkanschlüsse. Der zweitgrößte Kostenanteil (20 %) entsteht im Bereich der Niederspannung, wo die eingespeiste Leistung der PV-Anlagen aufgenommen werden muss.

Netzausbaukosten  
1,8 Milliarden  
Euro



**Abbildung 1: Verteilung der Netzausbaukosten auf die Spannungsebenen im Referenzszenario 2030.**  
Quelle: Eigene Darstellung (Energynautics GmbH)

### Ergebnisse Szenario Intelligenter Netzausbau

Es zeigt sich, dass bei Berücksichtigung der Technologien Dynamic Line Rating, Hochtemperaturleiterseile, regelbare Ortsnetztransformatoren (RONT) sowie Weitbereichs-Spannungsregelung (WBR) die ermittelten Netzausbaukosten in Rheinland-Pfalz bis zum Jahr 2030 im Vergleich zum Referenzszenario (1,8 Milliarden Euro) um bis zu 650 Millionen Euro reduziert werden könnten. In dem im Referenzszenario größten Kostenblock (der HS/MS-Umspannung) ergibt sich dabei keine signifikante Änderung. Allerdings kann der Ausbau bestehender Verbindungen der Hochspannungsebene durch Dynamic Line Rating deutlich reduziert werden. Dazu kommt auch in der Niederspannungsebene ein großes Einsparpotenzial durch regelbare Ortsnetztransformatoren. Nachteile der untersuchten Technologien in der Höchst- und Hochspannungsebene sind allerdings etwa der Anstieg der elektrischen Verluste sowie erweiterte Anforderungen an die Blindleistungskompensation.

Dynamic Line Rating (DLR)

Hochtemperatur-  
leiterseile (HTL)

Regelbare Ortsnetz-  
transformatoren (RONT)

Weitbereichs-  
Spannungsregelung  
(WBR)

### Ergebnisse Szenario Smart Grids

Zur Untersuchung der intelligenten Nutzung von Flexibilitätspotenzialen in der Mittel- und Niederspannungsebene werden in der Simulation die Technologieoptionen Batterien an Photovoltaikanlagen, Power-to-Heat, Lastmanagement sowie Weitbereichs-Spannungsregelung und regelbare Ortsnetztransformatoren eingesetzt. Die Verfahren der Speicherung und des Lastmanagements werden in der Simulation des Betriebs so gesteuert, dass ihr Betrieb nie zu einer Erhöhung des Netzausbaus führt, sondern in den kritischen Zeitpunkten der Netzentlastung dient. Abgesehen von dieser Beschränkung wird ein marktgeführter Betrieb angenommen.

PV-Batterien,  
Power-to-Heat,  
Lastmanagement

Die Ergebnisse der Simulationen zeigen bis zum Jahr 2030 in Rheinland-Pfalz eine mögliche Reduktion der Netzausbaukosten um 350 Millionen Euro gegenüber dem Referenzszenario. Der größte Teil der Einsparung geht auf das Konto der regelbaren Ortsnetztransformatoren. Wegen der Verluste bei Nutzung von Batteriespeichern und

Power-to-Heat wird zur vollständig erneuerbaren Stromversorgung eine höhere installierte Leistung benötigt, deren Netzanschlusskosten den netztechnischen Nutzen dieser Technologien teilweise wieder zunichte machen.

### Ergebnisse Szenario Intelligenter EE-Ausbau

Im Szenario „Intelligenter EE-Ausbau“ wird die Abregelung von Erzeugungsanlagen als Möglichkeit zur Vermeidung von Netzausbau untersucht. Diese Maßnahme ist potenziell besonders wirksam, weil sie stets an den kritischen Netzknoten verfügbar ist. In der Simulation ergibt sich im Bereich der Netzausbaukosten in Rheinland-Pfalz bis zum Jahr 2030 ein Einsparpotenzial von bis zu 780 Millionen Euro. Allerdings führen die durch Abregelung verursachten Energieverluste auch zu einem Anstieg der notwendigen installierten Leistung, um eine vollständig erneuerbare Stromversorgung zu gewährleisten. Die Kosten für diese zusätzlichen Erzeugungsanlagen (nicht in den Netzausbaukosten enthalten) verschlechtern die volkswirtschaftliche Bilanz des untersuchten Szenarios, dessen Kosten in dieser Hinsicht über denen des Referenzszenarios liegen. In der Systemoptimierung wird eine weitere, stärker begrenzte Variante der Abregelung noch einmal untersucht.

Abregelung

### Systemoptimierung

Anhand der Berechnungen aller Szenarien wird eine Technologieauswahl zusammengestellt, die gleichermaßen den Bedarf zur Minimierung der Netzausbaukosten sowie die Notwendigkeit von weiteren Flexibilitätsoptionen berücksichtigt. In zwei Varianten der Technologieauswahl werden außerdem gezielt der Einfluss einer einzelnen Speichertechnologie (Pumpspeicherkraftwerke) diskutiert und die Wirkung einer eng begrenzten Form von Abregelung untersucht. Die Ergebnisse zeigen, dass unter Berücksichtigung von Lastmanagement und Speichereinsatz die Netzausbaukosten noch unter die Ergebnisse des Szenarios „Intelligenter Netzausbau“ sinken können, wenn ein intelligenter und koordinierter Technologieeinsatz erfolgt. Wenn Netzausbau verursachende Einspeisespitzen nur sehr selten auftreten, lässt sich außerdem mit sehr begrenzten Abregelungsmaßnahmen effizient eine weitere Reduktion der Systemkosten erreichen.

Technologieauswahl

Durch die getroffene Technologieauswahl können im Vergleich zum Referenzszenario in den meisten Netzebenen deutliche Einsparungen erzielt werden (Abbildung 2). Die Summe der Netzausbaukosten aller Netzebenen bis zum Jahr 2030 beträgt im systemoptimierten Szenario noch 1,0 Milliarden Euro (Referenzszenario: 1,8 Milliarden Euro). Der Kostenanteil der Umspannebene zwischen Hoch- und Mittelspannung wächst auf 50 % an. Die Technologieauswahl führt in dieser Ebene zu keiner deutlichen Einsparung; die niedrigere Kostensumme der Netzebenen lässt daher den Anteil dieser Ebene wachsen. Die zweite Netzebene mit deutlich höherem Anteil an den Netzausbaukosten als im Referenzszenario ist die Umspannebene zwischen der Mittel- und Niederspannung (Anstieg von 12 % auf 23 %). Hier sind aufgrund der regelbaren Ortsnetztransformatoren auch tatsächlich höhere Kosten die Ursache.

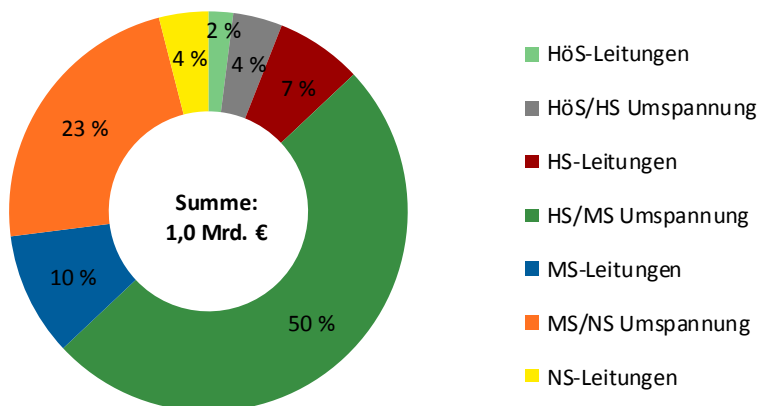


Abbildung 2: Verteilung der Netzausbaukosten auf die Spannungsebenen im Systemoptimierten Szenario 2030. Quelle: Eigene Darstellung (Energynautics GmbH)

### Kostenvergleich der Szenarien

Als Bewertungskriterien der Szenarien werden sowohl die ermittelten Netzausbaukosten als auch die Gesamtkosten betrachtet. Die Gesamtkosten enthalten neben den Netzausbaukosten auch die Kosten für die bis zum Jahr 2030 in den Szenarien benötigten Erzeugungsanlagen von Windenergie und PV. Tabelle 1 zeigt die aus den Kosten resultierende Rangfolge der Szenarien. Bei den aufgelisteten Technologien ist insbesondere für Speicher und Lastmanagement (DSM) zu beachten, dass zwischen den Szenarien erhebliche Unterschiede der als verfügbar angenommenen Kapazitäten und auch der Betriebsweise bestehen. Speicher sind sowohl in den Szenarien mit den höchsten Kosten als auch in Szenarien mit geringen Kosten zu finden.

Tabelle 1: Vergleich der Szenarien zur Bestimmung der Netzausbaukosten für das Jahr 2030. Quelle: Eigene Darstellung (Energynautics GmbH)

Szenario	Netzausbaukosten bezogen auf Referenzszenario	Gesamtkosten <sup>1</sup> bezogen auf Referenzszenario	Technologieauswahl <sup>2</sup>
Speicher (anteilig erschlossen)	1,18	1,26	Speicher
Smart Storage	1,00	1,12	Speicher
Smart Grids	0,80	1,06	Speicher, DSM, RONT, WBR
Referenzszenario	1,00	1,00	Konventioneller Netzausbau
DSM	0,96	1,00	Lastmanagement
Intelligenter EE-Ausbau	0,56	0,98	Abregelung
Optimiertes Szenario + PSW	0,61	0,97	DLR, HTL, RONT, Speicher, DSM, PSW
Optimiertes Szenario	0,58	0,95	DLR, HTL, RONT, Speicher, DSM
Intelligenter Netzausbau	0,63	0,95	DLR, HTL, RONT, WBR
Optimiertes Szenario + Abregelung	0,49	0,94	DLR, HTL, RONT, Speicher, DSM, Abregelung

<sup>1</sup> Die verwendeten Gesamtkosten enthalten Netzausbaukosten sowie Kosten für Windenergie- und PV-Anlagen, jedoch keine Speicherkosten.

<sup>2</sup> DSM: Demand Side Management (Lastmanagement), DLR: Dynamic Line Rating, HTL: Hochtemperaturleiterseile, RONT: regelbare Ortsnetztransformatoren, PSW: Pumpspeicherkraftwerke, WBR: Weitbereichs-Spannungsregelung

Aus der Rangfolge der Szenarien lässt sich erkennen, dass die Minimierung der Kosten nur durch eine geeignete Kombination von Technologieoptionen erfolgen kann. Bei genauer Betrachtung der Unterschiede zwischen den Szenarien können aus den Ergebnissen Rückschlüsse sowohl auf die am besten geeigneten Technologien zur Kostenminimierung als auch auf vorteilhafte Betriebsweisen von Speicher und Lastmanagement abgeleitet werden.

### Kernaussagen der Netzberechnungen

Die dargestellten Szenarien zeigen den möglichen Einfluss konkreter Technologieoptionen auf die Netzausbaukosten einer Region am Beispiel des Bundeslandes Rheinland-Pfalz in der angestrebten Entwicklung bis zum Jahr 2030. Dabei zeigt sich, dass Maßnahmen mit großem Potenzial zur Verringerung der Netzausbaukosten oft nur geringen Einfluss auf die Bereitstellung von Flexibilität (zum Ausgleich der Schwankungen der Last und der Einspeisung aus Wind und PV) im deutschen und europäischen Kontext haben und umgekehrt. Das langfristige Ziel einer vollständig erneuerbaren, sicheren und wirtschaftlichen Stromversorgung erfordert daher eine ausgewogene Aktivierung aller verfügbaren Technologieoptionen jeweils dort, wo diese den größten Nutzen bringen. In allen Szenarien wird auch bei Einsatz aller neuen Technologien ein Ausbau- und Verstärkungsbedarf im Hoch- und Höchstspannungsnetz über die Planungen der Netzbetreiber hinaus ermittelt. Dieses Ergebnis bestätigt die geplanten Maßnahmen der Netzbetreiber als notwendige Maßnahmen zur Umsetzung der Ausbauziele im Rahmen der geplanten Entwicklung.

Aktivierung  
aller Optionen

Entscheidend für den Netzausbaubedarf sind bei den veranschlagten Ausbauzielen der Einspeiseleistung aus Wind und Photovoltaik die Zeiten des höchsten Primärenergieangebots. Daraus folgt, dass der maximal notwendige Netzausbau nur für wenige Zeiten relativ kurzer Dauer benötigt wird. Als wirkungsvollste Maßnahmen zur Begrenzung der Netzausbaukosten erweisen sich im Bereich der Höchst- und Hochspannungsebenen die Technologien Dynamic Line Rating und Hochtemperaturleiterseile. Insbesondere steht bei Dynamic Line Rating die Erhöhung der Übertragungskapazität von Freileitungen genau dann zur Verfügung, wenn auch die Einspeiseleistung hoch ist, nämlich bei hoher Windgeschwindigkeit.

Dynamic Line  
Rating

Hochtemperatur-  
leiterseile

Im Bereich der Niederspannung sind regelbare Ortsnetztransformatoren (RONT) oft ein geeignetes Mittel zur Vermeidung von Leitungsausbau bei Spannungsproblemen und haben dadurch potenziell erheblichen Nutzen zur Reduktion der Netzausbaukosten.

Regelbare Ortsnetz-  
transformatoren

Aus den Ergebnissen einer Variante des systemoptimierten Szenarios zeigt sich, dass eine begrenzte Form von Abregelungsmaßnahmen nicht nur die Netzausbaukosten deutlich zu verringern hilft, sondern auch nach Ausgleich der entstehenden Verluste durch weitere installierte Leistung aus erneuerbaren Energieanlagen im Kontext der 100%-EE-Strategie noch volkswirtschaftlich sinnvoll ist. Da die Abregelungsmaßnahmen nur zu den wenigen Zeiten der maximalen Einspeisung benötigt werden, treten nur geringe Energieverluste auf. Außerdem steht die Leistungsbegrenzung stets in den

Begrenzte  
Abregelung

Netzbereichen zur Verfügung, wo die Einspeisespitze andernfalls weitere Netzverstärkung erfordern würde.

Im Hinblick auf die Einsparung von Netzausbaukosten konnte für den Einsatz von Lastmanagement und Speichertechnologien kein erheblicher Nutzen nachgewiesen werden. Diese Technologien können ihre Vorteile vor allem beim Ausgleich der Leistungsschwankungen im elektrischen Versorgungssystem ausspielen, weniger jedoch bei der Begrenzung der Netzausbaukosten unter Berücksichtigung der vollständig auf erneuerbaren Energien beruhenden Stromversorgung in Rheinland-Pfalz bis zum Jahr 2030. Potenziell erhöhen insbesondere Speicher sogar die Notwendigkeit für Netzausbau, wenn dem nicht durch zusätzliche Beschränkungen entgegengewirkt wird: die Berücksichtigung mindestens der lokalen Netzauslastung bei der Be- und Entladung müsste im normalen Betriebsmodus vorausgesetzt werden. Sofern dennoch kein rein netzgeführter Betrieb der Speicher gewünscht wird oder möglich ist, müsste die zur Verfügung stehende Netzkapazität zur Leistungsaufnahme bereits bei der Standortauswahl Berücksichtigung finden. Eine eigenverbrauchsbezogene Betriebsweise, die nicht gezielt und zuverlässig die Leistungsspitzen der Last und Einspeisung verringert, erfüllt keine der oben genannten Bedingungen.

Lastmanagement,  
Speicher

Insgesamt bestätigen die Ergebnisse der Netzberechnungen, dass auch für den Ausgleich der regionalen Leistungsschwankungen aus Last und Einspeisung aus erneuerbaren Energien der Ausbau beziehungsweise die Verstärkung des elektrischen Netzes als erste Maßnahme erfolgen sollte. Bei einer intelligenten Netzplanung unter Berücksichtigung moderner Technologien und bisher nicht genutzter Möglichkeiten im bestehenden oder gegebenenfalls anzupassenden rechtlichen Rahmen ergeben sich dabei gesamtwirtschaftlich vorteilhafte Handlungsoptionen im Vergleich zum „Business as usual“.

Priorität  
Netzausbau



## SPEICHERKAPAZITÄT & LASTMANAGEMENT (ARBEITSPAKET 3)

In Arbeitspaket 3 wird eine Bestandsaufnahme und Potenzialerhebung für Speichertechnologien und Lastmanagement in Rheinland-Pfalz in den Szenario-Jahren 2017 und 2030 durchgeführt sowie darauf aufbauend ein Speicherkonzept für Rheinland-Pfalz modellgestützt abgeleitet. Als Technologieoptionen werden Lastmanagement, Biogas-BHKW mit Gasspeicherung, KWK-Anlagen mit Wärmespeicherung, Pumpspeicherkraftwerke, PV-Batteriesysteme, Power-to-Heat und Power-to-Gas betrachtet. Für das Szenario-Jahr 2030 wird für einige Flexibilitätsoptionen zwischen einem anteilig und einem komplett erschlossenem Potenzial unterschieden.

### Potenzialerhebung

Das DSM-Potenzial in Rheinland-Pfalz setzt sich aus manuellem Lastmanagement, Wärmepumpen und Elektroboilern in privaten Haushalten, aus Prozessen mit Intervallbetrieb bzw. mit thermischem Speicher im Gewerbesektor<sup>3</sup> sowie dem DSM-Potenzial in der Industrie (Chlorelektrolyse, Zementwerke und Papierindustrie) zusammen.

Die Speicher- und Flexibilitätsoptionen in Rheinland-Pfalz sind in Tabelle 2 mit ihrem anteilig erschlossenen Potenzial im Szenario-Jahr 2030 sowie ihren Wirkungsgraden und Verlusten über die Speicherdauer dargestellt. Das profilunabhängige und damit ganzjährig verfügbare Potenzial zur Speicherbeladung in Höhe von rund 1.700 MW wird durch Pumpspeicherkraftwerke (1.450 MW, davon sind die 850 MW des PSW Vianden schon im Referenz-Szenario verfügbar, jeweils 300 MW entfallen auf die geplanten PSW Schweich und Heimbach) dominiert, gefolgt von Power-to-Gas (200 MW) und Biogas-BHKW mit Gasspeicherung (50 MW). Das Power-to-Gas Potenzial setzt sich aus der Elektrolyse und ganzjährig möglichen Wasserstoffeinspeisung in das Erdgasnetz sowie der Elektrolyse und katalytischen Methanisierung mit regenerativem CO<sub>2</sub> aus Biogasanlagen zusammen.

Ganzjähriges  
Potenzial

Profilabhängig und damit im Jahresverlauf schwankend stehen mindestens 470 MW bis maximal rund 4.350 MW an flexibler Last bzw. flexibler Erzeugungsleistung zur Systemintegration von erneuerbaren Energien zur Verfügung. Der Maximalwert wird dabei mit rund 3.000 MW von Power-to-Heat dominiert.

Profilabhängiges  
Potenzial

<sup>3</sup> Gewächshäuser, Kläranlagen, Wasserwerke, Kühlhäuser, Lebensmitteleinzelhandel, Lebensmittelherstellung und Klimatisierung

**Tabelle 2: Potenzialbeschreibung und Wirkungsgrad Merit Order für Speicher- und Flexibilitätsoptionen in Rheinland-Pfalz im Szenario-Jahr 2030 (anteilig erschlossen). Quelle: Eigene Darstellung (Öko-Institut e.V.)**

Option	Potenzial	Profil-abhängig	Wirkungs-grad	Speicher-dauer	Speicher-verluste
<b>Biogas-BHKW mit Gasspeicherung</b>	40 MW – 50 MW	nein	100 %	< 12 h	0 %/h
<b>Lastmanagement</b>	300 MW – 450 MW	ja	100 %	< 2 h	0,5 %/h bei Kälte oder Wärme
<b>KWK-Anlagen mit Wärmespeicher</b>	20 MW – 540 MW	ja	100 %	< 4 h	0,5 %/h
<b>PV-Batteriesysteme</b>	0 MW – 350 MW	ja	85 %	< 2 h	0,01 %/h
<b>Pumpspeicher-kraftwerke</b>	1.450 MW – 1.900 MW	nein	75 % – 80 %	< 5 h	0 %
<b>Power-to-Heat</b>	150 MW – 3.100 MW	ja	50 %	“unbegrenzt”	0,5 %/h bei Wärme-speicherung
<b>Power-to-Gas</b>	200 MW	nein	25 % – 35 %	“unbegrenzt”	0 %

### Methodik zur Modellierung des DSM- und Speicher-Einsatzes

Der DSM- und Speichereinsatz kann grundsätzlich aus verschiedenen Perspektiven modelliert werden. Die Einsatzentscheidung für Flexibilität und Speicher kann sowohl aus Netzsicht, beispielsweise zur Vermeidung von Netzengpässen, als auch aus volkswirtschaftlicher (Minimierung der Systemgesamtkosten) oder betriebswirtschaftlicher Perspektive (Maximierung des individuellen Gewinns) getroffen werden. Des Weiteren kann Rheinland-Pfalz isoliert, quasi als Insel, oder im Netzverbund mit Deutschland und Europa betrachtet werden.

Um die Fragestellung zu beantworten, inwieweit Rheinland-Pfalz seine EE- und Lastschwankungen mit in Rheinland-Pfalz verfügbaren Speicher- und Flexibilitätsoptionen ausgleichen kann, wird in diesem Arbeitsschritt das Speicherkonzept aus volkswirtschaftlicher Perspektive und isoliert für Rheinland-Pfalz mit dem Strommarktmodell PowerFlex des Öko-Instituts abgeleitet.

Das Strommarktmodell PowerFlex des Öko-Instituts setzt die einzelnen Flexibilitätsoptionen kostenminimal und unter Berücksichtigung techno-ökonomischer Restriktionen (Nebenbedingungen) ein, um die Stromnachfrage in Rheinland-Pfalz zu decken. Als Ergebnis werden die Einsatzprofile der einzelnen Technologieoptionen sowie die

Modellierungs-  
perspektive

Strommarktmodell  
PowerFlex

verbleibende lokale Stromunterdeckung bzw. der verbleibende lokale EE-Überschuss als Residuallast ausgegeben. Die Residuallast wird als Jahresdauerlinie dargestellt.

Die Beschränkung auf Rheinland-Pfalz verzerrt die sich ergebenden Einsatzprofile im Vergleich zu einer deutschlandweiten Betrachtung, da sich in Deutschland ein einheitlicher Strompreis bildet, d.h. es gibt keinen für Rheinland-Pfalz spezifischen Strommarkt bzw. Strompreis. Auf der anderen Seite werden bei einer deutschlandweiten Modellierung die Einsatzprofile der Akteure in Rheinland-Pfalz, welche häufig auf Verteilnetzebene angesiedelt sind (z.B. Lastmanagement, BHKW, Power-to-Heat), von dem für Deutschland unterstellten Ausbau an erneuerbaren Energien, Flexibilität und Speichern dominiert. Dadurch geraten die Wechselwirkungen zwischen Deutschland und Rheinland-Pfalz und weniger die Fragestellung nach dem Einfluss von DSM und Speichern in Rheinland-Pfalz in den Fokus der Modellierung. Relevant sind in diesem Kontext v.a. Power-to-Heat und Power-to-Gas, da sie Energieflüsse zwischen dem Strom-, Wärme- und Gassektor verschieben und eine rein stromseitige Bewertung erschweren.

Deutschland und  
Rheinland-Pfalz

Die Fokussierung auf den EE-Ausgleich innerhalb von Rheinland-Pfalz führt zu einer Minimierung des Stromdefizits und der EE-Überschüsse und bedingt dadurch auch eine Minimierung der „Kuppelkapazität“ zwischen Rheinland-Pfalz und Deutschland. Auf der anderen Seite kann dies unter Umständen auch einen höheren Netzausbau in Rheinland-Pfalz zur Folge haben. Diese Frage wird in Arbeitspaket 5 näher untersucht, wo die Speicher- und Flexibilitätsoptionen sowohl „marktgetrieben“ als auch „netzgetrieben“ eingesetzt werden.

Inselbetrachtung

### Referenz-Szenario für Inselbetrachtung und Ausgleich mit Deutschland

Mit Hilfe eines Zwei-Knotenmodells (Deutschland und Rheinland-Pfalz) werden die EE-Überschüsse in Rheinland-Pfalz sowie der benötigte Stromimport aus Deutschland in den Szenario-Jahren 2017 und 2030 nach räumlichem Ausgleich von Last- und EE-Schwankungen zwischen Rheinland-Pfalz und Deutschland sowie dem Einsatz der heute bestehenden Pumpspeicherkraftwerke (alle deutschen PSW sowie das PSW Vianden) bestimmt. In Rheinland-Pfalz anfallende EE-Überschüsse werden dadurch soweit möglich in Deutschland zur Deckung der Stromnachfrage genutzt bzw. in Pumpspeicherkraftwerken gespeichert. Im Gegenzug wird auch der Kraftwerkspark in Deutschland eingesetzt, um die Stromnachfrage in Rheinland-Pfalz zu decken. Die verbleibenden EE-Überschüsse in Rheinland-Pfalz (negativer Teil der Kurve) sowie der Stromimport nach Rheinland-Pfalz (positiver Teil der Kurve) sind in Abbildung 3 den EE-Überschüssen sowie dem Stromdefizit in Rheinland-Pfalz in der Inselbetrachtung gegenübergestellt.

Zwei-Knotenmodell

Es zeigt sich, dass im Szenario-Jahr 2017 durch den räumlichen Ausgleich mit Deutschland nur noch punktuelle EE-Überschüsse in Rheinland-Pfalz auftreten. Ein Bedarf zur Speicherung und Flexibilisierung zur Systemintegration von Erneuerbaren Energien besteht damit im Szenario-Jahr 2017 noch nicht. Im Szenario-Jahr 2030 können die lokalen EE-Überschüsse in Rheinland-Pfalz zu rund 60 % außerhalb von Rheinland-Pfalz zur Deckung der Stromnachfrage genutzt oder in Pumpspeicherkraftwerken gespeichert

werden. Die verbleibenden EE-Überschüsse in Höhe von 3,7 TWh können nur durch zusätzliche Flexibilitäts- und Speicheroptionen (in Rheinland-Pfalz oder Gesamtdeutschland) genutzt werden, müssen abgeregelt oder ins europäische Ausland exportiert werden.

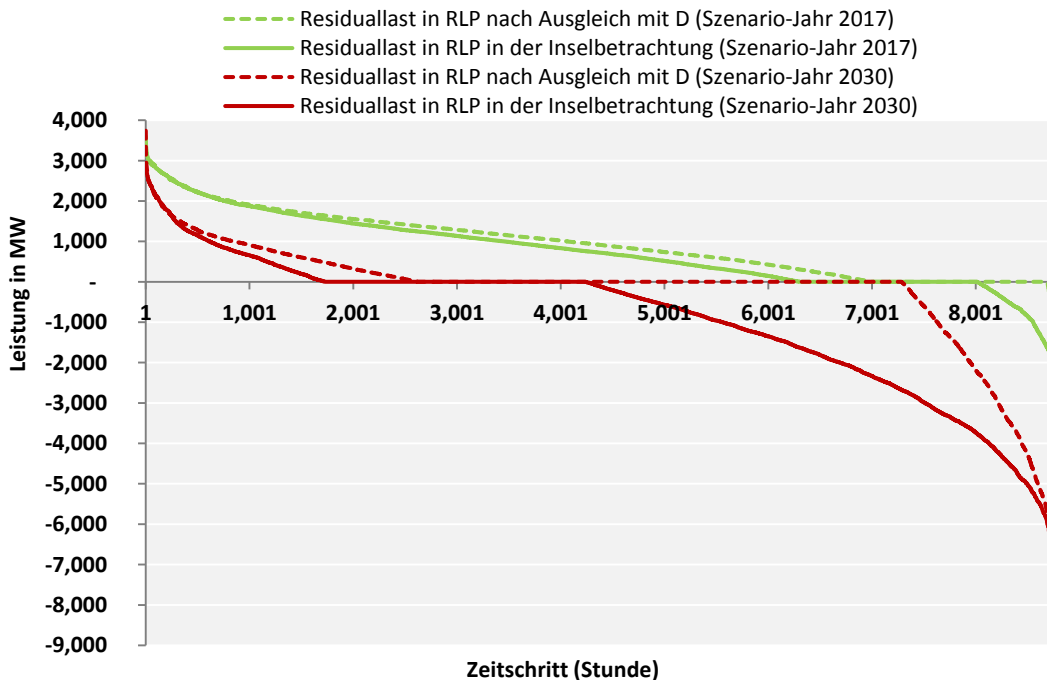


Abbildung 3: Residuallast von Rheinland-Pfalz in den Szenario-Jahren 2017 und 2030 bei Kopplung mit Deutschland (Zwei-Knotenmodell) sowie in der Inselbetrachtung (nur Rheinland-Pfalz, RLP). Quelle: Eigene Darstellung (Öko-Institut e.V.)

### Auswirkungen des Flexibilitätseinsatzes in Rheinland-Pfalz

Der Einsatz von Flexibilität zur Minimierung der Systemgesamtkosten wirkt sich an verschiedenen Stellen auf die Strombilanz aus. Für Flexibilitätsoptionen besteht der Anreiz, in Zeiten mit niedrigen Grenzkosten den Stromverbrauch zu erhöhen bzw. die Stromerzeugung zu verringern und umgekehrt in Zeiten mit hohen Grenzkosten den Stromverbrauch zu reduzieren bzw. die Stromerzeugung zu erhöhen. Geschieht dies zu Zeiten mit lokalen EE-Überschüssen (minimale Grenzkosten), werden zusätzliche EE-Strommengen in das Stromsystem integriert. Die maximale spezifische Kostenminimierung je Megawattstunde wird dabei erzielt, wenn lokale EE-Überschüsse in Zeiten mit lokalen Stromdefiziten (maximale Grenzkosten) verschoben werden können. Darüber hinaus wird jedoch auch eine Reduktion der Systemgesamtkosten erreicht, wenn innerhalb der Merit Order der Stromerzeugungsmix optimiert wird, ohne dass lokale EE-Überschüsse vorliegen. In Tabelle 3 sind der flexible Stromverbrauch, der Speichereinsatz und die flexible Stromerzeugung im Szenario-Jahr 2030 zusammengefasst und der Reduktion der lokalen EE-Überschüsse und Stromdefizite gegenübergestellt. Dabei wird deutlich, dass im Szenario-Jahr 2030 durch Lastmanagement und Speicher (ohne Power-to-Heat und Power-to-Gas) rund 2.000 GWh Strom flexibel verbraucht, erzeugt oder gespeichert werden, davon entfallen allerdings nur 600 GWh

EE-Integration

auf den Effekt der zusätzlichen EE-Integration. Dies unterstreicht, dass Lastmanagement und Speicher sich im Modell als Marktakteure verhalten und damit nur indirekt bzw. bei entsprechenden Preissignalen auch eine maximale EE-Integration zum Ziel haben.

**Tabelle 3: Flexibler Stromverbrauch, Speichereinsatz und flexible Stromerzeugung im Szenario-Jahr 2030.**  
Quelle: Eigene Darstellung (Öko-Institut e.V.)

DSM- und Speicher-Szenario (anteilig erschlossen)	Lasterrhöhung, Speicherbeladung, Reduktion Stromerzeugung	Reduktion lokaler EE-Überschuss	Lastreduktion, Speicherentladung, Erhöhung Stromerzeugung	Reduktion lokales Stromdefizit
<b>Lastmanagement</b>	+190 GWh	-80 GWh	-180 GWh	-80 GWh
<b>Biogas-BHKW mit Gasspeicherung</b>	-120 GWh		+120 GWh	
<b>KWK-Anlagen mit Wärmespeicher</b>	-210 GWh		+110 GWh	
<b>PV-Batteriesysteme</b>	+160 GWh		-140 GWh	
<b>Pumpspeicherkraftwerke</b>	+1.300 GWh		-1.100 GWh	
<b>Power-to-Heat</b>	+6.000 GWh	-6.000 GWh		
<b>Power-to-Gas</b>	+400 GWh	-400 GWh		

Gründe für die nur anteilige EE-Integration sind in dem Zusammenspiel aus zeitlicher Charakteristik der EE-Überschüsse und dem verfügbaren Flexibilitätspotenzial zu sehen. Insbesondere EE-Überschusspitzen größer 2.200 MW sowie EE-Überschussplateaus über mehr als 2 bis 5 Stunden können durch die ganzjährig verfügbaren Flexibilitätspotenziale nicht mehr aufgenommen werden, da zum einen die installierte Leistung und zum anderen die installierte Speicherkapazität begrenzt sind.

### **Ableitung des Speicherkonzepts für Rheinland-Pfalz**

Mit seiner 100 % EE-Strategie für die Stromversorgung bis zum Jahr 2030 ist Rheinland-Pfalz ein Pionier beim Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland und in Europa. Die energiepolitische Zielsetzung auf Landesebene stellt neue Anforderungen an den begleitenden Aus- und Umbau der Verteilnetze und den Einsatz innovativer und intelligenter Technologien. Es geht dabei auch um die Frage, wo ein sinnvoller Ausgleich von lokalen EE- und Lastschwankungen durch Lastmanagement und Speichereinsatz herbeigeführt werden kann.

Aus Effizienzgesichtspunkten ist es jedoch vorteilhaft, mit dem lokal überschüssigen EE-Strom in Rheinland-Pfalz zunächst die Stromnachfrage im deutsch-europäischen Netzverbund direkt zu decken und dadurch fossile oder nukleare Stromerzeugung zu substituieren. Erst wenn diese Möglichkeit ausgeschöpft ist, kommen Lastmanagement und Speicheroptionen in Betracht. Im Gegensatz zu einer direkten Nutzung gehen Lastmanagement und vor allem Speicheroptionen mit höheren Wirkungsgradverlusten einher, die wiederum zu einem höheren EE-Ausbaubedarf führen.

Direkte  
Lastdeckung

Wann Lastmanagement und Speicheroptionen eine stärkere Rolle spielen, hängt von dem Ausbau der erneuerbaren Energien und der Entwicklung des Stromverbrauchs in Deutschland und in Europa ab. Mit dem geplanten deutschlandweiten EE-Ausbau kann vor allem Lastmanagement auch bald an Bedeutung gewinnen, insbesondere zur Glättung von Lastspitzen.

Lastmanagement und Speicher stellen generell Marktakteure dar und sind nicht Teil der Netzinfrastruktur. Sie werden primär marktgeführt betrieben und sind dafür auf einen ausreichenden Netzausbau angewiesen. Zusätzlich können aber auch Netzbetreiber den Speicher- und DSM-Einsatz punktuell zum Netzkapazitätsmanagement einsetzen.

Im Szenario-Jahr 2030 übertreffen in der Inselbetrachtung die lokalen EE-Überschüsse von bis zu 8 GW bis 9 GW das ganzjährig verfügbare Flexibilitätspotenzial in Rheinland-Pfalz in Höhe von 2,2 GW (anteilig erschlossenes Potenzial) in etwa um den Faktor 4. Treffen maximale EE-Überschüsse und maximales Flexibilitätspotenzial inklusive der profilabhängigen Potenziale zeitlich zusammen, so können die EE-Überschüsse zumindest kurzfristig und nahezu vollständig in Rheinland-Pfalz genutzt werden. Durch den dominierenden Einfluss von Power-to-Heat ist dies jedoch nur für die Wintermonate gegeben. Aus dieser Betrachtung wird deutlich, dass alle in Rheinland-Pfalz verfügbaren Flexibilitätsoptionen im Laufe des Transformationsprozesses im Stromsystem benötigt werden. Dies gilt insbesondere für die Inselbetrachtung als Extremfall, aber auch bei zunehmendem EE-Ausbau außerhalb von Rheinland-Pfalz.

Bei der zeitlichen Entwicklung zur Erschließung der Speicher- und DSM-Potenziale in Rheinland-Pfalz kommt zunächst denjenigen Flexibilitätsoptionen eine prioritäre Rolle zu, die geringe Verluste aufweisen, günstig zu erschließen sind und zumindest kurzfristige Schwankungen ausgleichen können. Dies betrifft beispielsweise die Flexibilisierung von bestehenden Erzeugungsanlagen wie Biogas-BHKW (Gasspeicher und zusätzliche BHKW-Kapazität) und KWK-Anlagen (Wärmespeicher). Auch durch Lastmanagement können Lastspitzen gekappt und lokale EE-Überschüsse punktuell aufgenommen werden. Besonders geeignet erscheinen größere DSM-Akteure in der Industrie und im Gewerbesektor, da sie entweder bereits über die entsprechende Infrastruktur verfügen (z.B. wenn sie Regelleistung anbieten) oder sich diese kurzfristig nachrüsten lässt.

Flexible KWK-  
Anlagen und  
Biogasanlagen

Lastmanagement

Mittelfristig kommt auch dem automatisierten Lastmanagement zur elektrischen Wärme- und Kältebereitstellung eine relevante Rolle zu, wobei in Rheinland-Pfalz insbesondere der zunehmende Einsatz von Wärmepumpen im Gebäudebereich von

Bedeutung ist. Hier sollte frühzeitig auf die Möglichkeit zur Flexibilisierung dieser Technologie geachtet werden.

Ebenfalls mittelfristig von Bedeutung sind die beiden geplanten Pumpspeicherkraftwerke in Schweich und Heimbach. Sie stellen eine bereits etablierte Technologieoption dar und sind die einzige Flexibilitätsoption in der Größenklasse von mehreren hundert Megawatt in Rheinland-Pfalz (zentraler Großspeicher). Darüber hinaus steht das Speicherpotenzial ganzjährig konstant zur Verfügung und hängt nicht von einem Nachfrage- oder Erzeugungsprofil ab (wie z.B. bei DSM oder KWK-Anlagen). Dem langwierigen Planungs- und Bauzeitraum steht eine hohe technische Lebensdauer gegenüber.

Pumpspeicher-  
kraftwerke

PV-Batteriespeicher in Kombination mit Einspeisebegrenzung spielen erst in der mittel- bis langfristigen Perspektive eine Rolle beim Ausgleich von Einspeise- und Lastschwankungen im Gesamtsystem. Problematisch ist, dass diese lokale Speicheroption aus der individuellen Sicht des PV-Batteriebesitzers eingesetzt wird. Damit wird teilweise auch dann Strom zur Eigenbedarfsdeckung gespeichert, wenn im Gesamtsystem noch eine direkte Nutzung möglich wäre. Dies ist aufgrund der Speicherverluste aus der Gesamtsystemperspektive energetisch ineffizient. Zudem sind Batterien derzeit noch relativ teuer, wobei zukünftig sicherlich Kostensenkungspotenziale zu erwarten sind.

PV-Batterie-  
speicher

In der langfristigen Perspektive und in einem Stromsystem mit einem sehr hohen EE-Anteil spielen dann Power-to-Heat und später auch Power-to-Gas eine wichtige Rolle. Beide Optionen koppeln das Stromsystem mit anderen Energiesektoren, wie z.B. dem Wärme-, Erdgas-, Wasserstoff- oder Verkehrssektor. Power-to-Heat und Power-to-Gas erhöhen in diesen Sektoren aber nur dann den Anteil an erneuerbaren Energieträgern, wenn sie selbst mit überschüssigen und vom Stromsystem nicht mehr nutzbaren erneuerbaren Energien betrieben werden. Für den zusätzlichen Stromverbrauch in den weiteren Sektoren müssen dann entsprechend auch zusätzliche EE-Anlagen errichtet werden.

Power-to-Heat  
und Power-to-Gas

Im Vergleich zu den anderen Flexibilitätsoptionen weisen Power-to-Heat und Power-to-Gas als vollständige Stromspeicher (d.h. inklusive Rückverstromung) die mit Abstand geringsten Wirkungsgrade auf. Allerdings hat Power-to-Heat mit virtueller Erdgas-Speicherung bei einem Wirkungsgrad von rund 50 % für die Erdgasverstromung hier noch einen deutlichen Vorteil gegenüber Power-to-Gas mit einem Wirkungsgrad von rund 25 % für die Prozesskette Power-to-Gas-to-Power. Zudem sind die spezifischen Investitionen für Power-to-Heat deutlich geringer im Vergleich zu Power-to-Gas.

Insgesamt werden die unterschiedlichen Optionen in verschiedenen zeitlichen Entwicklungsschritten einen Beitrag zum Aufbau eines erneuerbaren Energiesystems leisten. Dabei können prinzipiell alle Optionen in einem zukünftigen und auf erneuerbaren Energien beruhenden Stromsystem (sowie auch Gesamtenergiesystem) eine Rolle spielen, jeweils an unterschiedlichen Stellen und in unterschiedlichen Phasen des Transformationsprozesses. Forschung und Entwicklung sowie Demonstrations- und Pilotanlagen sind daher für alle Optionen relevant, gerade auch für diejenigen, die erst in der mittel- bis langfristigen Perspektive eine großflächige Rolle spielen. Abbildung 4

fasst noch einmal die zeitliche Aufeinanderfolge der verschiedenen Flexibilitätspotenziale zur Aufnahme von lokalen EE-Überschüssen in Rheinland-Pfalz zusammen.

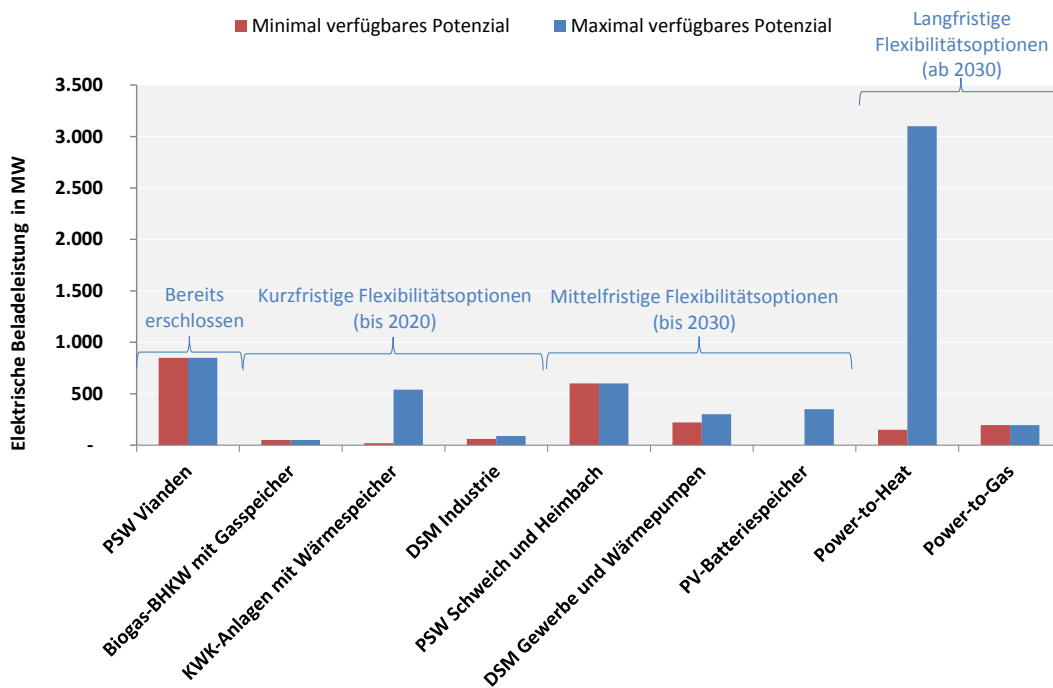


Abbildung 4: Einbindung der anteilig erschlossenen Flexibilitätspotenziale in Rheinland-Pfalz zur Nutzung von lokalen EE-Überschüssen im zeitlichen Verlauf des Transformationsprozesses hin zu 100 % erneuerbaren Energien. Quelle: Eigene Darstellung (Öko-Institut e.V.)



## RECHTSRAHMEN (ARBEITSPAKET 6)

Der Abschnitt Rechtsrahmen (Arbeitspaket 6) gliedert sich in insgesamt drei Arbeitsschritte: Im ersten Arbeitsschritt werden der Rechtsrahmen und die sich daraus für die Netzintegration ergebenden Hindernisse dargestellt. Hierbei handelt es sich um insgesamt 29 Details (nachfolgend, Arbeitsschritt 6.1). Im zweiten Arbeitsschritt werden Ansätze zur Verbesserung des Rechtsrahmens identifiziert (insgesamt 16 Ansätze, dazu nachfolgend, Arbeitsschritt 6.2). Im dritten Arbeitsschritt schließlich erfolgt eine Diskussion von künftiger Rolle und Kompetenz der Verteilnetzbetreiber (nachfolgend, Arbeitsschritt 6.3). Im Einzelnen:

### Rechtsrahmen und Hindernisse (Arbeitsschritt 6.1)

#### Netzausbau (zu: Details 1 bis 9)

- Wesentliche Kerngesetze für die Planfeststellung sind das NABEG, das EnLAG sowie das EnWG, jeweils in Verbindung mit dem VwVfG. Vom Anwendungsbereich erfasst sind insbesondere Hochspannungsfreileitungen mit einer Netzspannung von 110 Kilovolt oder mehr. Leitungen geringerer Spannung unterliegen nicht dem Erfordernis einer Planfeststellung. Allerdings können der Zulässigkeit bestimmte Einzelvorschriften entgegenstehen. Kerngesetze
- Sollen Netze zur Integration erneuerbarer Energien verwirklicht werden, ist entscheidend, als was für eine Art von „Netz“ das EnWG die „Leitung“ qualifiziert. Dies hat Folgen für die gesetzlich geforderte Entflechtung (Unbundling). Von Relevanz ist vor allem die Unterscheidung zwischen dem Netz der allgemeinen Versorgung, dem geschlossenen Verteilnetz, der Kundenanlage und der Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung. Qualifizierung der „Leitung“
- Will ein Anlagenbetreiber Anlagen miteinander verbinden und dann an das Netz anbinden, muss er die Konsequenzen des Unbundling beachten. Insbesondere läuft er Gefahr, durch die Anbindung der Anlagen ein Energieversorgungsnetz oder ein geschlossenes Verteilnetz zu errichten. Alternativ kommen die Kundenanlage, die Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung oder die Direktleitung in Betracht. Abgrenzung der „Netz“-Kategorien
- Die Kosten für den Netzanschluss trägt der Anlagenbetreiber, die Kosten für die Verstärkung und den Ausbau des Netzes der Netzbetreiber. Die Aus- oder Überlastung der Netzkapazität ist für den Netzbetreiber regelmäßig kein Argument, die Erweiterung der Netzkapazität und insbesondere die Ausführung des Netzanschlusses zu verweigern. Kosten für Netzanschluss und -ausbau
- Ein Netzbetreiber darf die Erfüllung seiner Pflichten zum Anschluss der Anlage sowie zur Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms nicht vom Abschluss eines Vertrages abhängig machen. Stattdessen besteht zwischen ihm und dem (künftigen) Anlagenbetreiber ein gesetzliches Schuldverhältnis. Gesetzliches Schuldverhältnis

- Kosten des Netzbetreibers für „Forschung und Entwicklung“ werden bei der Ermittlung der Erlösobergrenze als Zuschlag in Höhe von 50 Prozent von Kosten beachtet, die im Rahmen der staatlichen Energieforschungsförderung als berücksichtigungsfähig definiert wurden. Es bleiben solche Kosten unberücksichtigt, die bei der Bestimmung des Ausgangsniveaus der Erlösobergrenze oder als Teil einer Investitionsmaßnahme angesetzt wurden. Darüber hinaus verbleibt es dabei, dass Kosten für Forschung und Entwicklung bei der Ermittlung der Erlösobergrenze nicht angesetzt werden. Kosten für  
Forschung und  
Entwicklung
- Grundsätzlich können die Investitionsmaßnahmen der Verteilnetzbetreiber nur genehmigt werden, wenn sie mit „erheblichen“ Kosten verbunden sind. Davon abweichend können Investitionsmaßnahmen für Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen in die Hochspannungsebene genehmigt werden, wenn diese Investitionen zur Stabilität des Gesamtsystems, für die Einbindung in das nationale oder internationale Verbundnetz oder für einen bedarfsgerechten Ausbau des Energieversorgungsnetzes notwendig sind. Das Genehmigungsverfahren zur Anerkennung von Kosten in der Erlösobergrenze ist zeitintensiv. Der gegenwärtige Mechanismus in der ARegV führt dazu, dass Verteilnetzbetreiber abhängig von der jeweiligen Fallkonstellation bis zu sieben Jahre auf ihr Geld warten müssen. Genehmigung  
von Investitions-  
maßnahmen
- Anlagenbetreiber werden nicht an den Kosten des Netzausbaus oder der Netzverstärkung beteiligt. Wird von dieser gesetzlichen Regelung zu Lasten des Anlagenbetreibers abgewichen, droht in letzter Konsequenz eine gerichtlich festzustellende Nichtigkeit dieser abweichenden Vereinbarung. Anlagenbetreiber  
und Erweiterung  
der Netzkapazität
- Die Übertragungsnetze werden nach Maßgabe des (n-1)-Kriteriums errichtet. Zudem werden überregionale Elektrizitätsversorgungsnetze nach dem n-1-Kriterium betrieben, so dass auch Verteilnetze der Hochspannung erfasst sind. Auf Mittelspannungsebenen wird das (n-1)-Kriterium üblicherweise als allgemein anerkannte Regel der Technik eingehalten. Netze und  
(n-1)-Kriterium

#### Smart Grid (zu: Details 10 bis 12)

- Ein Verteilnetzbetreiber darf diejenigen Aufgaben des Smart Grid wahrnehmen, die sich auf den Netzfokus beziehen. Soweit auch marktseitige Aktionen in den Fokus geraten, ist gegebenenfalls nach einem Schwerpunkt der Maßnahme zu fragen. Jedenfalls überwiegend oder rein marktbezogene Tätigkeiten sind unzulässig. Verteilnetz-  
betreiber mit  
Netzfokus
- Das Gesetz ermöglicht es Betreibern von Elektrizitätsverteilnetzen, ihren Kunden ein reduziertes Netzentgelt zu berechnen, wenn ihnen im Gegenzug die Steuerung von vollständig unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen gestattet wird. Anreiz bei unterbrech-  
baren Verbrauchs-  
einrichtungen
- Die Vorgaben zur informatorischen Entflechtung setzen dem Verteilnetzbetreiber bei dem Betrieb eines Smart Grid Grenzen. Jedenfalls die Weitergabe von Informationen durch ihn, die er bei dem Betrieb des Smart Grid erhalten hat, Grenzen des  
Umgangs mit  
Daten

ist sensibel. Bei den im Rahmen des Messstellenbetriebes gewonnenen Verbrauchsdaten handelt es sich um personenbezogene Daten, die dem Schutz des BDSG unterfallen. Deren Erhebung, Verarbeitung und Nutzung sind nur zulässig, soweit das BSDG oder eine andere Rechtsvorschrift dies erlaubt oder wenn der Betroffene eingewilligt hat. Für die Auslegung gesetzlicher Ermächtigungsgrundlagen gilt der Bestimmtheitsgrundsatz.

### Speicher (zu: Details 13 bis 20)

- Das EnWG erlaubt Verteilnetzbetreibern den Betrieb von netzseitigen Speichereinrichtungen, die ihnen bei der Wahrnehmung ihrer Aufgaben ausschließlich vorbehalten sind (speicherähnliche Anlagen). Der Betrieb darüber hinausgehender, marktseitiger Speicheranlagen im engeren Sinne durch Verteilnetzbetreiber ist unzulässig. Eine zentrale Steuerung marktseitiger Speicheranlagen im engeren Sinne durch einen Verteilnetzbetreiber kommt ebenfalls nicht in Betracht. Grenzen des Betriebes durch Verteilnetzbetreiber
- Die für eine dezentrale Energieerzeugung und -einspeisung in das Verteilnetz wichtige Erfassung der spezifischen Einspeisevergütung ist durch individuelle Messeinrichtungen gewährleistet. Die verschiedenen Strommengen werden durch das Bilanzkreismanagement identifiziert und die Zuordnung sichergestellt. Erfassung spezifischer Strommengen
- Wichtig für die Akzeptanz der Speicherung von Energie ist, dass das Medium für die Speicherung im Vergleich zur Nutzung dieses Mediums zu anderen Zwecken eine gesetzliche Privilegierung genießt. Eine Privilegierung ist in unterschiedlicher Hinsicht denkbar. In Betracht kommen beispielsweise eine Entlastung von Kosten, die bei der Erzeugung des Mediums üblicherweise anfallen (z. B. Netzentgelte), günstige Regelungen beim Netzzugang oder auch eine Vergütung nach Maßgabe des EEG für die Verstromung von Speichergas. Das Bio- und Speichergas genießt eine weitgehende Privilegierung. Privilegierung von Bio- und Speichergas
- Für Strom, der zum Zweck der Zwischenspeicherung an einen Stromspeicher geliefert wird, entfällt der Anspruch auf Zahlung der EEG-Umlage, wenn dem Stromspeicher die Energie ausschließlich zur Wiedereinspeisung von Strom in dasselbe Netz entnommen wird. Zwischenspeicherung
- Soweit Speicher-Einrichtungen als speicherähnliche Anlagen ausschließlich Betreibern von Leitungsnetzen bei der Wahrnehmung ihrer Aufgaben vorbehalten sind, gelten für sie als Bestandteil des Versorgungsnetzes die diesbezüglichen gesetzlichen Haftungsbeschränkungen über die Regelung von Vertrags- und sonstigen Rechtsverhältnissen entsprechend. Haftung bei speicherähnlichen Anlagen
- Betreiber von Speicheranlagen haben anderen Unternehmen den Zugang zu ihren Speicheranlagen zu angemessenen und diskriminierungsfreien technischen und wirtschaftlichen Bedingungen zu gewähren, wenn der Zugang für einen effizienten Netzzugang im Hinblick auf die Belieferung der Kunden technisch oder wirtschaftlich erforderlich ist. Zugang durch Dritte

- Ein Netzbetreiber darf dem Anlagenbetreiber nicht einseitig die Speicherung der erzeugten Energie alternativ zur Einspeisung in sein Verteilnetz vorgeben, um zum Beispiel die Erweiterung der Netzkapazität zu vermeiden. Davon abweichende Vereinbarungen im gegenseitigen Einvernehmen sind unter bestimmten Voraussetzungen wirksam. Speicher- und Umwandlungsverluste liegen in der Risikosphäre des Anlagenbetreibers. Keine Speicherung  
anstelle der  
Einspeisung
- Finanzielle Förderprogramme bilden einen wichtigen Beitrag zur Erhöhung der Attraktivität von Speichertechnik, z.B. das KfW-Programm Erneuerbare Energien „Speicher“, Programmnummer 275. Vergleichbare Marktanzreizprogramme sind auch zu anderen Detailthemen denkbar, um die Attraktivität der Speicherung im Besonderen oder der Netzintegration von Strom aus Erneuerbaren Energien im Allgemeinen zu erhöhen. Förderprogramme

#### Lastmanagement (zu: Details 21 bis 25)

- Betreiber von Übertragungsnetzen sind berechtigt und verpflichtet, eine Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems durch netz- oder marktbezogene Maßnahmen zu beseitigen. Sonderregelungen sind der Redispatch und das Einspeisemanagement. Zudem kommt die vorläufige oder endgültige Stilllegung von Anlagen oder Teilkapazitäten in Betracht. Den jeweiligen Maßnahmen der Netzbetreiber korrespondieren Rechte und Pflichten der Anlagenbetreiber. Maßnahmen des  
Lastmanagements
- Eine der Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber vergleichbare Systemverantwortung gilt für die Betreiber von Elektrizitätsverteilnetzen im Rahmen ihrer Verteilungsaufgaben. System-  
verantwortung
- Beruht die Gefährdung oder Störung auf einer Überlastung der Netzkapazität, sieht das Einspeisemanagement die Zahlung einer Entschädigung an den Anlagenbetreiber vor (Härtefallregelung). Eine gesetzliche Modifizierung der hiernach zu zahlenden Entschädigung bei der Inbetriebnahme von Neuanlagen zu gegebener Zeit wäre dem Grundgedanken nach mit Art. 14 und Art. 12 GG vereinbar (Eigentum, Beruf). Einspeise-  
management
- Der Netzbetreiber bedarf stets einer besonderen Ermächtigung, um netz- oder marktbezogene Maßnahmen oder sonstige Anpassungsmaßnahmen zu ergreifen. Die Regelung von Anlagen darüber hinaus ist nicht zulässig. Zwar wäre eine zumindest teilweise und dauerhafte Abregelung insbesondere bei Neuanlagen bei entsprechender gesetzlicher Grundlage dem Grundgedanken nach verfassungskonform, wenn dies aus Gründen einer andernfalls überlasteten Netzkapazität geboten erscheint. Der gegenwärtige Gesetzesrahmen sieht dies aber nicht vor. Erfordernis einer  
Ermächtigung
- Der Netzbetreiber kann negative Regelleistung durch Abschaltungen von Anlagen beschaffen. Voraussetzung ist, dass es dafür eine vertragliche Vereinbarung zwischen dem Anlagenbetreiber und dem Netzbetreiber gibt. Beschaffung  
negativer  
Regelleistung

Übergreifende Themen (zu: Details 26 bis 29)

- Über individuelle Netznutzungsentgelte können Anreize für eine effektive Netzauslastung geschaffen werden. Maßgeblich kommen gesonderte (fixe) oder variable Netzentgelte in Betracht. Vor allem ein variables Netzentgelt kann dazu beitragen, dass der Netznutzer seinen Stromverbrauch den Anforderungen des Verteilnetzes stärker anpasst. Die gesetzlichen Grenzen sind zu beachten. **Individuelle Netzentgelte**
- Eine Privilegierung bei der EEG-Umlage schafft Anreize zur Erzeugung und zum Verbrauch von Strom aus EE-Anlagen. Relevant ist neben der Sonderregelung zur Befreiung von der EEG-Umlage bei Speicherung (oben, Detail 16) sowie neben der Reduzierung der EEG-Umlage vor allem der Eigenverbrauch. **EEG-Umlage**
- Einen wesentlichen Anreiz für eine Alternative zur gesetzlich vergüteten Einspeisung schafft der Mechanismus der Direktvermarktung. Die Direktvermarktung ist die Alternative zur Überlassung des Stroms an den Netzbetreiber zu der damit verbundenen Einspeisevergütung (Alternativverhältnis). **Direktvermarktung**
- Auch über eine Steuererleichterung können Anreize geschaffen werden, beispielsweise bei Strom ausschließlich aus erneuerbaren Energieträgern (Wasserkraft, Windkraft, Sonnenenergie, Erdwärme, Deponiegas, Klärgas oder Biomasse) oder bei bestimmten Anlagengrößen und räumlichem Zusammenhang. **Stromsteuer**

**Ansätze für eine Verbesserung (Arbeitsschritt 6.2)**

Im Rahmen der gesetzgeberischen Einflussnahme des Landes Rheinland-Pfalz auf die Gesetzgebung des Bundes ist durch die Ergreifung geeigneter Maßnahmen und Initiativen vor allem im Bundesrat zu erwägen:

Netzausbau (zu: Ansätze 1 bis 4)

- zu gegebener Zeit in der Zukunft und nach hinreichend erfolgtem Ausbau der Infrastruktur zur Erzeugung und Verteilung von Strom aus erneuerbaren Energien die gesetzlichen Voraussetzungen zur Standortgenehmigung für Energieerzeugungsanlagen stärker von einer bereits vorhandenen Auslastung der Netzkapazität abhängig zu machen, um eine andernfalls notwendige Erweiterung der Netzkapazität zu vermeiden; **Anlagenstandort und Kapazität**
- entweder (i) zumindest den Zeitraum von neun auf sechs Monate zu verkürzen, bis zu dem der Antrag auf Genehmigung der Investitionsmaßnahme vor Beginn des betreffenden Kalenderjahres zu stellen ist, § 23 Abs.3 Satz 1 ARegV (kleine Lösung) oder (ii) die bei den Betreibern der Energieversorgungsnetze anfallenden Kosten stärker auch während des Laufes einer Regulierungsperiode zu berücksichtigen und sich hierzu die Kosten weitgehend ohne Zeitversatz in den kalenderjährlichen Erlösbergrenzen angemessen widerspiegeln lassen (in Anlehnung an den Vorschlag aus dem Kreis der Bundesländer zum jährlichen Kapitalkostenabgleich, große Lösung); **Kosten und Anreizregulierung**

Smart Grid (zu: Ansätze 5 bis 6)

- die vollständig unterbrechbaren Versorgungseinrichtungen zu bestimmen, um Planungssicherheit bei der Ausübung des Gestaltungsspielraums zu schaffen und sodann zu spezifizieren, welcher Art die Eingriffsmöglichkeiten des Verteilnetzbetreibers sein dürfen;
- die Rechte und Pflichten des Verteilnetzbetreibers im Rahmen des Messstellenbetriebes sowie Zweck und Umfang der Erhebung und Verwendung personenbezogener Daten genauer zu definieren;

Konkretisierung  
von Rechten und  
Pflichten

Speicher (zu: Ansätze 7 bis 12)

- die Zielsetzung des Speicherbetriebes unter Beachtung der Vorgaben der Entflechtung (Unbundling) als netz- oder marktbezogene Tätigkeit zu kategorisieren, alternativ dazu, spezielle Tatbestandsvoraussetzungen zu bestimmen, bei deren Vorliegen ein Fall der netzbezogenen oder der marktbezogenen Speichertätigkeit vorliegt;
- eine Teilung der durch Speicher- und/oder Umspannverluste erlittenen Mindervergütung zwischen den Beteiligten vorzunehmen (Aufteilung zwischen Anlagen- und Netzbetreiber und ggf. Dritten);
- die gesetzlich unbestimmten Rechtsbegriffe für den Drittzugang zu Speicheranlagen zu präzisieren, um zu einer erhöhten Rechts- und Planungssicherheit beizutragen;
- dem Netzbetreiber bei Vorliegen bestimmter Voraussetzungen das Recht zuzugestehen, statt der vorrangigen Einspeisung und Abnahme des erzeugten Stroms dessen Speicherung anzubieten. Allerdings ist das Ergebnis dieser Verteilnetzstudie zur Relevanz verstärkten Speichereinsatzes für den Netzausbau angemessen zu berücksichtigen. Danach ist unter der Zielvorgabe eines in vertretbarem Umfang zu reduzierenden künftigen Netzausbaus die Attraktivität der Speicherung nicht vorbehaltlos über den bisherigen Rahmen hinaus zu erhöhen und deshalb zurückhaltend zu bewerten;

Abgrenzung:  
Netz/Markt

Speicher-/  
Umspannverluste

Präzision  
„Drittzugang“

Speicherung  
statt Einspeisung

Lastmanagement (zu: Ansätze 13 bis 15)

- genauer zu definieren, in welchen Fällen eine netzorientierte Zielsetzung vorliegt, die ein Handeln der Netzbetreiber zu netz- oder marktbezogenen Maßnahmen des Lastmanagements legitimieren, in Abgrenzung zu marktorientierten Zielsetzungen, die dazu regelmäßig nicht legitimieren;
- zu gegebener Zeit in der Zukunft und nach hinreichend erfolgreichem Ausbau der Infrastruktur zur Erzeugung und Verteilung von Strom aus erneuerbaren Energien den Automatismus des Entschädigungsanspruches insoweit einzugrenzen, dass der Entschädigungsanspruch nicht in jedem Fall und ungeachtet jedweden Verhaltens des Netzbetreibers besteht. Alternativ ist zu erwägen, dem

Abgrenzung:  
Netz/Markt

Modifizierung  
der Entschädigung  
bei Einspeise-  
management

in Anspruch genommenen Netzbetreiber einen bestimmten Übergangszeitraum (beispielsweise ein Kalenderjahr) zu gewähren, bevor die Pflicht zur Erweiterung der Netzkapazität in Verbindung mit einem Entschädigungsanspruch des Anlagenbetreibers greift;

- zu gegebener Zeit in der Zukunft und nach hinreichend erfolgreichem Ausbau der Infrastruktur zur Erzeugung und Verteilung von Strom aus erneuerbaren Energien eine dauerhafte Abregelung von Energieerzeugungsanlagen in Höhe eines maximalen Prozentsatzes der Leistungskapazität zuzulassen (Erzeugungsmanagement), wenn dadurch eine andernfalls notwendige Erweiterung der Netzkapazität vermieden würde;

#### Übergreifende Themen (zu: Ansatz 16)

- zusätzliche Fallgruppen für individuelle Stromnetzentgelte zu beschreiben (z.B. Flexibilität im Strombezug, die Tages- und/oder Nachtzeit überwiegend zu erwartenden Strombezugs und sonstige, diskriminierungsfreie Kriterien). Individuelle  
Stromnetzentgelte

#### **Diskussion von Rolle und Kompetenz der Verteilnetzbetreiber (Arbeitsschritt 6.3)**

- Die Rolle der Verteilnetzbetreiber im Kontext der Integration von EE-Strom wird durch die ihnen gesetzlich zugewiesenen Aufgaben definiert. Verteilnetzbetreiber sind verpflichtet, eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas sicherzustellen, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht. Auf dieser Grundlage nehmen die Verteilnetzbetreiber die Aufgabe der Verteilung von Elektrizität wahr. Diese Pflicht konkretisierend, sind die Verteilnetzbetreiber verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen. Grenze ist die wirtschaftliche Zumutbarkeit, § 11 Abs. 1 EnWG. Außerdem übernehmen die Verteilnetzbetreiber entsprechende Aufgaben des Lastmanagements, der Netzentwicklungsplanung sowie der Systemverantwortung. Zusätzlich sind sie Adressaten der Berichtspflichten zum Netzzustand und zur Netzausbauplanung sowie der Unterstützungspflichten bei Maßnahmen des Netzbetreibers, in dessen Netz sie unmittelbar oder mittelbar technisch eingebunden sind und den dadurch begründeten Vorgaben eines vorgelagerten Netzbetreibers. Rolle
- Diese Aufgabenbeschreibung impliziert die gesetzlichen Grundlagen und Grenzen der Kompetenz von Verteilnetzbetreibern, bei der Integration von EE-Strom mitzuwirken. Wesentliches Kernelement für die gesetzeskonforme Kompetenzausübung der Verteilnetzbetreiber ist deren Leistungsfähigkeit und Zuverlässigkeit. Denn die Aufnahme des Betriebs eines Energieversorgungsnetzes bedarf der Genehmigung durch die nach Landesrecht zuständige Behörde, § 4 Abs. 1 Satz 1 EnWG. Außerdem muss der Verteilnetzbetreiber Kompetenz

verschiedene Rahmenbedingungen beachten. Zum einen kommt in Betracht, dass eine bestimmte Rahmenbedingung in einer Vielzahl von Einzelmaßnahmen des Verteilnetzbetreibers Beachtung findet und in jedem Einzelfall angemessen zu berücksichtigen ist (Kategorie 1, z.B. Entflechtung). Zum anderen ist denkbar, dass das Gesetz bestimmte Rahmenbedingungen für bestimmte Einzeltätigkeiten des Verteilnetzbetreibers vorsieht, die bei der Ausführung dieser konkreten Einzelmaßnahme zu beachten sind (Kategorie 2, z.B. Abschluss und Durchführung von Konzessionsverträgen). Schließlich können sich Rahmenbedingungen zur Kompetenz aus der jeweiligen gesellschafts- und kommunalrechtlichen Verfasstheit des Verteilnetzbetreibers ergeben (Kategorie 3, z.B. bei Beteiligung einer Gemeinde).

- Auf Grundlage der beschriebenen Rolle und Kompetenz war es die traditionelle Rolle der Verteilnetzbetreiber, Energiemengen von den oberen Spannungsebenen aufzunehmen und ihn an die Letztverbraucher zu verteilen. Die Energiewende eröffnet und fordert hingegen ein verbreitertes Tätigkeitspektrum der Verteilnetzbetreiber. Denn insbesondere der Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und die damit verbundene dezentrale Einspeisung schreiten unaufhörlich voran. Bereits der gegenwärtige Rechtsrahmen schafft Anknüpfungspunkte für ein erweitertes oder zumindest dynamisches Tätigkeitspektrum der Verteilnetzbetreiber. Die Pflichten, ein „leistungsfähiges“ Energieversorgungsnetz zu betreiben und zu warten und dies „bedarfsgerecht“ zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, implizieren ein dynamisches Element, das auf Entwicklungen in der Nachfrage abzielt. Zusätzlich ist eine Verbreiterung des Tätigkeitspektrums der Verteilnetzbetreiber vor allem durch zwei Maßnahmen zu flankieren: Die Verbesserung von Innovation und Investition durch Verteilnetzbetreiber sowie die Verbesserung des Rechtsrahmens in den beschriebenen Kernbereichen (Netzausbau, Speicherbetrieb, Lastmanagement, Smart Grid). Für die Realisierbarkeit von Überlegungen zur künftigen Rolle der Verteilnetzbetreiber sind bestimmte rechtliche Eckpfeiler zu beachten, die (politisch) kaum dispositiv sind (z.B. Entflechtung, Einflussnahme bei kommunaler Beteiligung etc.). Stattdessen sind künftige Rolle und Kompetenz der Verteilnetzbetreiber punktuell und damit zielführend zu ändern. Ansätze finden sich in Arbeitsschritt 6.2 dieser Netzstudie.

Gestaltung  
von Rolle und  
Kompetenz  
entsprechend  
der dynamischen  
Entwicklung



# INHALTSVERZEICHNIS

---

<b>HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN .....</b>	<b>4</b>
<b>KURZFASSUNG .....</b>	<b>7</b>
<b>ABBILDUNGSVERZEICHNIS .....</b>	<b>40</b>
<b>TABELLENVERZEICHNIS .....</b>	<b>46</b>
<b>ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS .....</b>	<b>53</b>
<b>1. EINFÜHRUNG .....</b>	<b>59</b>

## **Teil A: Energynautics GmbH**

<b>2. ÜBERBLICK ÜBER DIE NETZAUSBAUBERECHNUNG .....</b>	<b>63</b>
2.1 Datengrundlage und Annahmen.....	63
2.1.1 Betrachtungshorizont .....	63
2.1.2 Stromversorgung durch bilanziell 100 % Erneuerbare Energien .....	64
2.1.3 Stromeffizienz .....	65
2.1.4 Volllaststunden .....	66
2.2 Entwicklung des Netz-Simulationsmodells .....	68
2.2.1 Modellierung der Höchst- und Hochspannungsebene.....	69
2.2.2 Modellierung der Mittelspannungsebene mittels Referenznetzen .....	71
2.2.3 Modellierung der Niederspannungsebene mittels Modellnetzen .....	71
2.2.4 Anpassung des Netz-Simulationsmodells an 2017 und 2030 .....	72
2.3 Szenarien.....	72
2.3.1 Referenzszenario: „Business as usual“ .....	73
2.3.2 Definition weiterer Szenarien .....	73
2.4 Strategie und Auswertung .....	75
2.5 Smart Grid .....	76
2.6 Gesamtoptimierung und Handlungsempfehlungen .....	76
<b>3. ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE ANALYSE DER ENERGIEERZEUGUNGS- UND VERBRAUCHSKENNZAHLEN .....</b>	<b>78</b>
3.1 Bruttostromverbrauch Rheinland-Pfalz .....	78
3.2 Installierte Erzeugungsleistung Rheinland-Pfalz .....	80
3.2.1 Erneuerbare Energien .....	80
3.2.2 Pumpspeicherkraftwerke .....	83
3.2.3 Konventionelle Erzeuger .....	83
3.3 Strombilanz in Rheinland-Pfalz .....	84
3.4 Wind-, PV- und Last-Profile Rheinland-Pfalz .....	85
3.4.1 Aufbereitung der Profile .....	85
3.4.2 Kennzahlen der Profile von 2012.....	86
3.4.3 Jahres- und Tagesverläufe (2012).....	87

3.4.4	Anteil von Windenergie und PV an der Verbrauchsdeckung (2012) .....	90
3.4.5	Leistungsänderungen über 15 Minuten (2012) .....	92
<b>4.</b>	<b>METHODIK DER NETZAUSBAUBERECHNUNG .....</b>	<b>95</b>
4.1	Modellierung der Höchst- und Hochspannungsebene .....	96
4.1.1	Netzmodell Rheinland-Pfalz.....	96
4.1.2	Einbindung in das europäische Übertragungsnetz (HÖS) .....	99
4.1.3	Verteilung der Leistung auf Netzknoten.....	103
4.1.4	Methodik der Simulationsdurchführung für das Netzmodell (HÖS-/HS-Ebene) – Vorgehensweise und Annahmen.....	105
4.1.5	Validierung des Netzmodells (HÖS-/HS-Ebene) für den Ist-Zustand 2012	106
4.1.6	Anpassung des Netzmodells (HÖS-/HS-Ebene) an 2017 und 2030.....	107
4.2	Modellierung der Mittelspannungsebene mittels Referenznetzen .....	108
4.2.1	Auswahl von Referenzgemeinden .....	108
4.2.2	Modellierung der MS-Referenznetze .....	111
4.2.3	Hochrechnung der Ergebnisse auf gesamt Rheinland-Pfalz .....	112
4.2.4	Zusammenfassung der Methodik .....	113
4.3	Modellierung der Niederspannungsebene mittels Modellnetzen .....	114
4.3.1	Erstellung der NS-Modellnetze .....	115
4.3.2	Auswertung der NS-Modellnetze: Berechnung Netzausbau .....	116
4.3.3	Parameter 1: Bestimmung des PV-Anteils und dessen Häufigkeitsverteilung.....	117
4.3.4	Parameter 2: Bestimmung der Häufigkeitsverteilung der Leitungslänge	119
4.3.5	Parameter 3: Bestimmung der Häufigkeitsverteilung der PV-Verteilung	121
4.3.6	Zusammenfassung der Methodik .....	121
4.4	Kostenberechnung .....	121
4.4.1	Berechnung der Kosten für Windparkanschlüsse.....	122
<b>5.</b>	<b>VERTEILUNG DER PV- UND WINDENERGIEANLAGEN IN RHEINLAND-PFALZ FÜR 2017 UND 2030 .....</b>	<b>125</b>
5.1	Regionalisierung von Windenergieanlagen innerhalb Rheinland-Pfalz.....	125
5.1.1	Bestimmung der Windenergie-Nutzungsflächen .....	125
5.1.2	Verteilung der Windenergieanlagen auf Nutzungsflächen .....	129
5.2	Regionalisierung von PV-Anlagen innerhalb Rheinland-Pfalz.....	135
5.2.1	Verteilung Ist-Zustand 2012 .....	135
5.2.2	Verteilung 2030 .....	136
5.2.3	Verteilung 2017 .....	137
<b>6.</b>	<b>REFERENZSZENARIO .....</b>	<b>138</b>
6.1	Rheinland-Pfalz .....	138
6.1.1	Prognosen für Rheinland-Pfalz für 2017 und 2030.....	138
6.1.2	Wind-, PV- und Last-Profile Rheinland-Pfalz für 2017 und 2030.....	140
6.1.3	Steuerbare Kraftwerksleistung .....	142

6.2	Deutschland .....	143
6.3	Europa .....	144
6.4	Netzmodell (HÖS-/HS-Ebene): Simulationsergebnisse.....	145
6.4.1	Netzmodell Rheinland-Pfalz: Auswertung Referenzszenario 2017 .....	146
6.4.2	Netzmodell Rheinland-Pfalz: Auswertung Referenzszenario 2030 .....	148
6.5	MS-Referenznetz: Simulationsergebnisse.....	152
6.6	NS-Modellnetz: Simulationsergebnisse .....	152
6.7	Kosten für Windparkanschlüsse.....	154
6.8	Zusammenfassung Referenzszenario.....	154
<b>7.</b>	<b>SZENARIO DSM .....</b>	<b>157</b>
7.1	Potenzial und Verteilung.....	158
7.2	Höchst- und Hochspannung.....	158
7.3	MS- und NS-Ebene .....	160
7.3.1	MS-Ebene: Vorgehensweise .....	160
7.3.2	MS-Ebene: Resultate .....	161
7.3.3	NS-Ebene: Vorgehensweise .....	161
7.3.4	NS-Ebene: Resultate .....	163
7.4	Zusammenfassung Szenario DSM .....	165
<b>8.</b>	<b>SZENARIO INTELLIGENTER EE-AUSBAU .....</b>	<b>167</b>
8.1	Höchst- und Hochspannung.....	168
8.2	MS- und NS-Ebene .....	171
8.2.1	MS-Ebene: Vorgehensweise .....	171
8.2.2	MS-Ebene: Resultate .....	171
8.2.3	NS-Ebene: Vorgehensweise .....	172
8.2.4	NS-Ebene: Resultate .....	173
8.3	Zusammenfassung Szenario intelligenter EE-Ausbau .....	174
<b>9.</b>	<b>SZENARIO INTELLIGENTER NETZAUSBAU .....</b>	<b>178</b>
9.1	Höchst- und Hochspannung.....	179
9.1.1	Technologie-Option: Hochtemperaturleiterseile .....	179
9.1.2	Technologie-Option: Dynamic Line Rating .....	180
9.1.3	Höchst- und Hochspannung: Ergebnisse .....	182
9.2	MS- und NS-Ebene .....	184
9.2.1	MS-Ebene: Vorgehensweise .....	184
9.2.2	MS-Ebene: Resultate .....	184
9.2.3	NS-Ebene: Vorgehensweise .....	185
9.2.4	NS-Ebene: Resultate .....	187
9.3	Zusammenfassung Szenario intelligenter Netzausbau .....	189

<b>10. SZENARIO SPEICHER (ANTEILIG ERSCHLOSSEN)</b> .....	<b>193</b>
10.1 Höchst- und Hochspannung.....	195
10.2 MS- und NS-Ebene .....	197
10.2.1 MS-Ebene: Vorgehensweise .....	197
10.2.2 MS-Ebene: Resultate .....	198
10.2.3 NS-Ebene: Vorgehensweise .....	199
10.2.4 NS-Ebene: Resultate .....	201
10.3 Zusammenfassung Szenario Speicher (anteilig erschlossen).....	202
<b>11. SZENARIO SMART STORAGE .....</b>	<b>206</b>
11.1 Speicherkapazitäten und installierte Leistungen .....	206
11.2 Höchst- und Hochspannung.....	208
11.3 MS- und NS-Ebene .....	210
11.3.1 MS-Ebene: Vorgehensweise .....	211
11.3.2 MS-Ebene: Resultate .....	211
11.3.3 NS-Ebene: Vorgehensweise .....	212
11.3.4 NS-Ebene: Resultate .....	213
11.4 Zusammenfassung Szenario Smart Storage .....	215
<b>12. SZENARIO SMART GRIDS .....</b>	<b>219</b>
12.1 Höchst- und Hochspannung.....	221
12.2 MS- und NS-Ebene .....	223
12.2.1 MS-Ebene: Vorgehensweise .....	223
12.2.2 MS-Ebene: Resultate .....	224
12.2.3 NS-Ebene: Vorgehensweise .....	225
12.2.4 NS-Ebene: Resultate .....	226
12.3 Zusammenfassung Szenario Smart Grids.....	228
<b>13. ERGEBNISSE – VERGLEICH DER SZENARIEN .....</b>	<b>232</b>
13.1 Netzausbaukosten.....	232
13.2 Kostenanteile der Netzebenen .....	233
13.3 Berücksichtigung weiterer Kosten .....	236
13.4 Räumliche Verteilung von Speichern und Lastmanagement .....	237
13.5 Vorläufige Bewertung .....	241
<b>14. SYSTEMOPTIMIERUNG UND SENSITIVITÄTSANALYSE.....</b>	<b>242</b>
14.1 Höchst- und Hochspannung.....	244
14.2 MS- und NS-Ebene .....	247
14.2.1 MS-Ebene: Vorgehensweise .....	247
14.2.2 MS-Ebene: Resultate .....	249
14.2.3 NS-Ebene: Vorgehensweise .....	250
14.2.4 NS-Ebene: Resultate .....	252

14.3 Zusammenfassung systemoptimiertes Szenario und Sensitivitätsanalyse .....	255
14.4 Vergleich und abschliessende Bewertung .....	259
<b>15. SMART GRID ROADMAP RHEINLAND-PFALZ .....</b>	<b>261</b>
15.1 Definition.....	261
15.1.1 Existierende Definitionen .....	261
15.1.2 Eigene Definition.....	262
15.2 Smart Grid-Elemente .....	264
15.2.1 Speicher (1).....	265
15.2.2 DSM (2) .....	265
15.2.3 Steuerung EE (3) .....	265
15.2.4 Smart Meter (4) .....	265
15.2.5 Smart Home (5).....	266
15.2.6 Prosumer (6) .....	266
15.2.7 Regionale Energiemärkte (7) .....	266
15.2.8 Weitere Elemente der Roadmap .....	267
15.3 Nutzwertanalyse .....	268
15.3.1 Regelleistung.....	270
15.3.2 Langzeitspeicherung .....	272
15.3.3 Vergleich zu erzielten Simulationsergebnissen .....	273
15.4 Roadmap .....	274
<b>16. ERGEBNISSE DER NETZBERECHNUNGEN UND AUSBLICK .....</b>	<b>278</b>
16.1 Ergebnisse der Netzberechnungen .....	278
16.2 Ausblick .....	280
<b>LITERATURVERZEICHNIS (TEIL A) .....</b>	<b>281</b>
 <b>Teil B: Öko-Institut e.V.</b>	
<b>17. SPEICHERKAPAZITÄT &amp; LASTMANAGEMENT (ARBEITSPAKET 3) .....</b>	<b>288</b>
17.1 Bestandsaufnahme der Speichertechnologien (Arbeitsschritt 3.1) .....	288
17.1.1 Pumpspeicherkraftwerke .....	288
17.1.2 Batteriespeicher.....	289
17.1.3 Power-to-Gas .....	293
17.1.4 Flexible Stromerzeugung aus Biomasse durch Gas- und Wärmespeicherung.....	298
17.1.5 Flexible Stromerzeugung aus erdgasbefeuerten BHKW durch Wärmespeicherung .....	302
17.1.6 Power-to-Heat bei KWK-Anlagen, Heizwerken und Heizungsanlagen .	303
17.1.7 Untertagespeicher .....	304
17.2 Potenzialerhebung für Demand Side Management (Arbeitsschritt 3.2) .....	305
17.2.1 DSM in Haushalten .....	306

17.2.2	DSM im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistung .....	310
17.2.3	DSM in der Industrie .....	314
17.2.4	Erschließungsgrad des DSM-Potenzials in Rheinland-Pfalz für die Szenario-Jahre 2017 und 2030 .....	318
17.3	Speicherkonzept für Rheinland-Pfalz (Arbeitsschritt 3.3).....	319
17.3.1	Grundsätzlich zu klärende Fragen für ein Speicherkonzept .....	319
17.3.2	Modellierungsperspektiven .....	322
17.3.3	Ausgangslage: Residuallast und Referenz-Szenarien 2017 und 2030 ..	324
17.3.4	Residuallast in Rheinland-Pfalz nach räumlichem Ausgleich von Last- und EE-Schwankungen mit Deutschland .....	328
17.3.5	Potenzial und Merit Order der Speicher- und Flexibilitätsoptionen ....	329
17.3.6	Einsatz von DSM in Rheinland-Pfalz .....	331
17.3.7	Einsatz von Speichern in Rheinland-Pfalz .....	333
17.3.8	Auswirkungen des Flexibilitätseinsatzes in Rheinland-Pfalz.....	342
17.3.9	Ableitung des Speicherkonzepts für Rheinland-Pfalz .....	346
<b>LITERATURVERZEICHNIS (TEIL B) .....</b>		<b>349</b>

### **Teil C: Bird & Bird LLP**

<b>18. RECHTSRAHMEN (ARBEITSPAKET 6).....</b>	<b>357</b>	
18.1	Rahmenbedingungen (Arbeitsschritt 6.1.).....	357
18.2	Netzausbau .....	357
18.2.1	Detail 1: Rahmenbedingungen der Planfeststellung .....	357
18.2.2	Detail 2: Entflechtung und „Netz“-Kategorie.....	360
18.2.3	Detail 3: Anbindung von (mehreren) Anlagen.....	362
18.2.4	Detail 4: Abgrenzung Netzanschluss ./ Netzausbau .....	363
18.2.5	Detail 5: „Einspeisezusage“ .....	365
18.2.6	Detail 6: ARegV und Entwicklungskosten .....	366
18.2.7	Detail 7: ARegV und Verfahrensfragen.....	372
18.2.8	Detail 8: Anlagenbetreiber und Kosten des Netzausbaus .....	374
18.2.9	Detail 9: Technische Bedingungen der „Netze“.....	376
18.3	Smart Grid .....	377
18.3.1	Detail 10: Betrieb durch Verteilnetzbetreiber .....	377
18.3.2	Detail 11: Unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen .....	378
18.3.3	Detail 12: Grenzen .....	379
18.4	Speicher.....	385
18.4.1	Detail 13: Speicherbetrieb durch Betreiber von Leitungsnetzen .....	385
18.4.2	Detail 14: Sicherstellung der spezifischen Einspeisevergütung.....	390
18.4.3	Detail 15: Bio- und Speichergas .....	392
18.4.4	Detail 16: EEG-Umlage und Speicherung.....	393
18.4.5	Detail 17: Haftung.....	393

18.4.6	Detail 18: Drittzugang .....	394
18.4.7	Detail 19: Vorrangige Abnahme zur Speicherung.....	394
18.4.8	Detail 20: Marktanzreizprogramm .....	396
18.5	Lastmanagement.....	397
18.5.1	Detail 21: Lastmanagement der Übertragungsnetzbetreiber .....	397
18.5.2	Detail 22: Lastmanagement der Verteilnetzbetreiber.....	400
18.5.3	Detail 23: Entschädigung bei Einspeisemanagement .....	400
18.5.4	Detail 24: Dauerhafte Abregelung .....	402
18.5.5	Detail 25: Negative Regelernergie und Abschaltung .....	403
18.6	Übergreifende Themen .....	405
18.6.1	Detail 26: Individuelle Stromnetzentgelte .....	405
18.6.2	Detail 27: EEG-Umlage .....	410
18.6.3	Detail 28: Direktvermarktung und Marktprämie.....	412
18.6.4	Detail 29: Stromsteuergesetz .....	413
18.7	Ansätze für Verbesserung (Arbeitsschritt 6.2).....	414
18.7.1	Ansatz 1 (Netzanschluss ./ Netzausbau, Detail 4).....	414
18.7.2	Ansatz 2 (Kosten für Forschung und Entwicklung, Detail 6) .....	414
18.7.3	Ansatz 3 (ARegV und Verfahrensfragen (1), Detail 7).....	415
18.7.4	Ansatz 4 (ARegV und Verfahrensfragen (2), Detail 7).....	416
18.7.5	Ansatz 5 (Unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen, Detail 11) .....	416
18.7.6	Ansatz 6 (Datenschutz, Detail 12).....	417
18.7.7	Ansatz 7 (Speicherbetrieb durch Betreiber von Netzen, Detail 13) .....	418
18.7.8	Ansatz 8 (Vergütung bei Wiedereinspeisung, Detail 14) .....	418
18.7.9	Ansatz 9 (Bio- und Speichergas (1), Detail 15).....	419
18.7.10	Ansatz 10 (Bio- und Speichergas (2), Detail 15).....	419
18.7.11	Ansatz 11 (Drittzugang, Detail 18) .....	420
18.7.12	Ansatz 12 (Vorrangige Abnahme zur Speicherung, Detail 19).....	420
18.7.13	Ansatz 13 (Netz-/marktorientierte Maßnahmen, Details 21 und 22) .....	421
18.7.14	Ansatz 14 (Härtefallregelung, Detail 23).....	422
18.7.15	Ansatz 15 (Dauerhafte (Teil-)Abregelung, Detail 24).....	423
18.7.16	Ansatz 16 (Individuelle Stromnetzentgelte, Detail 26) .....	423
18.8	Diskussion von Rolle und Kompetenz der Verteilnetzbetreiber (Arbeitsschritt 6.3) .....	424
18.8.1	Rolle .....	424
18.8.2	Kompetenz.....	424
18.8.3	Diskussion .....	427
	<b>LITERATURVERZEICHNIS (TEIL C).....</b>	<b>429</b>
	<b>Anhang</b>	
	<b>ANHANG: NUTZWERTANALYSE (METHODIK).....</b>	<b>443</b>

## ABBILDUNGSVERZEICHNIS

---

<b>Abbildung 1:</b> Übersicht der sechs Arbeitspakete der Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz.	59
<b>Abbildung 2:</b> Gliederung der Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz. ....	61
<b>Abbildung 3:</b> Stromversorgung aus bilanziell 100 % EE am Beispiel des Referenzszenarios für das Jahr 2030. ....	65
<b>Abbildung 4:</b> Bezeichnungen der einzelnen Modelle. ....	68
<b>Abbildung 5:</b> Aufbau des Netz-Simulationsmodells. ....	69
<b>Abbildung 6:</b> Überblick der zu untersuchenden Szenarien. ....	74
<b>Abbildung 7:</b> Vorgehensweise der Szenario-Auswertung. ....	75
<b>Abbildung 8:</b> Struktur und Entwicklung des Bruttostromverbrauchs in Rheinland-Pfalz 2006 bis 2011. ....	79
<b>Abbildung 9:</b> Installierte Netto-Leistung 2012 in Rheinland-Pfalz nach Erzeugern. ....	80
<b>Abbildung 10:</b> Entwicklung der installierten EE-Leistung nach Energieträger zwischen 2008 und 2012. ....	81
<b>Abbildung 11:</b> Installierte EE-Leistung je Landkreis/kreisfreie Stadt. ....	82
<b>Abbildung 12:</b> Konventionelle Kraftwerke in Rheinland-Pfalz. ....	83
<b>Abbildung 13:</b> Strombilanz Rheinland-Pfalz 2008 bis 2012. ....	84
<b>Abbildung 14:</b> Jahresverlauf des Wind-Profils 2012 in MW für Rheinland-Pfalz. ....	87
<b>Abbildung 15:</b> Jahresverlauf des PV-Profils 2012 in MW für Rheinland-Pfalz. ....	88
<b>Abbildung 16:</b> Gemeinsames Jahresprofil von Wind und PV 2012 in MW für Rheinland-Pfalz. ....	88
<b>Abbildung 17:</b> Jahresverlauf des Last- (oben) und Residuallast-Profils (unten) 2012 in MW für Rheinland-Pfalz. ....	89
<b>Abbildung 18:</b> Tagesverläufe des Last- (oben) und Residuallast-Profils (unten) 2012 in MW für Rheinland-Pfalz. ....	90
<b>Abbildung 19:</b> EE-Anteil (Wind/PV) an Lastdeckung 2012 in Prozent für Rheinland-Pfalz. ....	91
<b>Abbildung 20:</b> EE-Anteil (Wind/PV) an Lastdeckung 2011 in Prozent für Rheinland-Pfalz. ....	91
<b>Abbildung 21:</b> Geordnete Leistungsänderungen über 15 Minuten für 2012 in MW für Rheinland-Pfalz. ....	92
<b>Abbildung 22:</b> Geordnete Leistungsänderungen über 60 Minuten für 2012 in MW für Rheinland-Pfalz. ....	93



<b>Abbildung 23:</b> Aufbau des Netzmodells.....	95
<b>Abbildung 24:</b> Stromnetz Rheinland-Pfalz 2012 (Höchst- und Hochspannungsebene.....	98
<b>Abbildung 25:</b> Übersicht des europäischen Netzmodells der HÖS-Ebene. ....	100
<b>Abbildung 26:</b> Unterteilung der Klasse A1 nach ihrer Solardichte zur Ermittlung des Klassenzentrums. ....	110
<b>Abbildung 27:</b> Beispielhafte Darstellung des MS-Referenznetzes der Referenzgemeinde der Klasse A1.....	110
<b>Abbildung 28:</b> Beispiel von Netzausbaumaßnahmen in der NS-Ebene in Anlehnung an die dena-Verteilnetzstudie.....	116
<b>Abbildung 29:</b> Mittlere PV-Leistung pro Haushalt in der NS-Ebene je NS-Modellnetztyp.....	118
<b>Abbildung 30:</b> PV-Anteil im EWR-Netzgebiet.....	119
<b>Abbildung 31:</b> Häufigkeitsverteilung der Leitungslängen (inkl. Hausanschlüsse) in unterschiedlichen Netztypen (Pfalzwerke). ....	120
<b>Abbildung 32:</b> Bestimmung der Windnutzungsflächen. ....	126
<b>Abbildung 33:</b> Windnutzungsflächen. ....	129
<b>Abbildung 34:</b> Verteilung der Windenergieanlagen in Rheinland-Pfalz für 2012 in Abhängigkeit der Leistungsdichte. ....	130
<b>Abbildung 35:</b> Standorte der angefragten Windenergie-Anlagenleistung. ....	131
<b>Abbildung 36:</b> Berechnungsprozess der WEA-Verteilung in Rheinland-Pfalz für 2030. .	132
<b>Abbildung 37:</b> Verteilung der Windenergieanlagen in Rheinland-Pfalz für 2030 in Abhängigkeit der Leistungsdichte. ....	133
<b>Abbildung 38:</b> Verteilung der Windenergieanlagen in Rheinland-Pfalz für 2017 in Abhängigkeit der Leistungsdichte. ....	134
<b>Abbildung 39:</b> Verteilung der PV 2012 nach der Leistungsdichte.....	135
<b>Abbildung 40:</b> PV-Verteilung in Rheinland-Pfalz für 2030 in Abhängigkeit der Leistungsdichte.....	136
<b>Abbildung 41:</b> PV-Verteilung in Rheinland-Pfalz für 2017 in Abhängigkeit der Leistungsdichte.....	137
<b>Abbildung 42:</b> Installierte Wind- und PV-Leistung [MW] je Landkreis/kreisfreie Stadt in Rheinland-Pfalz für das Jahr 2030. ....	140
<b>Abbildung 43:</b> Jahresverlauf des Last- (oben) und des Residuallast-Profiles (unten) im Jahr 2030 in MW für Rheinland-Pfalz.....	141
<b>Abbildung 44:</b> Tagesverläufe des Last- (oben) und des Residuallast-Profiles (unten) im Jahr 2030 in MW für Rheinland-Pfalz (rote Linie: Tagesmittelwert).....	141

**Abbildung 45:** Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Leitungs- und Transformatorausbau der Hochspannungsebene in Rheinland-Pfalz bis zum Jahr 2017 im Referenzszenario. ....148

**Abbildung 46:** Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Leitungs- und Transformatorausbau der Hochspannungsebene in Rheinland-Pfalz bis zum Jahr 2030 im Referenzszenario. ....150

**Abbildung 47:** Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Leitungs- und Transformatorausbau der Höchstspannungsebene in Rheinland-Pfalz bis zum Jahr 2030 im Referenzszenario. ....151

**Abbildung 48:** Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Leitungsausbau aller Spannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Referenzszenario in Stromkreiskilometern. ....154

**Abbildung 49:** Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Transformatorausbau aller Spannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Referenzszenario in MVA. ....155

**Abbildung 50:** Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Leitungsausbau aller Spannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario DSM in Stromkreiskilometern.....165

**Abbildung 51:** Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Transformatorausbau aller Spannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario DSM in MVA.....165

**Abbildung 52:** Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Leitungsausbau aller Spannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario intelligenter EE-Ausbau in Stromkreiskilometern.....174

**Abbildung 53:** Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Transformatorausbau aller Spannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario intelligenter EE-Ausbau in MVA.....175

Abbildung 54: Behebung von Spannungsproblemen durch Transformatorstufung. ....186

**Abbildung 55:** Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Leitungsausbau aller Spannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario intelligenter Netzausbau in Stromkreiskilometern. ....189

**Abbildung 56:** Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Transformatorausbau aller Spannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario intelligenter Netzausbau in MVA.....190

**Abbildung 57:** Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Leitungsausbau aller Spannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario Speicher (antellig erschlossen) in Stromkreiskilometern. ....202

**Abbildung 58:** Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Transformatorausbau aller Spannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario Speicher (anteilig erschlossen) in MVA. ....203

**Abbildung 59:** Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Leitungsausbauebenen in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario Smart Storage in Stromkreiskilometern. ....215

**Abbildung 60:** Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Transformatorausbau aller Spannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario Smart Storage in MVA.....216

**Abbildung 61:** Optimierter Einsatz von DSM im Zusammenspiel mit PV-Batteriespeichern im Szenario Smart Grids. ....225

**Abbildung 62:** Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Leitungsausbauebenen in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario Smart Grids in Stromkreiskilometern. ....228

**Abbildung 63:** Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Transformatorausbau aller Spannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario Smart Grids in MVA. ....229

**Abbildung 64:** Vergleich der in den Einzelszenarien über die Planungen der Netzbetreiber hinaus ermittelten Netzausbaukosten bis 2030 in Rheinland-Pfalz. ....232

**Abbildung 65:** Kostenanteile der einzelnen Netzebenen am über die Planungen der Netzbetreiber hinausgehenden Netzausbaubedarf bis 2030 in Rheinland-Pfalz. ....234

**Abbildung 66:** Kostenvergleich der Einzelszenarien in Rheinland-Pfalz bis 2030 unter Berücksichtigung weiterer Kosten über die Netzausbaukosten hinaus. ....236

**Abbildung 67:** Räumliche Verteilung von Kapazitäten für Lastmanagement (Lastanstieg) und theoretischer Abregelungsbedarf zur Vermeidung von Netzausbau im Jahr 2030. ....238

**Abbildung 68:** Räumliche Verteilung von Lastanstiegskapazitäten für Speicher im Szenario „Speicher (anteilig erschlossen)“ und theoretischer Abregelungsbedarf zur Vermeidung von Netzausbau im Jahr 2030.....239

**Abbildung 69:** Räumliche Verteilung von Lastanstiegsapazitäten für Speicher im Szenario „Smart Storage“ und theoretischer Abregelungsbedarf zur Vermeidung von Netzausbau im Jahr 2030. ....240

**Abbildung 70:** Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Leitungsausbauebenen in Rheinland-Pfalz bis 2030 im Szenario Systemoptimierung und in ihren Sensitivitätsanalysen in Stromkreiskilometern. ....255

**Abbildung 71:** Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Transformatorausbau aller Spannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis 2030 im Szenario Systemoptimierung und in ihren Sensitivitätsanalysen in MVA.....256

**Abbildung 72:** Vergleich der in der Systemoptimierung und Sensitivitätsanalyse über die Planungen der Netzbetreiber hinaus ermittelten Netzausbaukosten bis 2030 in Rheinland-Pfalz. ....259

**Abbildung 73:** Kostenvergleich der Systemoptimierung und Sensitivitätsanalyse in Rheinland-Pfalz bis 2030 unter Berücksichtigung weiterer Kosten über die Netzausbaukosten hinaus. ....260

**Abbildung 74:** Vier potenzielle Ausbaustufen eines Smart Grids. ....264

**Abbildung 75:** Nutzwert verschiedener Speichertechnologien im Bereich der Primärregelleistung. ....270

**Abbildung 76:** Nutzwert verschiedener Speichertechnologien im Bereich der Sekundärregelleistung. ....271

**Abbildung 77:** Nutzwert verschiedener Speichertechnologien im Bereich der Langzeitspeicherung. ....272

**Abbildung 78:** Smart Grid Roadmap für Rheinland-Pfalz.....274

**Abbildung 79:** Maximale elektrische Last für die Herstellung von Wasserstoff und synthetischem Methan im Jahr 2030. ....297

**Abbildung 80:** Abbildung von nachfrageseitiger Flexibilität als virtueller Speicher im Strommarktmodell PowerFlex.....306

**Abbildung 81:** Jahresdauerlinie der Residuallast in Rheinland-Pfalz für die Szenario-Jahre 2017 und 2030, jeweils skaliert mit den historischen Last- und EE-Profilen der Jahre 2011 und 2012. ....325

**Abbildung 82:** Jahresdauerlinie der verbleibenden Residuallast in den Referenz-Szenarien 2017 und 2030. ....326

**Abbildung 83:** Resultierender Brennstoffmix im Referenz-Szenario 2017, basierend auf den skalierten Last- und EE-Profilen 2011.....327

**Abbildung 84:** Resultierender Brennstoffmix im Referenz-Szenario 2030, basierend auf den skalierten Last- und EE-Profilen 2011.....327

**Abbildung 85:** Residuallast von Rheinland-Pfalz in den Szenario-Jahren 2017 und 2030 bei Kopplung mit Deutschland (Zwei-Knotenmodell) sowie in der Inselbetrachtung (nur RLP). ....328

**Abbildung 86:** Einsatzprofil des PSW Vianden in den Szenario-Jahren 2017 und 2030, dargestellt als Jahresdauerlinie, bei Kopplung mit Deutschland (Zwei-Knotenmodell) sowie in der Inselbetrachtung (nur RLP). ....329

**Abbildung 87:** Flexibler Stromverbrauch durch DSM in den DSM-Szenarien 2017, 2030 (anteilig erschlossen) und 2030 (komplett erschlossen). ....331

**Abbildung 88:** Beitrag der einzelnen DSM-Akteure zum flexiblen Stromverbrauch im DSM-Szenario 2017. ....332

**Abbildung 89:** Beitrag der einzelnen DSM-Akteure zum flexiblen Stromverbrauch im DSM-Szenario 2030 (anteilig erschlossen). .....333

**Abbildung 90:** Jahresdauerlinie der PSW Schweich und Heimbach im Speicher-Szenario 2030, basierend auf den skalierten Last- und EE-Profilen 2011.....334

**Abbildung 91:** Durchschnittliches Tagesprofil der Pumpspeicherkraftwerke im Speicher-Szenario 2030, basierend auf den skalierten Last- und EE-Profilen 2011...334

**Abbildung 92:** Jahresdauerlinie des PV-Batteriespeicher Einsatzes zur Eigenbedarfsdeckung im Speicher-Szenario 2030 (anteilig erschlossen), basierend auf den skalierten Last- und EE-Profilen 2011.....336

**Abbildung 93:** Durchschnittliches Tagesprofil der PV-Batteriespeicher im Speicher-Szenario 2030 (anteilig erschlossenes Potenzial), basierend auf den skalierten Last- und EE-Profilen 2011. ....336

**Abbildung 94:** Jahresdauerlinie der Änderung des Einsatzprofils von Biogas-BHKW mit Gasspeicherung im Vergleich zum unflexiblen Dauerbetrieb in den Speicher-Szenarien 2017 und 2030, basierend auf den EE- und Lastprofilen 2011.....337

**Abbildung 95:** Durchschnittliche Änderung der Biogas-BHKW Leistung im Tagesverlauf im Speicher-Szenario 2030, basierend auf den skalierten Last- und EE-Profilen 2011...338

**Abbildung 96:** Jahresdauerlinie der Änderungen im Einsatzprofil der KWK-Anlagen durch Wärmespeicher im Vergleich zum Referenz-Szenario, basierend auf den EE- und Lastprofilen 2011.....339

**Abbildung 97:** Jahresdauerlinie des Einsatzprofils von Power-to-Heat-Anlagen im Speicher-Szenario 2030 (anteilig erschlossen), basierend auf den EE- und Lastprofilen 2011.....340

**Abbildung 98:** Jahresdauerlinie des Einsatzprofils von Power-to-Gas-Anlagen im Speicher-Szenario 2030 (anteilig erschlossen), basierend auf den EE- und Lastprofilen 2011.....342

**Abbildung 99:** Rückgang der lokalen EE-Überschüsse in Rheinland-Pfalz durch Lastmanagement und Speicher im Szenario-Jahr 2030 (Potenziale anteilig erschlossen). .....344

**Abbildung 100:** Rückgang des lokalen Stromdefizits in Rheinland-Pfalz durch Lastmanagement und Speicher im Szenario-Jahr 2030 (anteilig erschlossene Potenziale). .345

**Abbildung 101:** Speicherverluste durch Flexibilität im Szenario-Jahr 2030 (Potenziale anteilig erschlossen). .....346

**Abbildung 102:** Einbindung der anteilig erschlossen Flexibilitätspotenziale in Rheinland-Pfalz zur Nutzung von lokalen EE-Überschüssen im zeitlichen Verlauf des Transformationsprozesses hin zu 100 % erneuerbaren Energien.....348

## TABELLENVERZEICHNIS

---

<b>Tabelle 1:</b> Volllaststunden der Windenergie und PV. ....	67
<b>Tabelle 2:</b> Kennzahlen der Profile (Wind, PV, Last, Residuallast) von 2012 bezogen auf gesamt Rheinland-Pfalz. ....	86
<b>Tabelle 3:</b> Maximale Leistungsänderungen im Anstieg bzw. in der Reduktion über 15 Minuten.....	93
<b>Tabelle 4:</b> Maximale Leistungsänderungen im Anstieg bzw. in der Reduktion über 60 Minuten.....	94
<b>Tabelle 5:</b> Eckdaten zum erstellten Netzmodell Rheinland-Pfalz im Bereich der HöS-/HS-Ebene.....	97
<b>Tabelle 6:</b> Input-Werte für das Netzmodell Rheinland-Pfalz des Ist-Zustandes 2012. ....	99
<b>Tabelle 7:</b> Übersicht zum europäischen Netzmodell. ....	101
<b>Tabelle 8:</b> Input-Werte für das Netzmodell des Ist-Zustandes 2012 (überregionaler Kontext). ....	102
<b>Tabelle 9:</b> Extremszenarien bei der Bestimmung des Netzausbaus. ....	104
<b>Tabelle 10:</b> Charakterisierung der drei untersuchten NS-Modellnetze. ....	115
<b>Tabelle 11:</b> Prognostizierte installierte Leistungen [MW] und Bruttostromverbrauch [TWh/a] in Rheinland-Pfalz für 2017 und 2030 im Referenzszenario. ....	139
<b>Tabelle 12:</b> Steuerbare Leistung aus Kraftwerken in Rheinland-Pfalz für die Jahre 2017 und 2030.....	142
<b>Tabelle 13:</b> Überblick der Datengrundlage des Referenzszenarios für 2017 und 2030 bezogen auf den nationalen Kontext.....	143
<b>Tabelle 14:</b> Überblick der Datengrundlage des Referenzszenarios für 2017 und 2030 bezogen auf den internationalen Kontext.....	145
<b>Tabelle 15:</b> Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Leitungsausbau der Höchst- und Hochspannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis einschließlich 2017 im Referenzszenario in Stromkreiskilometern.....	146
<b>Tabelle 16:</b> Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Transformatorausbau der Höchst- und Hochspannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis einschließlich 2017 im Referenzszenario in MVA. ....	147
<b>Tabelle 17:</b> Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Leitungsausbau der Höchst- und Hochspannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis einschließlich 2030 im Referenzszenario in Stromkreiskilometern.....	149

<b>Tabelle 18:</b> Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Transformatorausbau der Höchst- und Hochspannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis einschließlich 2030 im Referenzszenario in MVA. ....	149
<b>Tabelle 19:</b> Erforderlicher Leitungsausbau der Mittelspannungsebene in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Referenzszenario in Stromkreiskilometern. ....	152
<b>Tabelle 20:</b> Erforderlicher Transformatorausbau der MS/NS-Ebene in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Referenzszenario in MVA.....	153
<b>Tabelle 21:</b> Erforderlicher Leitungsausbau der Niederspannungsebene in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Referenzszenario in Stromkreiskilometern. ....	153
<b>Tabelle 22:</b> Geschätzte Leitungskosten für Windparkanschlüsse in Rheinland-Pfalz bis zum Jahr 2030. ....	154
<b>Tabelle 23:</b> Über geplante Maßnahmen der Netzbetreiber hinaus ermittelte Netzausbaukosten in Rheinland-Pfalz im Referenzszenario 2017 und 2030 in Mio. €...	156
<b>Tabelle 24:</b> Prognostizierte installierte Leistungen [MW] und Bruttostromverbrauch [TWh/a] für 2017 und 2030 im Szenario DSM. ....	157
<b>Tabelle 25:</b> Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Leitungsausbau der Höchst- und Hochspannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario DSM in Stromkreiskilometern. ....	159
<b>Tabelle 26:</b> Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Transformatorausbau der Höchst- und Hochspannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario DSM in MVA. ....	160
<b>Tabelle 27:</b> Erforderlicher Leitungsausbau der Mittelspannungsebene in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario DSM in Stromkreiskilometern.....	161
<b>Tabelle 28:</b> Erforderlicher Transformatorausbau der MS/NS-Ebene in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario DSM in MVA. ....	164
<b>Tabelle 29:</b> Erforderlicher Leitungsausbau der Niederspannungsebene in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario DSM in Stromkreiskilometern.....	164
<b>Tabelle 30:</b> Über geplante Maßnahmen der Netzbetreiber hinaus ermittelte Netzausbaukosten in Rheinland-Pfalz im Szenario DSM 2017 und 2030 in Mio. €. ....	166
<b>Tabelle 31:</b> Prognostizierte installierte Leistungen [MW] und Bruttostromverbrauch [TWh/a] für 2017 und 2030 im Szenario intelligenter EE-Ausbau. ....	168
<b>Tabelle 32:</b> Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Leitungsausbau der Höchst- und Hochspannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario intelligenter EE-Ausbau in Stromkreiskilometern.....	169
<b>Tabelle 33:</b> Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Transformatorausbau der Höchst- und Hochspannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario intelligenter EE-Ausbau in MVA. ....	170

<b>Tabelle 34:</b> Erforderlicher Leitungsausbau der Mittelspannungsebene in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario intelligenter EE-Ausbau in Stromkreiskilometern.....	172
<b>Tabelle 35:</b> Erforderlicher Transformatorausbau der MS/NS-Ebene in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario intelligenter EE-Ausbau in MVA. ....	173
<b>Tabelle 36:</b> Erforderlicher Leitungsausbau der Niederspannungsebene in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario intelligenter EE-Ausbau in Stromkreiskilometern.....	174
<b>Tabelle 37:</b> Über geplante Maßnahmen der Netzbetreiber hinaus ermittelte Netzausbaukosten in Rheinland-Pfalz im Szenario intelligenter EE-Ausbau 2017 und 2030 in Mio. €.....	176
<b>Tabelle 38:</b> Prognostizierte installierte Leistungen [MW] und Bruttostromverbrauch [TWh/a] für 2017 und 2030 im Szenario intelligenter Netzausbau. ....	179
<b>Tabelle 39:</b> Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Leitungsausbau der Höchst- und Hochspannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario intelligenter Netzausbau in Stromkreiskilometern.....	183
<b>Tabelle 40:</b> Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Transformatorausbau der Höchst- und Hochspannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario intelligenter Netzausbau in MVA. ....	184
<b>Tabelle 41:</b> Erforderlicher Leitungsausbau der Mittelspannungsebene in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario intelligenter Netzausbau in Stromkreiskilometern.....	185
<b>Tabelle 42:</b> Verhältnis zwischen zugebauten RONT und ONT in der Niederspannungsebene in Rheinland-Pfalz für das Jahr 2017 im Szenario intelligenter Netzausbau. ....	186
<b>Tabelle 43:</b> Verhältnis zwischen zugebauten RONT und ONT in der Niederspannungsebene in Rheinland-Pfalz für das Jahr 2030 im Szenario intelligenter Netzausbau. ....	187
<b>Tabelle 44:</b> Erforderlicher Transformatorausbau der MS/NS-Ebene in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario intelligenter Netzausbau in MVA. ....	187
<b>Tabelle 45:</b> Erforderlicher Leitungsausbau der Niederspannungsebene in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario intelligenter Netzausbau in Stromkreiskilometern.....	188
<b>Tabelle 46:</b> Über geplante Maßnahmen der Netzbetreiber hinaus ermittelte Netzausbaukosten in Rheinland-Pfalz im Szenario intelligenter Netzausbau 2017 und 2030 in Mio. €.....	191
<b>Tabelle 47:</b> Speicherkapazitäten (Lasterhöhung) in Rheinland-Pfalz für die Jahre 2017 und 2030 im Szenario „Speicher (anteilig erschlossen)“ in MW. ....	194



<b>Tabelle 48:</b> Prognostizierte installierte Leistungen [MW] und Bruttostromverbrauch [TWh/a] für 2017 und 2030 im Szenario Speicher (anteilig erschlossen). .....	194
<b>Tabelle 49:</b> Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Leitungsausbau der Höchst- und Hochspannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario Speicher (anteilig erschlossen) in Stromkreiskilometern. ....	196
<b>Tabelle 50:</b> Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Transformatorausbau der Höchst- und Hochspannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario Speicher (anteilig erschlossen) in MVA. ....	197
<b>Tabelle 51:</b> Erforderlicher Leitungsausbau der Mittelspannungsebene in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario Speicher (anteilig erschlossen) in Stromkreiskilometern. ....	198
<b>Tabelle 52:</b> Angaben zu PV-Batteriespeichern im Szenario Speicher (anteilig erschlossen). ....	199
<b>Tabelle 53:</b> Angaben zu Power-to-Heat. ....	200
<b>Tabelle 54:</b> Erforderlicher Transformatorausbau der MS/NS-Ebene in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario Speicher (anteilig erschlossen) in MVA. ....	201
<b>Tabelle 55:</b> Erforderlicher Leitungsausbau der Niederspannungsebene in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario Speicher (anteilig erschlossen) in Stromkreiskilometern. ....	202
<b>Tabelle 56:</b> Über geplante Maßnahmen der Netzbetreiber hinaus ermittelte Netzausbaukosten in Rheinland-Pfalz im Szenario Speicher (anteilig erschlossen) 2017 und 2030 in Mio. €. ....	204
<b>Tabelle 57:</b> Lastanstiegskapazitäten der Speicher in Rheinland-Pfalz für die Jahre 2017 und 2030 im Szenario Smart Storage in MW, im Vergleich zum Szenario „Speicher (anteilig erschlossen)“ .....	207
<b>Tabelle 58:</b> Prognostizierte installierte Leistungen [MW] und Bruttostromverbrauch [TWh/a] für 2017 und 2030 im Szenario Smart Storage. ....	208
<b>Tabelle 59:</b> Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Leitungsausbau der Höchst- und Hochspannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario Smart Storage in Stromkreiskilometern. ....	209
<b>Tabelle 60:</b> Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Transformatorausbau der Höchst- und Hochspannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario Smart Storage in MVA. ....	210
<b>Tabelle 61:</b> Prozentuale Veränderung der maximalen PV-Erzeugungsspitze im Vergleich zum Referenzszenario. ....	211
<b>Tabelle 62:</b> Erforderlicher Leitungsausbau der Mittelspannungsebene in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario Smart Storage in Stromkreiskilometern. ....	212

<b>Tabelle 63:</b> Angepasste Speicherleistung und Anzahl der Haushalte mit PV-Batterien bzw. Power-to-Heat im Szenario Smart Storage. ....	213
<b>Tabelle 64:</b> Erforderlicher Transformatorausbau der MS/NS-Ebene in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario Smart Storage in MVA.....	214
<b>Tabelle 65:</b> Erforderlicher Leitungsausbau der Niederspannungsebene in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario Smart Storage in Stromkreiskilometern.....	215
<b>Tabelle 66:</b> Über geplante Maßnahmen der Netzbetreiber hinaus ermittelte Netzausbaukosten in Rheinland-Pfalz im Szenario Smart Storage 2017 und 2030 in Mio. €. ....	217
<b>Tabelle 67:</b> Technologieauswahl und Flexibilitätspotenziale für das Szenario Smart Grids für 2017 und 2030 .....	220
<b>Tabelle 68:</b> Prognostizierte installierte Leistungen [MW] und Bruttostromverbrauch [TWh/a] für 2017 und 2030 im Szenario Smart Grids. ....	220
<b>Tabelle 69:</b> Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Leitungsausbau der Höchst- und Hochspannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario Smart Grids in Stromkreiskilometern.....	222
<b>Tabelle 70:</b> Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Transformatorausbau der Höchst- und Hochspannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario Smart Grids in MVA.....	223
<b>Tabelle 71:</b> Erforderlicher Leitungsausbau der Mittelspannungsebene in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario Smart Grids in Stromkreiskilometern..	224
<b>Tabelle 72:</b> Verhältnis zwischen zugebauten RONT und ONT in der Niederspannungsebene in Rheinland-Pfalz für das Jahr 2017 im Szenario Smart Grids. ....	226
<b>Tabelle 73:</b> Verhältnis zwischen zugebauten RONT und ONT in der Niederspannungsebene in Rheinland-Pfalz für das Jahr 2030 im Szenario Smart Grids. ....	226
<b>Tabelle 74:</b> Erforderlicher Transformatorausbau der MS/NS-Ebene in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario Smart Grids in MVA.....	227
<b>Tabelle 75:</b> Erforderlicher Leitungsausbau der Niederspannungsebene in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario Smart Grids in Stromkreiskilometern..	228
<b>Tabelle 76:</b> Über geplante Maßnahmen der Netzbetreiber hinaus ermittelte Netzausbaukosten in Rheinland-Pfalz im Szenario Smart Grids 2017 und 2030 in Mio. €. ....	230
<b>Tabelle 77:</b> Technologieauswahl und Flexibilitätspotenziale für die Systemoptimierung und ihre Sensitivitätsanalysen für 2017 und 2030. ....	242
<b>Tabelle 78:</b> Prognostizierte installierte Leistungen [MW] und Bruttostromverbrauch [TWh/a] für 2017 und 2030 im Szenario Systemoptimierung. ....	243

<b>Tabelle 79:</b> Prognostizierte installierte Leistungen [MW] und Bruttostromverbrauch [TWh/a] für 2030 im Szenario Systemoptimierung und in ihren Sensitivitätsanalysen..	243
<b>Tabelle 80:</b> Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Leitungsausbau der Höchst- und Hochspannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario Systemoptimierung in Stromkreiskilometern. ....	245
<b>Tabelle 81:</b> Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Leitungsausbau der Höchst- und Hochspannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis 2030 im Szenario Systemoptimierung und in ihren Sensitivitätsanalysen in Stromkreiskilometern. ....	246
<b>Tabelle 82:</b> Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Transformatorausbau der Höchst- und Hochspannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario Systemoptimierung in MVA. ....	246
<b>Tabelle 83:</b> Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Transformatorausbau der Höchst- und Hochspannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis 2030 im Szenario Systemoptimierung und in ihren Sensitivitätsanalysen in MVA. ..	247
<b>Tabelle 84:</b> Absenkung der maximalen PV-Erzeugungsspitze in der Mittelspannungsebene in Rheinland-Pfalz im Szenario Systemoptimierung und in ihren Sensitivitätsanalysen.....	248
<b>Tabelle 85:</b> Erforderlicher Leitungsausbau der Mittelspannungsebene in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario Systemoptimierung in Stromkreiskilometern.....	249
<b>Tabelle 86:</b> Erforderlicher Leitungsausbau der Mittelspannungsebene in Rheinland-Pfalz bis 2030 im Szenario Systemoptimierung und in ihren Sensitivitätsanalysen in Stromkreiskilometern. ....	250
<b>Tabelle 87:</b> Verhältnis zwischen zugebauten RONT und ONT in der Niederspannungsebene in Rheinland-Pfalz für das Jahr 2017 im Szenario Systemoptimierung und in ihren Sensitivitätsanalysen. ....	251
<b>Tabelle 88:</b> Verhältnis zwischen zugebauten RONT und ONT in der Niederspannungsebene in Rheinland-Pfalz für das Jahr 2030 im Szenario Systemoptimierung und in ihren Sensitivitätsanalysen. ....	252
<b>Tabelle 89:</b> Erforderlicher Transformatorausbau der MS/NS-Ebene in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario Systemoptimierung in MVA. ....	252
<b>Tabelle 90:</b> Erforderlicher Transformatorausbau der MS/NS-Ebene in Rheinland-Pfalz bis 2030 im Szenario Systemoptimierung und in ihren Sensitivitätsanalysen in MVA. ....	253
<b>Tabelle 91:</b> Erforderlicher Leitungsausbau der Niederspannungsebene in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario Systemoptimierung in Stromkreiskilometern.....	254

<b>Tabelle 92:</b> Erforderlicher Leitungsausbau der Niederspannungsebene in Rheinland-Pfalz bis 2030 im Szenario Systemoptimierung und in ihren Sensitivitätsanalysen in Stromkreiskilometern .....	254
<b>Tabelle 93:</b> Über geplante Maßnahmen der Netzbetreiber hinaus ermittelte Netzausbaukosten in Rheinland-Pfalz im Szenario Systemoptimierung 2017 und 2030 in Mio. €.....	257
<b>Tabelle 94:</b> Über geplante Maßnahmen der Netzbetreiber hinaus ermittelte Netzausbaukosten in Rheinland-Pfalz im Szenario Systemoptimierung und in ihren Sensitivitätsanalysen bis 2030 in Mio. €. ....	258
<b>Tabelle 95:</b> Vergleich der Szenarien zur Bestimmung der Netzausbaukosten für das Jahr 2030. ....	278
<b>Tabelle 96:</b> Bestehende und geplante Pumpspeicherkraftwerke im Netzgebiet von Rheinland-Pfalz. ....	289
<b>Tabelle 97:</b> Technische Parameter verschiedener Batterietypen.....	290
<b>Tabelle 98:</b> Größenverteilung des Zubaus an PV-Anlagen in Rheinland-Pfalz von 2010 bis 2012.....	291
<b>Tabelle 99:</b> Potenzialerhebung für PV-Batteriespeicher in Einfamilienhäusern in Rheinland-Pfalz. ....	293
<b>Tabelle 100:</b> Biogenes CO <sub>2</sub> -Potenzial in den Szenario-Jahren 2017 und 2030. ....	295
<b>Tabelle 101:</b> Stromerzeugung aus Biomasse in Rheinland-Pfalz: Ist-Zustand und Fortschreibung für die Szenario-Jahre 2017 und 2030. ....	299
<b>Tabelle 102:</b> Flexible BHKW Leistung von Biomassekraftwerken in den Szenario-Jahren 2017 und 2030. ....	301
<b>Tabelle 103:</b> Gesamtpotenzial für Power-to-Heat für das Szenario-Jahr 2030. ....	304
<b>Tabelle 104:</b> Erschließungsgrade für DSM-Potenzial in Rheinland-Pfalz in den Szenario-Jahren 2017 und 2030. ....	318
<b>Tabelle 105:</b> Mögliche Modellierungsansätze für das Stromsystem in Rheinland-Pfalz. ....	322
<b>Tabelle 106:</b> Potenzialbeschreibung und Wirkungsgrad Merit Order für Speicher- und Flexibilitätsoptionen in Rheinland-Pfalz im Szenario-Jahr 2030 (anteilig erschlossen).....	330
<b>Tabelle 107:</b> Flexibler Stromverbrauch, Speichereinsatz und flexible Stromerzeugung im Szenario-Jahr 2030.....	343

## ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

---

### A

A	Ampere
AbLaV	Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten
Abs.	Absatz
AC	Alternating Current (Wechselstrom)
ACSR	Aluminum Conductor Steel Reinforced
AEL	Alkalische Elektrolyse
a.F.	Alte Fassung
AG	Aktiengesellschaft
AGFW	Arbeitsgemeinschaft für Wärme und Heizkraftwirtschaft
AP	Arbeitspaket
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
Art.	Artikel

### B

BauGB	Baugesetzbuch
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V
BDSG	Bundesdatenschutzgesetz
BFE	Bundesamt für Energie (Schweiz)
BGB	Bürgerliches Gesetzbuch
BGBl.	Bundesgesetzblatt
BGH	Bundesgerichtshof
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BNetzA	Bundesnetzagentur
BR	Bundesrat
BRD	Bundesrepublik Deutschland
BVerfG	Bundesverfassungsgericht
bzgl.	bezüglich
bzw.	beziehungsweise

### C

CAPEX	capital expenditure
-------	---------------------

CIGRE	Conseil International des Grands Réseaux Electriques
<b>D</b>	
DC	Direct Current (Gleichstrom)
DE	Deutschland
dena	deutsche Energie-Agentur
d.h.	das heißt
DLR	Dynamic Line Rating
DSM	Demand Side Management
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V
<b>E</b>	
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EG	Europäische Gemeinschaft
EH	Einfamilienhaus
EnLAG	Energieleitungsausbaugesetz
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
etc.	et cetera (lat.: „und so weiter“)
ETH Zürich	Eidgenössische Technische Hochschule Zürich
EU	Europäische Union
e.V.	eingetragener Verein
EVU	Energieversorgungsunternehmen
<b>F</b>	
f.	folgende
ff.	fortfolgende
FFH-Gebiet	Fauna-Flora-Habitatrichtlinie-Gebiet
<b>G</b>	
GasNEV	Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung
GemO	Gemeindeordnung für das Land Rheinland-Pfalz
GG	Grundgesetz für die Bundesrepublik Deutschland
ggf.	gegebenenfalls

GGPSSO	Guidelines for Good TPA Practice for Storage System Operators
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
GmbH	Gesellschaft mit beschränkter Haftung
GmbHG	Gesetz betreffend die Gesellschaften mit beschränkter Haftung
GuD-Kraftwerk	Gas-und-Dampfturbinen-Kraftwerk
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
<b>H</b>	
H <sub>2</sub>	Wasserstoff
HEL	Hochtemperatur-Elektrolyse
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
HTL	Hochtemperaturleiterseil
HT/NT-Tarif	Hauptzeit/Nebenzeit-Tarif
<b>I</b>	
i.d.R	in der Regel
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
inkl.	Inklusive
i.S.d	im Sinner der/des
i.V.m	in Verbindung mit
IWR	Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien
<b>K</b>	
KEVAG	Koblenzer Elektrizitätswerk und Verkehrs-Aktiengesellschaft
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
km	Kilometer
km <sup>2</sup>	Quadratkilometer
KMW AG	Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG
kV	Kilovolt
kVA	Kilovoltampere
kW	Kilowatt
KW	Kraftwerk
kWh	Kilowattstunde

KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
kWp	Kilowatt peak
<b>L</b>	
LEP	Landesentwicklungsprogramm
lit.	Littera (lat.: „Buchstabe“)
LLP	Limited Liability Partnership
LNG	Liquefied Natural Gas – Flüssigerdgas
LPIG	Landesplanungsgesetz
LUWG	Landesamt für Umwelt, Wasserwirtschaft und Gewerbeaufsicht Rheinland-Pfalz
<b>M</b>	
m	Meter
max.	Maximal
MessZV	Verordnung über Rahmenbedingungen für den Messstellenbetrieb und die Messung im Bereich der leitungsgebundenen Elektrizitäts- und Gasversorgung
MHKW	Müllheizkraftwerk
min.	minimal
Mio.	Millionen
mm <sup>2</sup>	Quadratmillimeter
MS	Mittelspannung
m/s	Meter pro Sekunde
MVA	Megavoltampere
MVA	Müllverbrennungsanlage
m.V.a.	mit Verweis auf
MW	Megawatt
MW/a	Megawatt pro Jahr
MW/km <sup>2</sup>	Megawatt pro Quadratkilometer
MWh	Megawattstunde
MWKEL	Ministerium für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung Rheinland-Pfalz
m.w.N.	mit weiteren Nennungen
MWp	Megawatt peak
<b>N</b>	
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz



NAV	Verordnung über Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Elektrizitätsversorgung in Niederspannung
NDAV	Verordnung über Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Gasversorgung in Niederdruck.
NEP	Netzentwicklungsplan
NS	Niederspannung
NVwZ	Neue Zeitschrift für Verwaltungsrecht
<b>O</b>	
OLG	Oberlandesgericht
ONT	Ortsnetztransformator/en
OPEX	Operational expenditure
OPF	Optimal-Power-Flow
<b>P</b>	
p.	page
p.a.	pro Jahr
PEMEL	Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse
PKW	Personenkraftwagen
PfZV	Planfeststellungszuweisungsverordnung
PSW	Pumpspeicherkraftwerk
PtG	Power-to-Gas
PtH	Power-to-Heat
p.u.	per unit
PV	Photovoltaik
<b>R</b>	
RLP	Rheinland-Pfalz
Rn.	Randnummer
ROG	Raumordnungsgesetz
RONT	regelbare Ortsnetztransformator/en
RoV	Raumordnungsverordnung
<b>S</b>	
SNG	Synthetic Natural Gas
sog.	so genannt
StromNEV	Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen

StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
StromStG	Stromsteuergesetz
<b>T</b>	
TA	Technische Anleitung
TW	Terrawatt
TWh	Terawattstunde
TWh/a	Terawattstunde pro Jahr
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan
<b>U</b>	
u.a.	unter anderem
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity
UNESCO	United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization
<b>V</b>	
v.a.	vor allem
VGA	Vergärungsanlage
vgl.	vergleiche
VKU	Verband kommunaler Unternehmen
VN	Verteilnetz
Vol.	Volumen
VwVfG	Verwaltungsverfahrensgesetz
<b>W</b>	
W/m <sup>2</sup>	Watt pro Quadratmeter
WBR	Weitbereichs-Spannungsregelung
WEA	Windenergieanlage
<b>Z</b>	
z.B.	zum Beispiel
ZNER	Zeitschrift für neues Energierecht

# 1. EINFÜHRUNG

Das Bundesland Rheinland-Pfalz strebt an, den Bruttostromverbrauch des Landes bis zum Jahr 2030 bilanziell vollständig aus erneuerbaren Energien (EE) zu decken. Dafür notwendige Voraussetzungen und Handlungsoptionen hinsichtlich der Entwicklung der elektrischen Verteilnetze in Rheinland-Pfalz wurden im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung (MWKEL) von Rheinland-Pfalz in der vorliegenden Studie (die Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz) untersucht.

Die Studie wurde durch die Energynautics GmbH, das Öko-Institut e.V. sowie die Rechtsanwaltskanzlei Bird & Bird LLP erstellt. Die Anfertigung erfolgte in enger Abstimmung mit dem Auftraggeber (dem MWKEL), den Betreibern der elektrischen Versorgungsnetze in Rheinland-Pfalz sowie mit einem Fachbeirat, bestehend aus Experten verschiedener Institutionen, Unternehmen und Gremien.

Die Studie wurde für die Bearbeitung in sechs Arbeitspakete gegliedert, die die strukturelle Basis für die erarbeiteten Inhalte liefern:

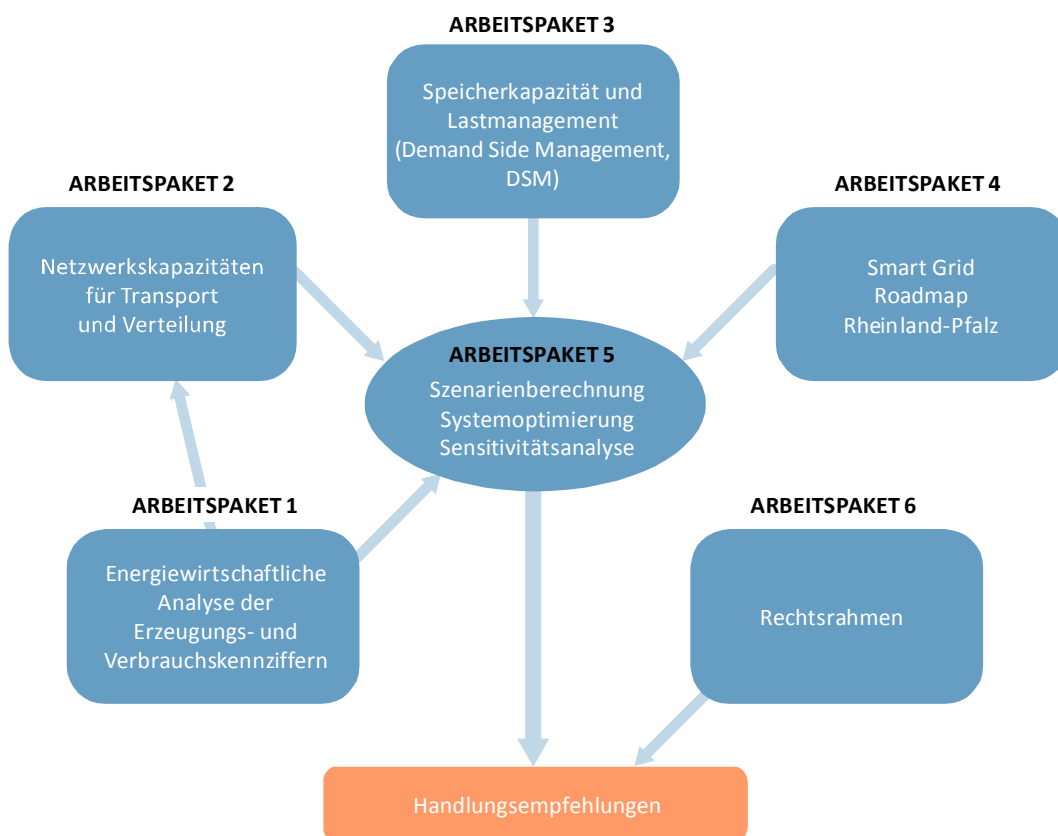


Abbildung 1: Übersicht der sechs Arbeitspakete der Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz. Quelle: Eigene Darstellung (Energynautics GmbH)

Die Energynautics GmbH ist als Ingenieurbüro für Forschung und Beratung im Bereich der Netzintegration erneuerbarer Energien auf technische Fragestellungen zur Entwicklung der elektrischen Versorgungsnetze spezialisiert und hat im Rahmen der Arbeitspakete 1, 2, 4 und 5 den notwendigen Ausbau der elektrischen Netze in

verschiedenen Szenarien untersucht. Das Arbeitspaket 3 beinhaltet spezifische Fragestellungen hinsichtlich des Einsatzes von Speichern und Lastmanagement (DSM) und wurde durch das Öko-Institut e.V., einem der europaweit führenden, unabhängigen Forschungs- und Beratungseinrichtungen für eine nachhaltige Zukunft, bearbeitet. In Arbeitspaket 6 bewertet die Rechtsanwaltskanzlei Bird & Bird LLP die rechtlichen Rahmenbedingungen für die gegenwärtige und die künftige Netzintegration von Strom aus EE unter verschiedenen Gesichtspunkten. Durch diese Aufteilung konnten alle zu berücksichtigenden Aspekte der Studie durch Fachexperten behandelt werden. Das Hauptergebnis der Studie sind die Handlungsempfehlungen, die gemeinschaftlich identifiziert und verfasst wurden.

In **Arbeitspaket 1** „Energiewirtschaftliche Analyse der Erzeugungs- und Verbrauchskennziffern“ erfolgt die Erfassung des Ausgangszustandes als Grundlage der weiteren Untersuchungen zur Berechnung des Netzausbaus. Dafür wurden Daten hinsichtlich Stromerzeugung und -verbrauch für den Ist-Zustand in Rheinland-Pfalz (2012) sowie Prognosen diesbezüglich für zwei Zieljahre (2017 und 2030) erhoben. Zur Abbildung der elektrischen Versorgungsnetze wurden reale Netzdaten seitens der rheinland-pfälzischen Netzbetreiber als Berechnungsmodell (Simulationsmodell) zur Verfügung gestellt, die in einem aufwendigen Verfahren zusammengefügt und aufbereitet wurden.

**Arbeitspaket 2** „Netzwerkskapazitäten für Transport und Verteilung“ umfasst die Weiterentwicklung der Netz-Simulationsmodelle im Hinblick auf die Entwicklung der Netze für die untersuchten Jahre 2017 und 2030. Die in Arbeitspaket 1 erhobenen Daten bilden hierfür die Grundlage. Alle Spannungsebenen der elektrischen Versorgungsnetze werden in den Simulationsmodellen abgebildet. Als Vergleichsbasis (Referenzszenario) für die im Weiteren untersuchten Szenarien wird auf Grundlage einer konventionellen Ausbaustrategie („Business as usual“) der benötigte Netzausbau im Zeithorizont der Zieljahre 2017 und 2030 bestimmt: Für jede Spannungsebene wird der erforderliche Leitungs- sowie Transformatorausbau identifiziert und daraus die entsprechenden Investitionskosten berechnet.

In **Arbeitspaket 3** „Speicherkapazität und Lastmanagement“ geht es um die Frage, wie lokale EE- und Lastschwankungen durch Lastmanagement und Speichereinsatz in Rheinland-Pfalz ausgeglichen werden können. Im Einzelnen werden die Potenziale von Lastmanagement und Speichern in Rheinland-Pfalz erhoben und deren Einsatzmöglichkeiten modellgestützt analysiert. Darauf aufbauend wird ein Speicherkonzept für Rheinland-Pfalz abgeleitet und eine priorisierte Einsatzreihenfolge der Flexibilitätsoptionen (Technologieoptionen) bestimmt. Die Ergebnisse des Arbeitspaketes 3 fließen in die Netzsimulation ein und finden in den Varianten des Technologieeinsatzes von Speichern und DSM im Arbeitspaket 5 Berücksichtigung.

In **Arbeitspaket 4** „Smart Grid Roadmap Rheinland-Pfalz“ steht das Thema „Intelligente Netze“ im Fokus. Hierzu wird eine konsistente Definition für ein Smart Grid im Kontext der elektrischen Verteilnetze erstellt. Aus den aktuellen und für die Zukunft zu erwartenden Technologieentwicklungen werden eine Roadmap entwickelt und Maßnahmen zur Erreichung der Meilensteine zusammengefasst.

In **Arbeitspaket 5** „Szenarioberechnung, Systemoptimierung, Sensitivitätsanalyse“ erfolgt die Untersuchung konkreter Technologieoptionen in ihrer Wirkung auf den notwendigen Netzausbaubedarf für die Jahre 2017 und 2030 in insgesamt sechs Szenarien mit jeweils unterschiedlicher Technologieauswahl. Für jedes Szenario werden der erforderliche Leitungs- und Transformatorausbau und die Netzausbaukosten aufgeteilt nach Spannungsebene ermittelt. Im Anschluss wird eine systemoptimierte Auswahl der Technologieoptionen inklusive zweier Varianten (Sensitivitätsanalyse) getroffen und ebenfalls berechnet.

Begleitend erfolgt im **Arbeitspaket 6** „Rechtsrahmen“ die Bewertung der rechtlichen Rahmenbedingungen unter verschiedenen Gesichtspunkten. Im Einzelnen werden (i) der rechtliche Rahmen und die sich daraus für die Netzintegration ergebenden Hindernisse analysiert, (ii) Ansätze zur Verbesserung des rechtlichen Rahmens identifiziert sowie (iii) die künftige Rolle und Kompetenz der Verteilnetzbetreiber diskutiert.

Um eine leichtere Orientierung für den Leser zu ermöglichen, wurde eine Gliederung des vorliegenden Abschlussberichts der Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz in insgesamt drei Teile vorgenommen. Die entsprechenden Arbeitspakete können den einzelnen Teilen zugeordnet werden.

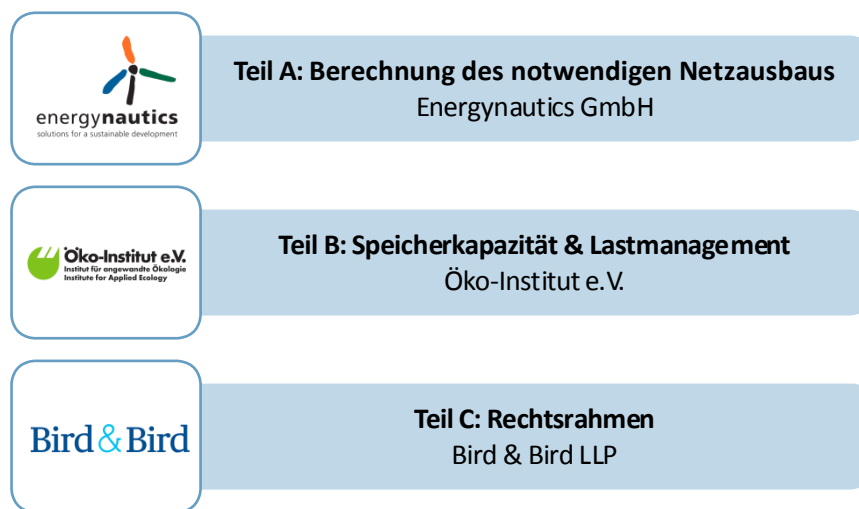


Abbildung 2: Gliederung der Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz. Quelle: Eigene Darstellung (Energynautics GmbH)

Teil A „Berechnung des notwendigen Netzausbaus“ beschreibt die Arbeitsergebnisse der Energynautics GmbH und umfasst den Inhalt der Arbeitspakete 1, 2, 4 und 5.

Teil B „Speicherkapazität & Lastmanagement“ beschreibt separat die Arbeitsergebnisse des Öko-Instituts e.V. und erläutert die Arbeiten des Arbeitspaketes 3.

In Teil C „Rechtsrahmen“ werden die Arbeitsergebnisse der Bird & Bird LLP dargestellt, die im Arbeitspaket 6 angesiedelt sind.

# TEILA

## BERECHNUNG DES NOTWENDIGEN NETZAUSBAUS

verfasst von:



**energynautics**  
solutions for a sustainable development

## 2. ÜBERBLICK ÜBER DIE NETZAUSBAUBERECHNUNG

---

Die Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz verfolgt maßgeblich das Ziel, den erforderlichen Netzausbau in Rheinland-Pfalz unter der Voraussetzung einer Stromversorgung aus bilanziell 100 % erneuerbarer Energien (EE) zu bestimmen. Für diesen Zweck wird die Netzstruktur sowohl innerhalb als auch außerhalb von Rheinland-Pfalz in einer Simulationssoftware nachgebildet, diverse Alternativen zu Netzausbaumaßnahmen (wie beispielsweise Einsatz von Speichern, Smart Grid) definiert und mit Hilfe von Simulationen untersucht. Der für die jeweilige Alternative benötigte Netzausbau wird den Netzausbaumaßnahmen, die gänzlich ohne den Einsatz von Alternativen erforderlich wären, gegenübergestellt. Aus den Ergebnissen wird schließlich die kostenminimale Lösung hinsichtlich des Netzausbaus in Rheinland-Pfalz abgeleitet.

Die konkrete Methodik zur Bestimmung des Netzausbaus ist Fokus des vorliegenden Kapitels. Ebenso offen gelegt werden die getroffenen Annahmen und die Datengrundlage, auf der die Studie basiert, sowie die Vorgehensweise der Gesamtoptimierung der einzelnen ermittelten Ergebnisse und die daraus folgende Ableitung von Handlungsempfehlungen.

### 2.1 DATENGRUNDLAGE UND ANNAHMEN

Für die Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz wurde in enger Zusammenarbeit mit dem Ministerium für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung (MWKEL) die Datengrundlage festgelegt. Die Begründbarkeit und Verifizierbarkeit der Daten war hierbei ein maßgebliches Kriterium. Besonders hervorzuheben ist zudem das Mitwirken der rheinland-pfälzischen Verteilnetzbetreiber<sup>1</sup> Westnetz GmbH, Pfalzwerke AG, KEVAG Verteilnetz GmbH, Syna GmbH, EWR Netz GmbH und Stadtwerke Mainz Netze GmbH sowie des Übertragungsnetzbetreibers für gesamt Rheinland-Pfalz Amprion GmbH. Dank der Netzbetreiber standen der Verteilnetzstudie reale Netzdaten der jeweiligen Netzgebiete zur Verfügung. Somit liefert die Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz als erste veröffentlichte Studie, die auf realen Netzdaten basiert, ein präzises Abbild der Netzstruktur in Rheinland-Pfalz.

#### 2.1.1 Betrachtungshorizont

Die Verteilnetzstudie bezieht sich auf einen Zeitraum von 2012 bis einschließlich 2030. Neben der Darstellung des Ist-Zustandes in Rheinland-Pfalz (2012) erfolgt eine aus

---

<sup>1</sup> Die rheinland-pfälzischen Verteilnetzbetreiber – Westnetz GmbH, Pfalzwerke AG, KEVAG Verteilnetz GmbH, Syna GmbH, EWR Netz GmbH, Stadtwerke Mainz Netze GmbH – werden im Rahmen der Studie zur Vereinfachung als „Verteilnetzbetreiber“ bezeichnet.

heutiger Sicht zu erwartende Abbildung des rheinland-pfälzischen Stromnetzes für die Jahre 2017 und 2030.

Die Auswahl des Jahres 2012 als Referenzjahr ist der Tatsache geschuldet, dass sich die Studie auf die aktuellsten verfügbaren und validierten Daten beziehen sollte, um den Ist-Zustand in Rheinland-Pfalz möglichst zeitgemäß abzubilden. Für 2012 konnten solche Datensätze ermittelt werden.<sup>2</sup>

Auf Basis des heutigen Wissens und entsprechender Annahmen, ist es das Ziel der Studie realitätsnahe Aussagen zum benötigten Netzausbau bis zum Jahr 2030 zu machen. In diesem Zusammenhang ist es evident, Stichjahre zu identifizieren, die ein geeignetes Abbild der Zukunft wiedergeben, sowohl aus kurzfristiger als auch aus mittel- bis langfristiger Sicht. Nach Absprache mit den Verteilnetzbetreibern und dem MWKEL wurde für den kurzfristigen Zeitrahmen das Stichjahr 2017 festgelegt, da bis 2017 eine valide Datengrundlage verfügbar ist, die den Zeitraum bis einschließlich 2017 angemessen darstellt. Die politische Zielvorgabe der Landesregierung Rheinland-Pfalz bezieht sich auf einen Zeithorizont bis einschließlich 2030 [1, p. 3], weshalb für die vorliegende Verteilnetzstudie das Stichjahr 2030 für die mittel- bzw. langfristige Entwicklung herangezogen wurde.

### 2.1.2 Stromversorgung durch bilanziell 100 % Erneuerbare Energien

Die Landesregierung Rheinland-Pfalz hat die politische Zielsetzung, bis zum Jahr 2030 eine Stromversorgung aus bilanziell 100 % EE in Rheinland-Pfalz sicherzustellen. [1, p. 3] Unter einer „bilanziellen Stromversorgung“ wird verstanden, dass sich am Ende des Bilanzierungszeitraums (ein Jahr) der Bruttostromverbrauch und die Stromerzeugung aus EE gegenseitig ausgleichen. Unter EE werden für Rheinland-Pfalz hierbei maßgeblich Windenergie und PV zusammengefasst. Die erneuerbaren Energieträger Wasserkraft und Biomasse wirken ebenfalls zu einem geringen Anteil an einer Stromversorgung aus bilanziell 100 % EE mit. Da ihre installierte Netto-Leistung (im Jahr 2012) jedoch verhältnismäßig niedrig ist (Wasserkraft 3,6 %, Biomasse 2,2 %, vgl. Abbildung 9), spielen sie lediglich eine untergeordnete Rolle, so dass der Fokus auf die Windenergie und PV gelegt ist. Sonstige EE (Deponiegas, Klärgas und Geothermie) können vernachlässigt werden (vgl. auch hier Abbildung 9).

Zu Zeiten einer nicht ausreichenden EE-Stromerzeugung innerhalb des Bilanzierungszeitraums können konventionelle Erzeuger in Rheinland-Pfalz, welche als Kaltreserve dienen, zum Einsatz kommen oder ein Stromimport aus Nachbarregionen erfolgen. Im Gegensatz dazu kann eine zu hohe Erzeugung aus EE zu Stromexporten führen. Eine Stromversorgung aus bilanziell 100 % EE wird am Beispiel des Referenzszenarios (vgl. Kapitel 6) für das Jahr 2030 in Abbildung 3 dargestellt.

.....

<sup>2</sup> Einige wenige Daten waren lediglich für das Jahr 2011 verfügbar. Hier wurden mittels eigenen Berechnungen Anpassungen für das Jahr 2012 vorgenommen, um alle Daten auf dasselbe Referenzjahr beziehen zu können.



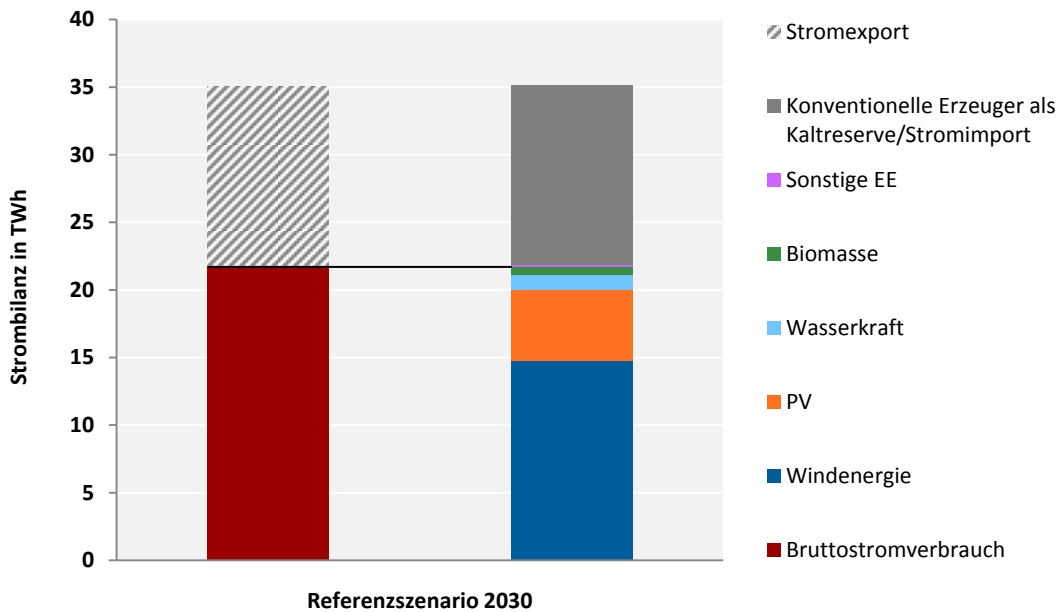


Abbildung 3: Stromversorgung aus bilanziell 100 % EE am Beispiel des Referenzszenarios für das Jahr 2030. Quelle: Eigene Darstellung (Energynautics GmbH)

Die Intention der Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz ist es, die rheinland-pfälzischen Stromnetze hinsichtlich der politischen Zielvorgabe einer Stromversorgung aus bilanziell 100 % EE zu untersuchen und Handlungsempfehlungen auszusprechen. Die Zielvorgabe wird dabei bei allen durchgeführten Untersuchungen stets eingehalten. Dies hat zur Folge, dass die politisch angestrebten installierten Leistungen von Windenergieanlagen in Höhe von 7.500 MW [2, p. 13] sowie PV in Höhe von 5.500 MW [2, p. 15] für Rheinland-Pfalz im Jahr 2030 variieren können und keine fixen Werte repräsentieren. Speziell die unterschiedlichen Auswirkungen, vor allem von Speichereinsätzen, tragen bei einer bilanziellen Versorgung durch 100 % EE zu einer Variation dieser installierten Leistungen bei, was im Laufe der Studie konkret analysiert wird (vgl. u.a. Kapitel 10).

### 2.1.3 Stromeffizienz

Für die Entwicklung des Lastverbrauches in Rheinland-Pfalz wird für jede durchzuführende Untersuchung im Rahmen der vorliegenden Studie stets eine Reduktion des Bruttostromverbrauchs von 1,5 % pro Jahr gegenüber dem Referenzjahr 2012 zugrunde gelegt. Diese Annahme wurde durch das MWKEL vorgegeben und beruht auf der EU-Richtlinie zur Energieeffizienz [3] sowie auf Prognosen, welche durch aktuelle Daten [4, p. 8] gestützt werden. Im Dialog mit den Verteilnetzbetreibern wurde zudem festgelegt, dass sich die Lastreduktion konkret nur auf die Energiemenge bezieht, wohingegen die maximal auftretende Last von 2012 bis 2030 konstant bleibt.

Für die Großindustrie BASF kommt die Stromeffizienz von 1,5 % nicht zu tragen, was auf Rücksprache mit der BASF zurückzuführen ist. Dies hat zur Folge, dass die restlichen Verbraucher in Rheinland-Pfalz die angestrebte Lastreduktion stemmen müssen.

Nach Vorgabe des MWKEL wird Elektromobilität in der Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz nicht gesondert betrachtet, da sie im Zeitraum bis 2030 aufgrund der überwiegend ländlicher geprägten Struktur in Rheinland-Pfalz noch keine große Rolle annimmt.

#### 2.1.4 Volllaststunden

Als „Volllaststunden“ einer elektrischen Erzeugungseinheit bezeichnet man den Quotienten aus der in einem Jahr erzeugten elektrischen Energiemenge und der nominellen Leistung der Erzeugungseinheit. Die Anzahl der Volllaststunden liegt daher immer zwischen Null und der Anzahl der Stunden eines Jahres (d.h. 8.760, sofern es sich nicht um ein Schaltjahr handelt). Unterschiedliche Technologien weisen typischerweise unterschiedliche, durchschnittliche Volllaststunden auf.

Im Rahmen der Studie spielen Annahmen zu durchschnittlichen Volllaststunden aus zwei Gründen eine wichtige Rolle:

- Da der Anteil der EE an der Stromversorgung (bilanziell) auf 100 % bis 2030 festgelegt ist, ergibt sich aus den Annahmen zu den Volllaststunden der Bedarf an installierter Leistung und damit ein wesentlicher Teil des Investitionsbedarfes für diese installierte Leistung.
- Da die regionale Verteilung des Erzeugungszubaus bis 2030 sich je nach Technologie unterscheidet, ergeben sich aus regionalen Zubau-Leistungen auch Auswirkungen auf regionale und überregionale Lastflüsse, die für notwendige Netzausbaumaßnahmen verantwortlich sind. Namentlich müssen die Erzeugungsprofile, welche in die durchzuführenden Simulationen einfließen, an allen betrachteten Einspeisestellen des Netzmodells Rheinland-Pfalz<sup>3</sup> auf die zu erwartenden Leistungen und Volllaststunden eingestellt werden.

Im Falle der Windenergie wurde zur Bestimmung der durchschnittlichen Volllaststunden für 2012 als Ausgangspunkt die landesweit installierte Leistung aus der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur [5] herangezogen. Die im Jahr 2012 in Rheinland-Pfalz aus Windenergie erzeugte Strommenge wurde aus einer angenommenen Entwicklung auf Grundlage der veröffentlichten Werte für 2011 [6] berechnet. Der so bestimmte Wert von 1.617 Volllaststunden ist als ein hoher realistischer Wert einzuschätzen [7, p. 4].

Genaue Berechnungen der durchschnittlichen Volllaststunden werden dadurch erschwert, dass die installierte Leistung im Laufe eines Jahres nicht konstant bleibt und auch die statistische Erfassung von Leistungen und Energiemengen oft nicht zeitnah in guter Qualität verfügbar ist, so dass sich häufig für den gleichen Zeitraum abweichende Ausgangsdaten in der Literatur finden. In den Berechnungen wurde der mehr oder

.....

<sup>3</sup> Unter dem „Netzmodell Rheinland-Pfalz“ wird die in einer Simulationssoftware nachgebildete Hoch- und Höchstspannungsebene in Rheinland-Pfalz verstanden. Eine ausführliche Erläuterung ist Kapitel 2.2 zu entnehmen.

weniger kontinuierliche Zubau von Erzeugungsleistungen innerhalb der betrachteten Jahreszeiträume vernachlässigt.

In der Entwicklung bis zum Jahr 2030 wird angenommen, dass in Rheinland-Pfalz verstärkt sogenannte Binnenland-Windenergieanlagen zum Einsatz kommen, die bereits bei niedrigeren Windgeschwindigkeiten als die heutigen Standardtypen ihre nominelle Leistung erreichen. Diese neuen Anlagen erreichen auf diese Weise eine höhere Volllaststundenzahl. Ihr Nachteil einer schlechteren Leistungsernte (Leistungsdichte) bei hohen Windgeschwindigkeiten ist bei den im Binnenland auftretenden Windgeschwindigkeiten eher nachrangig.

Für das Binnenland optimierte Windenergieanlagen<sup>4</sup> können Volllaststunden von bis zu 3.000 Stunden erreichen [8, p. 83]. Mit einer heterogenen Verteilung der Anlagentypen im Bestand bis 2030 wird deshalb angenommen, dass landesweit durchschnittlich etwa 2.000 Volllaststunden für Windenergie realistisch sind. Im Einklang mit bereits von der rheinland-pfälzischen Landesregierung veröffentlichten Zielen für installierte Leistung (7.500 MW Windleistung) und Energiemenge (14,8 TWh) wird ein Wert von 1.973 Stunden für 2030 angenommen [2, p. 8; 13]. Der Wert von 1.836 Stunden für das Jahr 2017 (vgl. Tabelle 1) ergibt sich aus einer Interpolationsrechnung, in die ebenfalls interpolierte Werte für Energiemengen und installierte Leistungen einfließen.

Im Falle der PV ergibt sich bei einer Berechnung nach der gleichen Datengrundlage wie bei der Windenergie eine Volllaststundenzahl von 667 Stunden für das Jahr 2012, was im Vergleich zu Literaturwerten für Photovoltaikanlagen in Deutschland allgemein und auch in Rheinland-Pfalz selbst sehr niedrig erscheint [9, p. 24]. In diesem Fall spielt möglicherweise der innerhalb des Jahres 2012 erfolgte anteilige Zubau an installierter Leistung eine größere Rolle als bei der Windenergie. Literaturwerte liegen im Bereich zwischen 900 und 1.100 Stunden [9, p. 24]. Daher wird für alle betrachteten Jahre eine einheitliche Volllaststundenzahl für PV von 945 Stunden angesetzt, die für 2030 mit den Zielvorgaben der Landesregierung (5.500 MW PV, 5,2 TWh) übereinstimmt [2, p. 8; 15].

Eine Übersicht der in dieser Studie angewandten Volllaststunden für die Windenergie sowie PV ist Tabelle 1 zu entnehmen.

**Tabelle 1: Volllaststunden der Windenergie und PV. Quelle: vgl. aktuelles Kapitel 2.1.4**

	Volllaststunden Windenergie	Volllaststunden PV
<b>2012</b>	1.617	945
<b>2017</b>	1.836	945
<b>2030</b>	1.973	945

<sup>4</sup> Es handelt sich hierbei vornehmlich um Windenergieanlagen mit einer Nabenhöhe von rund 140 m über dem Boden (vgl. auch Kapitel 5.1).

## 2.2 ENTWICKLUNG DES NETZ-SIMULATIONSMODELLS

Die Grundlage zur Analyse der rheinland-pfälzischen Verteilnetze bildet das elektrische Netz-Simulationsmodell zur Berechnung der Versorgungs- und Technologieszenarien im elektrischen Netz, welches von Energynautics entwickelt wurde<sup>5</sup>. Auf Basis des erstellten Netz-Simulationsmodells werden verschiedene Untersuchungsschwerpunkte simuliert, ausgewertet und interpretiert (vgl. Kapitel 2.3).

Bei der Simulation des elektrischen Versorgungsnetzes werden alle Spannungsebenen berücksichtigt. Die Hoch- und Höchstspannungsebene (HS- und HÖS-Ebene) werden landesweit zu einem Gesamtmodell zusammengefasst und in ein überregionales Netzmodell (Deutschland sowie Europa) eingefügt. Das gesamte europäische Übertragungsnetz wird dabei anhand des europäischen Netzmodells, das bereits von Energynautics entwickelt wurde, vereinfacht abgebildet. Die Mittel- und Niederspannungsebene (MS- und NS-Ebene) werden getrennt in Referenznetz- und Modellnetzanalysen untersucht. Die konkrete Vorgehensweise ist eingehend in Kapitel 4 geschildert.

Um eine klare begriffliche Abgrenzung zwischen den einzelnen erstellten Netzmodellen zu schaffen, werden folgende Formulierungen einheitlich in der gesamten Verteilnetzstudie angewandt:

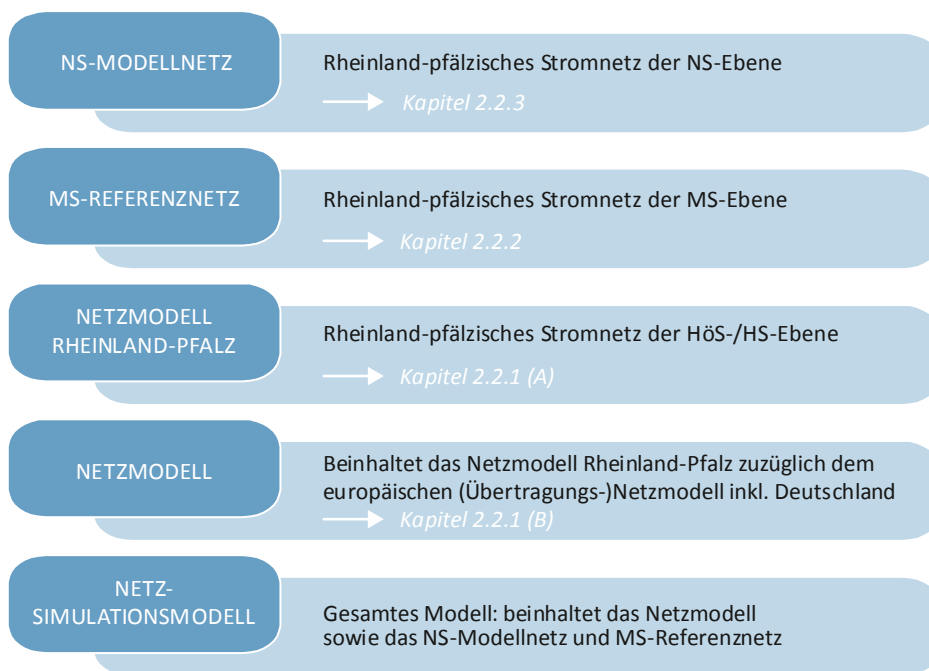


Abbildung 4: Bezeichnungen der einzelnen Modelle. Quelle: Eigene Darstellung (Energynautics GmbH)

<sup>5</sup> Es wird die Simulationssoftware DlgSILENT PowerFactory verwendet.

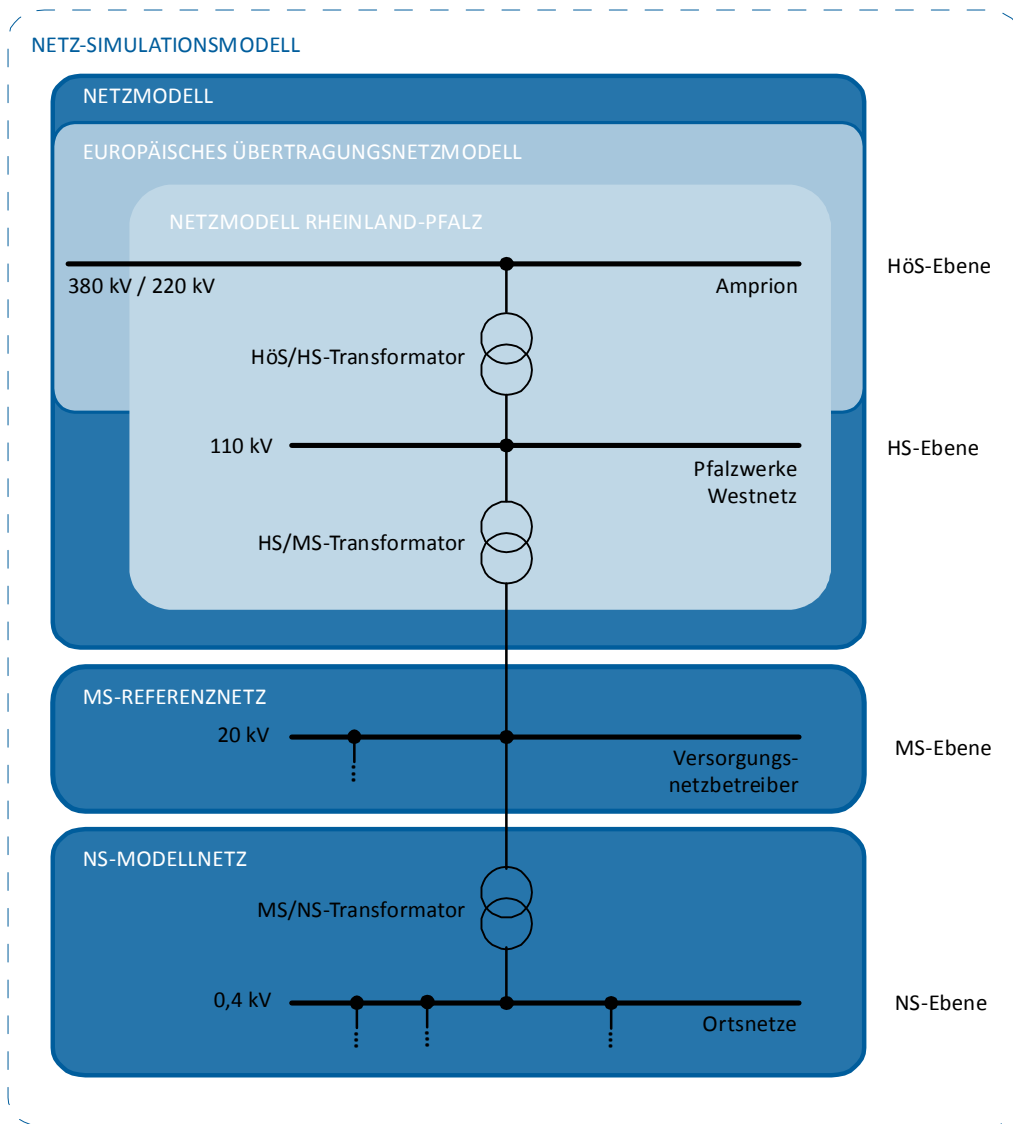
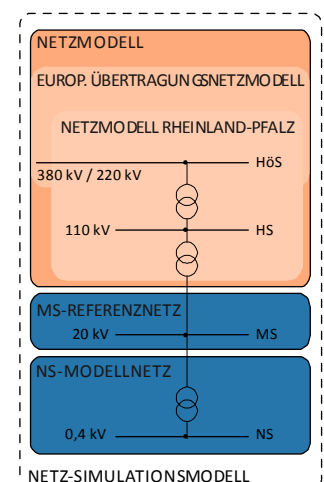


Abbildung 5: Aufbau des Netz-Simulationsmodells. Quelle: Eigene Darstellung (Energynautics GmbH)

Mit Hilfe des Netz-Simulationsmodells wird der Netzausbaubedarf der Jahre 2017 und 2030 in Rheinland-Pfalz ermittelt. So werden umfangreiche Lastflussberechnungen durchgeführt, um Netzengpässe zu bestimmen und Maßnahmen zum Netzausbau technisch zu bewerten.

### 2.2.1 Modellierung der Höchst- und Hochspannungsebene

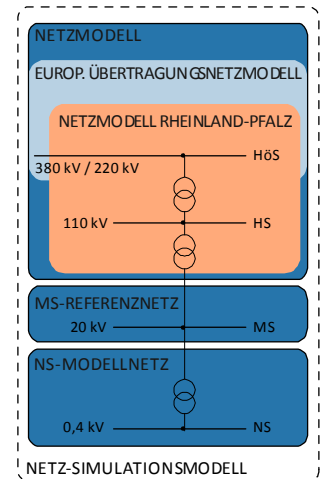
Die HS- und HöS-Ebene sind in einem sogenannten Netzmodell zusammengefasst, welches sowohl in einem hohen Detaillierungsgrad die HS-/HöS-Netzstruktur in Rheinland-Pfalz abbildet (Netzmodell Rheinland-Pfalz) als auch das europäische Übertragungsnetz einbezieht. Eine detaillierte Darstellung dazu ist in Kapitel 4.1 zu finden.



**A. Netzmodell Rheinland-Pfalz**

Das Netzmodell Rheinland-Pfalz umschließt die HS/MS- und HÖS/HS-Transformatoren sowie die Leitungen der 110 kV- und 220 kV/380 kV-Ebene (vgl. Abbildung 5) innerhalb von Rheinland-Pfalz.

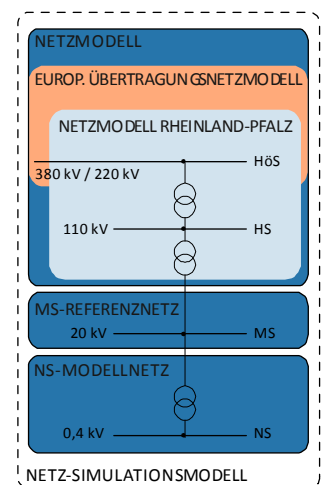
Es basiert auf einzelnen Netzdaten, die vom Übertragungsnetzbetreiber Amprion und den Verteilnetzbetreibern zur Verfügung gestellt wurden. Inhalt dieser sogenannten Netzmodelle sind alle elektrischen Leitungen, Transformatoren und Umspannwerke, die von dem jeweiligen Netzbetreiber betrieben werden. Die betreffenden Teilmodelle wurden von Energynautics zu einem Gesamtmodell – dem Netzmodell Rheinland-Pfalz – zusammengefügt.



**B. Einbindung in das europäische Übertragungsnetz (HÖS)**

Um eine möglichst realitätsnahe Beurteilung der Wechselwirkungen des rheinland-pfälzischen Stromnetzes mit den Netzen der umgebenden Regionen zu ermöglichen, ist es nötig, das Verhalten des rheinland-pfälzischen Netzes an den Grenzen zu den Nachbarregionen zu validieren. Aufgrund dessen ist die Einbindung des Netzmodells Rheinland-Pfalz in das überregionale europäische Übertragungsnetzmodell erforderlich.

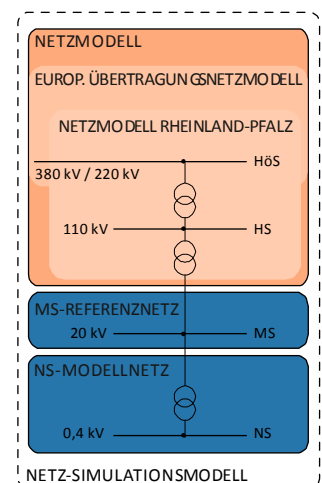
Das europäische Übertragungsnetzmodell bildet die Höchstspannungsebene in Europa (inkl. Deutschland) mit Stand Anfang 2013 ab und wurde von Energynautics in den vergangenen Jahren entwickelt und validiert. Es basiert auf öffentlich erhältlichen Informationen der UCTE (Union for the Coordination of Transmission of Electricity) und ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity), welche die Netzstrukturen in Europa skizzieren.



**C. Simulationsdurchführung**

In den Simulationen mit dem Netzmodell werden die Lastflüsse für zwei komplette Jahre im Stundentakt sowie von vier Extremszenarien berechnet und aus den dabei errechneten Betriebsmittelbelastungen der benötigte Netzausbau bestimmt. Prinzipbedingt kann mit dieser Methode ein Netzausbau nur als Verstärkung bestehender Netzstrukturen identifiziert werden, da sich aus den Belastungen einzelner Betriebsmittel nicht unmittelbar ein Bedarf für neue Netzverbindungen ableiten lässt.

Die verwendeten Jahresgänge von Last und Erzeugung basieren innerhalb von Rheinland-Pfalz auf gemessenen Lastgängen der Jahre 2011 und 2012, die teilweise netzknottenscharf durch die Verteilnetzbetreiber zur Verfügung gestellt werden konnten. Für die Jahresgänge an den Netzknoten außerhalb von Rheinland-Pfalz wurden Wetterdaten ausgewertet und über Annahmen zu aggregierten installierten Leistungen in Erzeugungsprofile umgesetzt (vgl. Kapitel 4.1.3).



Als Abschluss der Untersuchungen am Netzmodell erfolgt die Verifizierung des berechneten Leitungsausbaus in weiteren Lastflussberechnungen auf Grundlage derselben Einspeise- und Entnahmepprofile.

Ergebnis der Simulationen ist nach Auswertung aller Berechnungen der benötigte Leitungs- und Transformatorausbau in Rheinland-Pfalz. Weitere Einzelheiten zu den Simulationen werden in Kapitel 4 beschrieben.

### 2.2.2 Modellierung der Mittelspannungsebene mittels Referenznetzen

In Anlehnung an die dena-Verteilnetzstudie [10, p. 55 ff.] erfolgt die Modellierung der MS-Ebene in Rheinland-Pfalz mittels des Referenznetzansatzes.

Unter einem MS-Referenznetz versteht man ein real existierendes Netz der MS-Ebene, welches repräsentativ für ein bestehendes Netzgebiet ist.<sup>6</sup>

Das MS-Referenznetz umschließt die Leitungen der 20 kV-Ebene. Die Zuweisung der Transformatoren mit Anschluss an die MS-Ebene erfolgt jeweils in die nächst höhere bzw. nächste tiefere Spannungsebene (vgl. Abbildung 5).

Mit Hilfe des Referenznetzansatzes wird die Beeinflussung der Mittelspannungsnetze unter einer hohen integrierten Anschlussleistung von PV untersucht. Basierend auf einer Diskussion mit den Verteilnetzbetreibern wird die installierte Windleistung der HS-Ebene zugeordnet und daher im MS-Referenznetz nicht weiter betrachtet.

Einzelheiten zu den MS-Referenznetzen sind Kapitel 4.2 zu entnehmen.

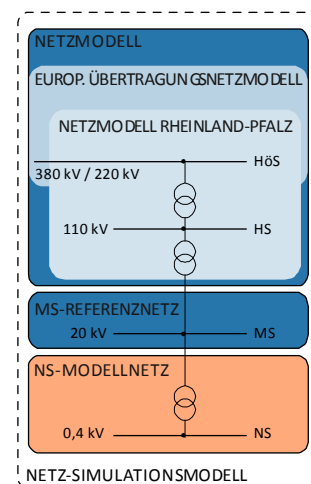
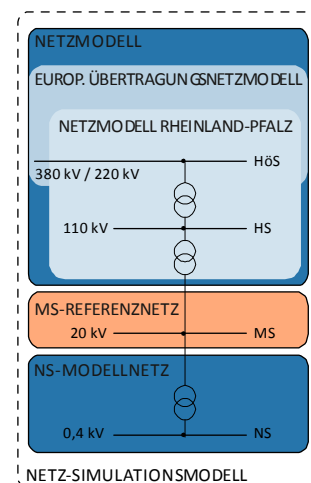
### 2.2.3 Modellierung der Niederspannungsebene mittels Modellnetzen

Zur Untersuchung der Beeinflussung der Niederspannungsnetze durch einen massiven Ausbau erneuerbarer Energien wird ein Modellnetzansatz verwendet.

Ein NS-Modellnetz stellt ein modelliertes, nicht real existierendes Netz der NS-Ebene dar, welches repräsentativ für ein bestimmtes Gebiet verwendet wird.<sup>7</sup>

Unter einem NS-Modellnetz werden die MS/NS-Transformatoren sowie die Leitungen der 0,4 kV-Ebene zusammengefasst (vgl. Abbildung 5).

Um die NS-Ebene in Rheinland-Pfalz möglich realitätsnah abzubilden, werden für verschiedene Netzstrukturen NS-Modellnetze erstellt. Die Erstellung der NS-Modellnetze orientiert sich dabei an dem PV-Ausbaupotenzial sowie der üblicherweise heute bestehenden Infrastruktur entsprechend der Versorgungsaufgabe. Diese Vorgehensweise und die daraus resultierenden NS-Modellnetze sind mit den Verteilnetzbetreibern abgestimmt. Näheres zu den NS-Modellnetzen ist in Kapitel 4.3 zu finden.



<sup>6</sup> Eigene Definition Energynautics GmbH.

<sup>7</sup> Eigene Definition Energynautics GmbH.

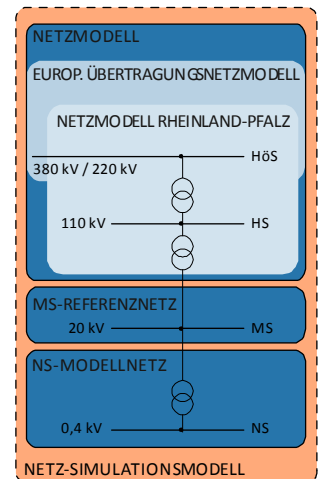
### 2.2.4 Anpassung des Netz-Simulationsmodells an 2017 und 2030

Zur Untersuchung der rheinland-pfälzischen Stromnetze hinsichtlich der Zieljahre 2017 und 2030 wird das Netz-Simulationsmodell an das jeweilige Jahr angepasst, indem die Leistungswerte der Lasten und Erzeuger so skaliert werden, dass die Eingabedaten mit den Annahmen aus Kapitel 2.1 übereinstimmen. Bei der Modellanpassung müssen gegebenenfalls Szenario-spezifische Besonderheiten berücksichtigt werden (vgl. Kapitel 2.3 und 2.4).

Vor Beginn der Simulationen muss speziell das Netzmodell zusätzlich auf den für den Zeithorizont relevanten Planungsstand der Netzbetreiber eingestellt werden (jeweils für die Jahre 2017 und 2030). Insbesondere für das gesamtdeutsche Hochspannungsnetz sind bis zum Jahr 2022 ausgearbeitete Netzpläne gemäß des Netzentwicklungsplans (NEP) 2013 [11] verfügbar. Diese werden in das Netzmodell eingebaut.

Die Anpassung der MS-Referenznetze (vgl. Kapitel 4.2) basiert maßgeblich auf dem PV-Anteil, der in den Zieljahren vorliegt. Die Windenergie wird der HS-Ebene zugeordnet und beeinflusst die MS-Referenznetze daher nicht. Lediglich die heute bestehenden Windenergieanlagen finden im Jahr 2017 in der Mittelspannung noch Berücksichtigung.

Für die Anpassung der NS-Modellnetze (vgl. Kapitel 4.3) hinsichtlich der Jahre 2017 und 2030 wird ebenfalls der jeweils erwartete PV-Anteil herangezogen.



### 2.3 SZENARIEN

Auf Basis des erstellten Netz-Simulationsmodells gilt es, verschiedene Szenarien mit unterschiedlichen Untersuchungsschwerpunkten zu simulieren und aus den Resultaten Empfehlungen für die zukünftige Entwicklung des rheinland-pfälzischen Verteilnetzes abzuleiten. Jedes Szenario wird für das Jahr 2017 sowie 2030 untersucht. Dabei erfolgt die Anpassung des Netz-Simulationsmodells an die Zieljahre, wie in Kapitel 2.2.4 eingehend geschildert.

Wichtig ist, dass die diversen Untersuchungsschwerpunkte sich ausschließlich auf Rheinland-Pfalz beziehen und folglich einzig in das Netzmodell Rheinland-Pfalz integriert werden. Für den Bereich außerhalb von Rheinland-Pfalz wird für jedes Szenario stets dieselbe Datengrundlage für die Jahre 2017 und 2030 vorausgesetzt (Die Daten sind u.a. zu finden in den Kapiteln 6.2 und 6.3).

Gemeinsam ist allen Szenarien, dass für Rheinland-Pfalz stets eine Stromeffizienz von 1,5 % pro Jahr (vgl. Kapitel 2.1.3) sowie die Deckung des Stromverbrauchs aus bilanziell 100 % EE (vgl. Kapitel 2.1.2) im Jahre 2030 unterstellt wird.

Um eine Vergleichsbasis zu schaffen, wird ferner ein Referenzszenario definiert, welches stets allen anderen Szenarien gegenüberzustellen ist.



### 2.3.1 Referenzszenario: „Business as usual“

Im Referenzszenario erfolgt die Entwicklung des Energiesektors als „Business as usual“. Es wird unterstellt, dass die geplanten nationalen sowie internationalen Ziele bzgl. Netzausbau und EE-Ausbau entsprechend umgesetzt werden (für die Jahre 2017 sowie 2030). Die Definition eines Referenzszenarios als Bezugsgröße für alle weiteren Untersuchungen ist essenziell, um klare Aussagen und Handlungsempfehlungen am Ende der Studie erzielen zu können.

Für Rheinland-Pfalz wird die planmäßige Umsetzung einer Stromversorgung aus bilanziell 100 % EE im Jahre 2030 vorausgesetzt und demgemäß im Referenzszenario für dieses Jahr berücksichtigt. Darüber hinaus werden keine innovativen Flexibilitätsoptionen<sup>8</sup> eingebaut. Stattdessen wird aufgrund des konservativen Charakters des Referenzszenarios die Annahme getroffen, dass der Ausgleich der EE-Fluktuationen vollständig durch den Netzausbau sowie durch Stromimport/-export ins Ausland erfolgt. Das Referenzszenario wird ausführlich in Kapitel 6 zusammengefasst.

### 2.3.2 Definition weiterer Szenarien

Neben dem Referenzszenario werden in der Studie sechs weitere Szenarien mit unterschiedlichen Aspekten in Bezug auf Rheinland-Pfalz definiert und untersucht. Sie beziehen sich ebenfalls jeweils auf die Jahre 2017 und 2030.

---

<sup>8</sup> Unter Flexibilitätsoptionen werden in der Verteilnetzstudie Maßnahmen zur Optimierung und zum Ausgleich von Strom-Angebot und Strom-Nachfrage verstanden; in Anlehnung an [74, p. 34].

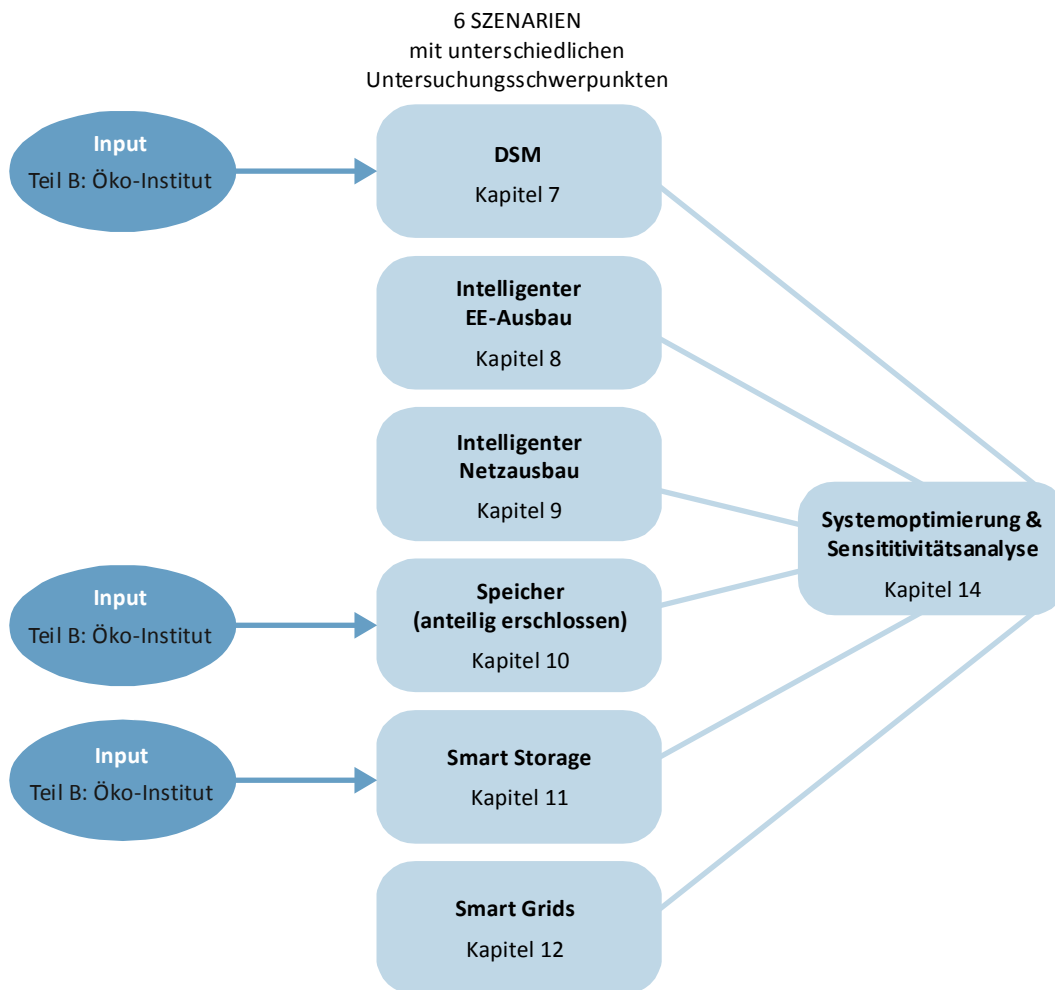


Abbildung 6: Überblick der zu untersuchenden Szenarien. Quelle: Eigene Darstellung (Energynautics GmbH)

Das **Szenario „DSM“** (auch Lastmanagement) in Kapitel 7 untersucht die Möglichkeit, durch Beeinflussung der Verbraucherleistung eine Verringerung von Lastspitzen im Versorgungsnetz zu erzielen. Die hierfür erforderlichen Potenziale für DSM werden seitens des Öko-Instituts (vgl. Teil B, Kapitel 17.2) zur Verfügung gestellt.

In Kapitel 8 wird das **Szenario „intelligenter EE-Ausbau“** behandelt. Es umfasst die Möglichkeit der Abreglung von Einspeisespitzen aus Windenergie und PV durch die Netzbetreiber mit dem Ziel, den Netzausbau zu vermeiden. Diese Option wird allerdings ausschließlich für ab dem Jahr 2013 errichtete Neuanlagen zugelassen. Im Gegensatz zur aktuell geltenden Rechtsgrundlage wird angenommen, dass dieses Einspeisemanagement dauerhaft betrieben werden kann.

Im **Szenario „intelligenter Netzausbau“** in Kapitel 9 wird der mögliche Einfluss der Technologieoptionen Dynamic Line Rating, Hochtemperaturleiterseile, Weitbereichs-Spannungsregelung sowie regelbare Ortsnetztransformatoren auf die Netzausbaukosten untersucht.

In den Kapiteln 10 und 11 werden schwerpunktmäßig Speichertechnologien untersucht und inwieweit ihr Einsatz in Rheinland-Pfalz eine Reduktion des erforderlichen Netzausbaus bewirken kann. Es wird ein teilweise netzgeführter Betrieb angenommen,

wobei sich die konkrete Art und Weise des Betriebs in beiden Szenarien unterscheidet. Berücksichtigt werden in beiden Szenarien die Pumpspeicherkraftwerke Schweich und Heimbach, die in Rheinland-Pfalz in Planung sind, PV-Batteriespeicher, Power-to-Gas und Power-to-Heat. Die jeweiligen Potenziale werden durch das Öko-Institut bereitgestellt (vgl. Teil B, Kapitel 17.1). Im **Szenario „Speicher (anteilig erschlossen)“** (Kapitel 10) wird das vom Öko-Institut anteilig erschlossene Potenzial herangezogen. Zudem erfolgt die Verteilung der Speicher unabhängig vom Netzbedarf. Im Gegensatz dazu steht im **Szenario „Smart Storage“** (Kapitel 11) das maximal zu erwartende Speicherpotenzial zur Verfügung, wovon jedoch lediglich der aus Netzbedarfssicht notwendige Anteil verwendet und abhängig vom Netzbedarf verteilt wird.

Im **Szenario „Smart Grids“** in Kapitel 12 werden ausgewählte Technologieoptionen aus den bereits vorher untersuchten Szenarien in einer neuen Kombination untersucht. Konkret handelt es sich um die Technologien DSM, PV-Batterien, Power-to-Heat, regelbare Ortsnetztransformatoren und Weitbereichs-Spannungsregelung.

Abschließend wird in Anlehnung an die Ergebnisse der Einzelszenarien in Kapitel 14 eine **Systemoptimierung** vorgenommen. Hierbei wird eine optimierte Auswahl von Technologieoptionen getroffen, mit Hilfe derer nach Möglichkeit weitere Einsparungen des Netzausbaus zu erzielen sind. Zur weiteren Prüfung werden zusätzlich zwei von der Systemoptimierung abgeleitete Varianten mit etwas geänderter Auswahl der Technologieoptionen (**Sensitivitätsanalyse**) hinsichtlich der Netzausbaueinsparungen analysiert.

## 2.4 STRATEGIE UND AUSWERTUNG

Die Analyse und Auswertung der aufgestellten Szenarien (inkl. dem Referenzszenario) erfolgte jeweils nach derselben Strategie. Die konkrete Vorgehensweise ist Abbildung 7 zu entnehmen.

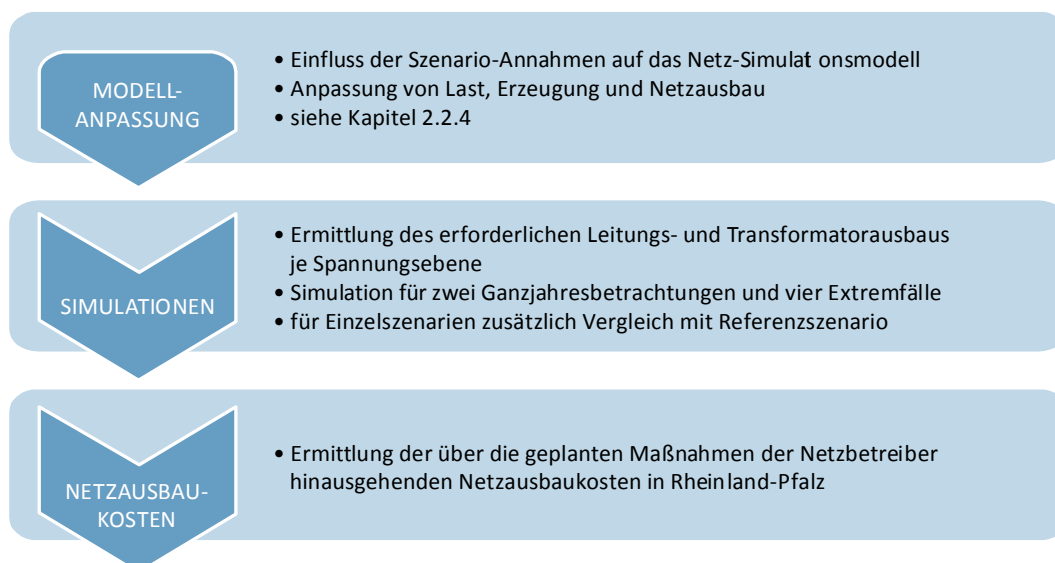


Abbildung 7: Vorgehensweise der Szenario-Auswertung. Quelle: Eigene Darstellung (Energynautics GmbH)

**A. Modellanpassung**

Für die Jahre 2017 und 2030 findet je Szenario eine Modellanpassung des Netz-Simulationsmodells statt. Diese erfolgt wie in Kapitel 2.2.4 eingehend geschildert.

**B. Simulationen**

Für jedes Szenario werden mittels Lastflussberechnungen der über die geplanten Maßnahmen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Leitungs- sowie Transformatorausbau für jede Spannungsebene ermittelt. Die Simulationen beziehen sich dabei auf zwei Ganzjahresbetrachtungen der Jahre 2011 und 2012 (vgl. Kapitel 3.4.1), deren Profile jeweils auf die Jahre 2017 bzw. 2030 hochskaliert werden (vgl. Kapitel 4.1.4B). Zusätzlich werden Berechnungen für vier definierte Extremfälle ausgeführt (vgl. Tabelle 9). Für jedes Einzelszenario wird zusätzlich ein Vergleich zum Referenzszenario gezogen und die Unterschiede dargelegt.

**C. Ermittlung der Investitionskosten des erforderlichen Netzausbaus**

Abschließend werden separat für jedes Szenario (jeweils für die Jahre 2017 und 2030) auf Grundlage des berechneten Leitungs- und Transformatorausbaus in Abschnitt B die resultierenden Netzausbaukosten<sup>9</sup> ermittelt.

**2.5 SMART GRID**

Die Integration der EE in Versorgungsstrukturen kann mit Hilfe von sogenannten Smart Grids<sup>10</sup> bestärkt werden. Die Landesregierung Rheinland-Pfalz setzt sich u.a. für diese Innovation ein und unterstützt den Aufbau von intelligenten Netzinfrastrukturen in Rheinland-Pfalz [12]. In diesem Sinne liegt ein Augenmerk der Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz auf der Entwicklung von Smart Grids. So werden im Rahmen einer Smart Grid Roadmap neben einer geeigneten Smart Grid Definition, die Entwicklung einzelner Smart Grid-Elemente sowie eine Nutzwertanalyse, die sich auf das Smart-Grid-Element der Speicherung fokussiert, dargestellt (vgl. Kapitel 15). Im Szenario „Smart Grids“ wird schwerpunktmäßig die Umsetzung von Smart Grids in Rheinland-Pfalz analysiert und bewertet (vgl. Kapitel 12). Diese Ergebnisse fließen ebenfalls in die Smart Grid Roadmap für Rheinland-Pfalz ein.

**2.6 GESAMTOPTIMIERUNG UND HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN**

Nach Ausführung der Simulationen hinsichtlich der definierten Szenarien für die Jahre 2017 sowie 2030 ist es sinnvoll, die einzelnen Ergebnisse zusammenzuführen und daraus eine Gesamtoptimierung zu erlangen. So werden die einzelnen Untersuchungsschwerpunkte miteinander kombiniert und ein systemoptimiertes Szenario abgeleitet. Daraus

<sup>9</sup> Es handelt sich hierbei um die über die geplanten Maßnahmen der Netzbetreiber hinausgehenden Netzausbaukosten in Rheinland-Pfalz.

<sup>10</sup> Übersetzt etwa: intelligente Netze/Netzinfrastruktur.

erschließen sich weitere Handlungsempfehlungen bzgl. des rheinland-pfälzischen Stromnetzes und runden die Studie ab. Das systemoptimierte Szenario wird auf seine technische Durchführbarkeit hin untersucht. Die anschließende Auswertung erfolgt nach der Methodik aus Kapitel 2.4.

Neben der technischen Durchführbarkeit eines Szenarios spielt dessen Wirtschaftlichkeit eine wesentliche Rolle, die es zu überprüfen gilt. Um dieser Tatsache gerecht zu werden, wird in der vorliegenden Verteilnetzstudie eine Sensitivitätsanalyse für das systemoptimierte Szenario realisiert (vgl. Kapitel 14). Relevante Kostenparameter werden identifiziert und der Reihe nach variiert mit dem Ziel die maßgeblichen ökonomischen Einflussparameter aufzudecken. Die durchgeführten Variationen sind dabei stets auf die technische Durchführbarkeit hin zu überprüfen, um sicherzustellen, dass ohne Einschränkungen ein technisch stabiles Szenario vorliegt.

Abschließend lassen sich, basierend auf den erzielten Resultaten, aus der Fülle der durchgeführten Untersuchungen Handlungsempfehlungen ableiten.

Abgerundet und vervollständigt werden die Handlungsempfehlungen durch die Einbindung der Ergebnisse der Smart Grid Roadmap (vgl. Kapitel 15) sowie die Einbeziehung der rechtlichen Rahmenbedingungen (vgl. Teil C, Kapitel 18).

### 3. ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE ANALYSE DER ENERGIE-ERZEUGUNGS- UND VERBRAUCHSKENNZAHLEN

---

Zur Durchführung der Netz-Simulationen ist die Bestimmung des Ist-Zustands in Rheinland-Pfalz maßgeblich. Der Ist-Zustand wird durch die Datengrundlage des Referenzjahres 2012 definiert und fließt in die Simulationen ein.<sup>11</sup> An dieser Stelle gilt es nun, einen Überblick bezogen auf Rheinland-Pfalz zu erlangen, weshalb im vorliegenden Kapitel die aktuellen Energieerzeugungs- und Verbrauchskennzahlen bezogen auf gesamt Rheinland-Pfalz dargelegt werden.

#### 3.1 BRUTTOSTROMVERBRAUCH RHEINLAND-PFALZ

Dem Statistischen Landesamt Rheinland-Pfalz liegen Daten bzgl. des Bruttostromverbrauchs bis inklusive 2011 vor [6]. Der Bruttostromverbrauch umfasst alle Umwandlungs- und Leitungsverluste, den Eigenverbrauch der Kraftwerke sowie den Verbrauch aus eigener Stromerzeugung [6]. Für das Jahr 2011 wird ebenfalls der Eigenverbrauch regenerativ erzeugten Stroms (insbesondere PV) berücksichtigt, da davon ausgegangen werden kann, dass ab diesem Zeitpunkt ein nennenswerter Umfang existiert [6]. Um sich im Rahmen der Studie auf ein einheitliches und aktuelles Referenzjahr beziehen zu können, wurde in Anlehnung an die Entwicklung des Strombedarfs der letzten Jahre eine Extrapolation für das Jahr 2012 vorgenommen. Der ermittelte Wert stellt den angenommenen Ist-Zustand für Rheinland-Pfalz dar.

Die Entwicklung des Bruttostromverbrauchs in Rheinland-Pfalz über einen Zeitraum von 2006 bis 2012 wird in Abbildung 8 dargelegt.

---

<sup>11</sup> Die konkreten in das Netzmodell Rheinland-Pfalz einfließenden Input-Werte weichen geringfügig vom Ist-Zustand ab, was zum größten Teil auf Gemeinden zurückzuführen ist, die zwar geografisch innerhalb von Rheinland-Pfalz liegen, jedoch elektrisch über Nachbarregionen angeschlossen sind. Dies trifft u.a. auf die Landeshauptstadt Mainz zu. Um dennoch alle Gemeinden bei den durchzuführenden Simulationen zu berücksichtigen, werden diese dem Netzmodell zugeordnet, welches den überregionalen Kontext abdeckt (vgl. hierfür Kapitel 4.1.1).

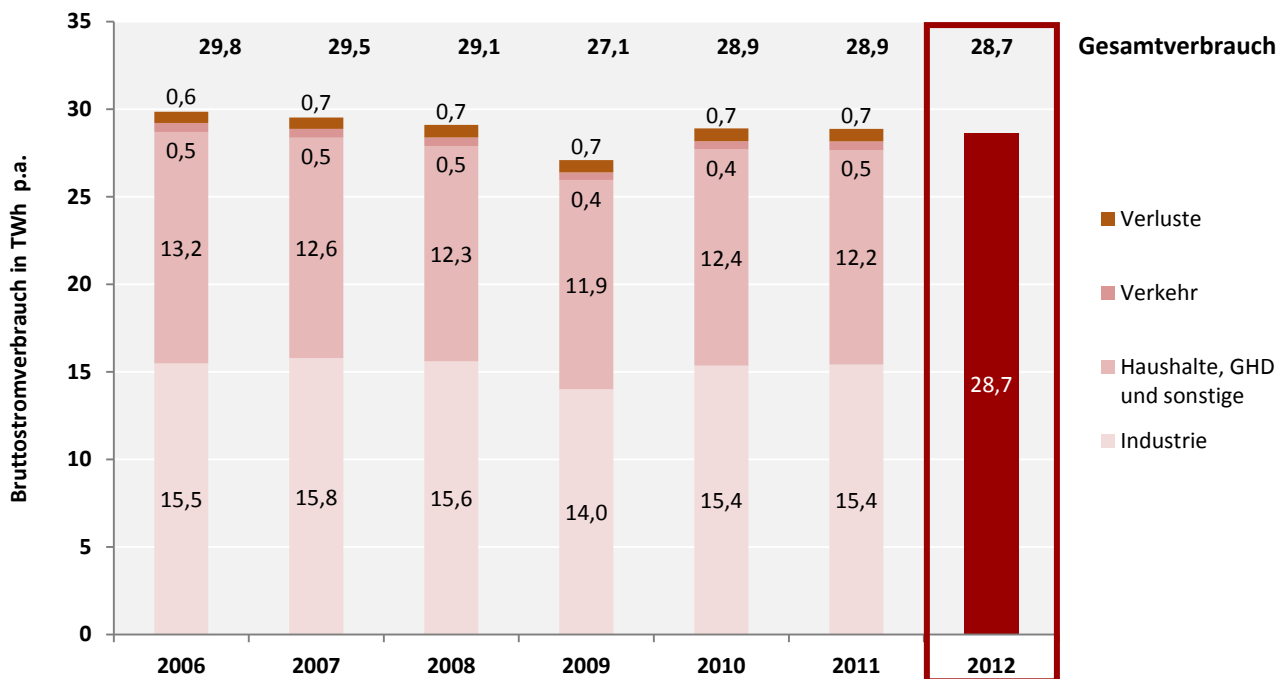


Abbildung 8: Struktur und Entwicklung des Bruttostromverbrauchs in Rheinland-Pfalz 2006 bis 2011. Quelle: 2006 bis 2011: [6]; 2012: Eigene Berechnung (Energynautics GmbH)

Im Mittel lag der Bruttostromverbrauch in Rheinland-Pfalz zwischen 2006 und 2011 bei rund 28,9 TWh p.a.. Der Wert von 2012 stellt eine Extrapolation dar, welche auf der Annahme eines linearen Trends von 2007 bis 2011 basiert<sup>12</sup>. Wie der Abbildung zu entnehmen ist, ist der Bruttostromverbrauch im Zeitraum 2006 bis 2012 leicht rückläufig. Ein starker Rückgang ist allerdings von 2008 auf 2009 zu verzeichnen (rund minus 7 %). Dies ist hauptsächlich der beginnenden Wirtschafts- und Finanzkrise geschuldet (das Bruttoinlandsprodukt sank im Jahr 2009 um 4,3 % [13, p. 171]) und kann demgemäß als mit Sondereffekten belastet angesehen werden.

Wird der Fokus auf die einzelnen Sektoren gelegt, so kann Abbildung 8 entnommen werden, dass der Industriesektor mit einem nahezu konstanten Anteil von rund 53 % im Zeitraum von 2006 bis 2011 den größten Beitrag am Bruttostromverbrauch in Rheinland-Pfalz lieferte. Die Sektoren der Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) sowie übrige Verbraucher machten im Jahre 2011 zusammen rund 42 % am Bruttostromverbrauch aus. Der Anteil des Verkehrssektors ist mit etwa 2 % in den letzten Jahren konstant geblieben. Die Netzverluste wiesen mit etwa 0,7 TWh ebenfalls einen konstanten Anteil von etwa 2 bis 3 % in den letzten Jahren auf. Für das extrapolierte Jahr 2012 wurde keine gesonderte Unterteilung nach Sektoren vorgenommen, da diese Angaben nicht für die Simulationen erforderlich sind.

<sup>12</sup> Das Jahr 2009 wird bei der Extrapolation nicht berücksichtigt, da der Bruttostromverbrauch in 2009 aufgrund der zu dem Zeitpunkt herrschenden Wirtschafts- und Finanzkrise die Berechnungen verfälschen würde.

### 3.2 INSTALLIERTE ERZEUGUNGSLEISTUNG RHEINLAND-PFALZ

Im Jahr 2012 hat die gesamte in Rheinland-Pfalz installierte Leistung rund 5,7 GW betragen. Hinzu kam die installierte Leistung des Pumpspeicherkraftwerks Vianden in Luxemburg mit knapp 1,3 GW, welches elektrisch an das rheinland-pfälzische Stromversorgungsnetz angeschlossen ist (vgl. auch Kapitel 3.2.2). Bereits im Jahr 2012 machte die installierte EE-Leistung in Summe einen Anteil von über 50 % an der gesamten installierten Leistung Rheinland-Pfalz aus. Einen Überblick ermöglicht Abbildung 9.

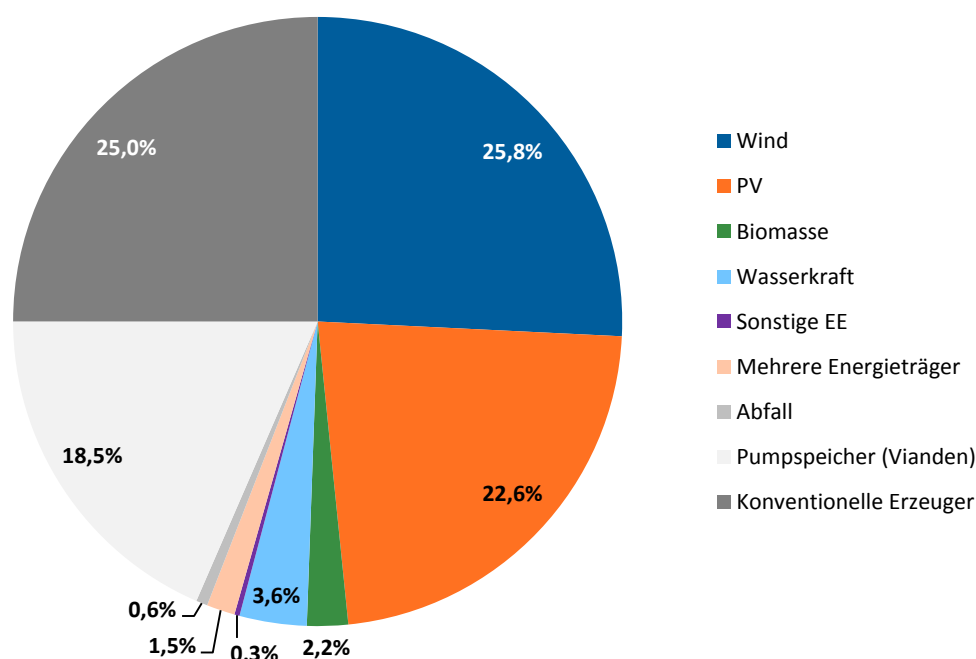


Abbildung 9: Installierte Netto-Leistung 2012 in Rheinland-Pfalz nach Erzeugern. Quelle: [5]

Unter „Sonstige EE“ sind die Energieträger Deponiegas, Klärgas sowie Geothermie zusammengefasst. Die konventionellen Erzeuger umfassen hauptsächlich den Energieträger Erdgas (rund 1.740 MW).

Im Folgenden wird auf die wesentlichen Erzeuger detaillierter eingegangen.

#### 3.2.1 Erneuerbare Energien

Es ist ein politisch gesetztes Ziel, den Ausbau der EE in Rheinland-Pfalz voran zu treiben und somit die EE zu den Hauptstromerzeugern zu deklarieren. In diesem Zusammenhang gilt es die historische Entwicklung der installierten EE-Leistung sowie den aktuellen Zustand in Rheinland-Pfalz darzulegen.

Die erhobenen Daten sind den Anlagenstammdaten von der Amprion GmbH [14] entnommen. Die Auswahl dieser Datengrundlage ist auf deren Aktualität und insbesondere auf ihre Eignung für die vorliegende Rheinland-Pfalz Verteilnetzstudie



zurückzuführen. So ist in dem Datensatz jede aufgelistete Einzelanlage mit Informationen bzgl. Standort, installierter Leistung (in kW), Netzbetreiber sowie Spannungsebene, an welche die Anlage angeschlossen ist, versehen. Geschuldet der Tatsache, dass die Amprion Anlagenstammdaten zum Zeitpunkt der Simulationsdurchführungen noch nicht vollständig den tatsächlichen EE-Ausbaustand für das Jahr 2012 wiedergegeben haben, wurde spezifisch für dieses Jahr, die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur [5] herangezogen. Die Daten aus dieser Kraftwerksliste des Jahres 2012 wurden dabei in Anlehnung an die gemeindegrenze Zuordnung der Amprion Anlagenstammdaten von 2012 regional verteilt. Weiterhin wurden speziell für die installierte Leistung der Wasserkraft der Jahre 2008 bis einschließlich 2011 Daten aus dem 9. Energiebericht des Landes Rheinland-Pfalz [13] verwendet. In den Amprion Anlagenstammdaten sind lediglich EEG-geförderte Wasserkraftanlagen aufgeführt. Um für die vorliegende Studie die Gesamtheit der installierten Leistung aller Wasserkraftanlagen in Rheinland-Pfalz zu berücksichtigen, wurde daher für das Jahr 2012 die Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur [5] als abweichende Quelle herangezogen.

Nachfolgend kann in Abbildung 10 die Entwicklung der installierten EE-Leistung im Zeitraum 2008 bis 2012 betrachtet werden. Den Hauptanteil an der installierten EE-Leistung in Rheinland-Pfalz machen Windenergie und PV aus.

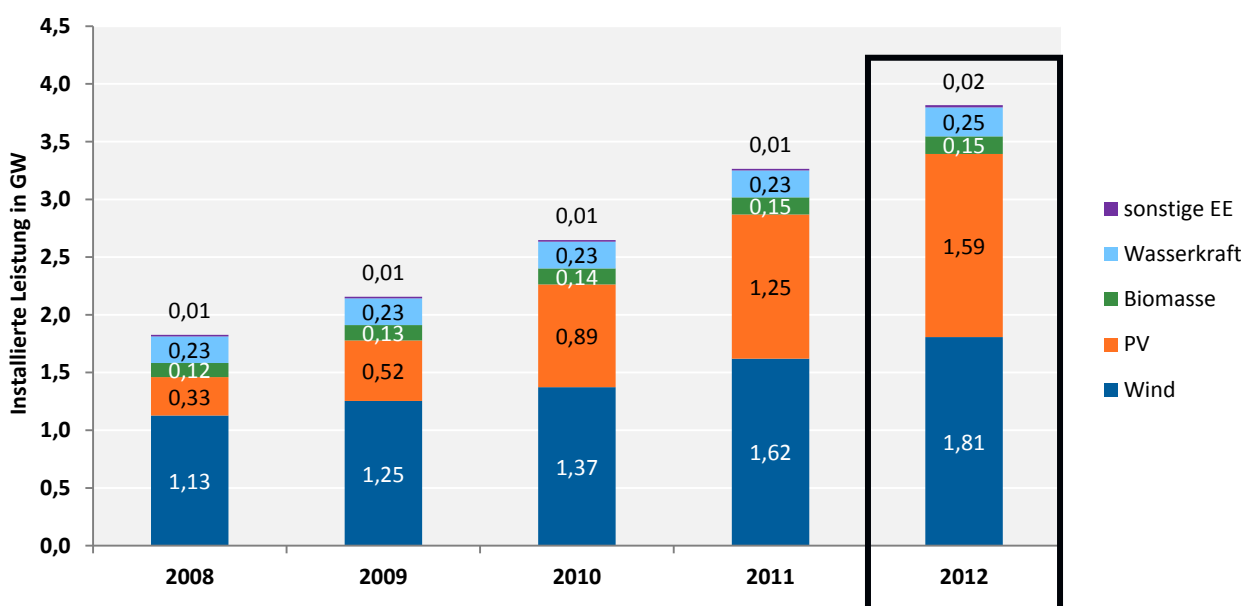


Abbildung 10: Entwicklung der installierten EE-Leistung nach Energieträger zwischen 2008 und 2012. Quelle: 2008 bis 2011: [13], [14]; 2012: [5]

Mit einer installierten Leistung von rund 1,8 GW im Jahr 2012 fand ein Anstieg der Windenergie um rund 12 % gegenüber dem Vorjahr statt, im Vergleich zu 2008 handelte es sich sogar um einen Anstieg von über 60 %. PV stieg 2012 um rund 27 % auf einen Wert von 1,6 GW. Bezogen auf das Jahr 2008 ist eine nahezu Verfünffachung festzustellen. Im Gegensatz zu diesem Trend hielt sich die installierte Leistung der Wasserkraft beinahe konstant. Die installierte Biomasseleistung wurde im Zeitraum 2008 bis 2012 leicht ausgebaut. Allerdings ist hier die Entwicklung im Vergleich zur Windenergie und PV wesentlich langsamer. Die sonstigen EE setzen sich aus der

Geothermie sowie aus Erzeugern, die mit Klär- und Deponiegasen befeuert werden, zusammen und weisen insgesamt eine bis 2011 konstante installierte Leistung von 0,01 GW auf. Im Jahr 2012 ist ein Zubau zu verzeichnen.

Die Aufteilung der installierten EE-Leistung auf die einzelnen Landkreise bzw. kreisfreie Städte zeigt Abbildung 11. Es ist zu erkennen, dass der Landkreis „Eifelkreis Bitburg-Prüm“ mit rund 480 MW die höchste installierte EE-Leistung besitzt, gefolgt vom „Rhein-Hunsrück-Kreis“. Im Rahmen der kreisfreien Städte hat Worms die höchste installierte EE-Leistung aufzuweisen (rund 50 MW). Es ist zu betonen, dass für die durchzuführenden Simulationen umspannungsscharfe Angaben erforderlich sind. Um allerdings einen umfassenden Überblick zur installierten EE-Leistung in Rheinland-Pfalz gewähren zu können, wurde an dieser Stelle eine Darstellung nach Landkreisen/kreisfreien Städten bevorzugt.

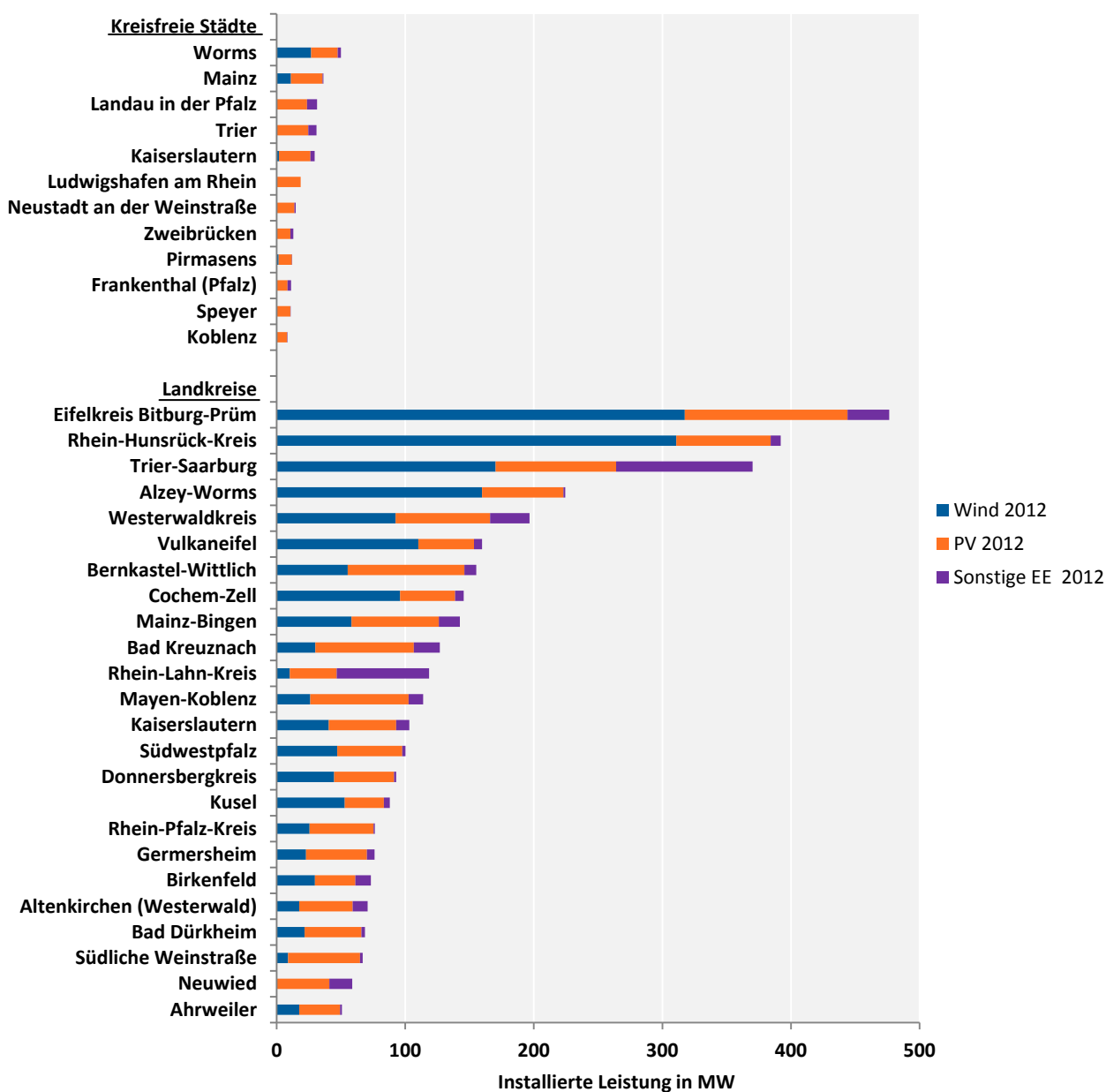


Abbildung 11: Installierte EE-Leistung je Landkreis/kreisfreie Stadt. Quelle: [15], [5]

### 3.2.2 Pumpspeicherkraftwerke

Das Pumpspeicherkraftwerk Vianden befindet sich außerhalb der rheinland-pfälzischen Landesgrenzen (Luxemburg), ist jedoch elektrisch an Rheinland-Pfalz angeschlossen. Es verfügt über eine Pumpleistung von 850 MW. Die Turbinenleistung beträgt 1.096 MW. Für Herbst 2013 sollte eine Erweiterung dieser um 200 MW in Betrieb gehen. [16]

### 3.2.3 Konventionelle Erzeuger

Die installierte Leistung der konventionellen Energieträger in Rheinland-Pfalz ist analog zu den vorigen Stromerzeugern ebenfalls relevant für das Simulationsmodell. Aus diesem Grund wird hier ein kurzer Überblick hinsichtlich der installierten Leistung der konventionellen Erzeuger in Rheinland-Pfalz gewährt. Folgende Abbildung 12 ist zu betrachten.

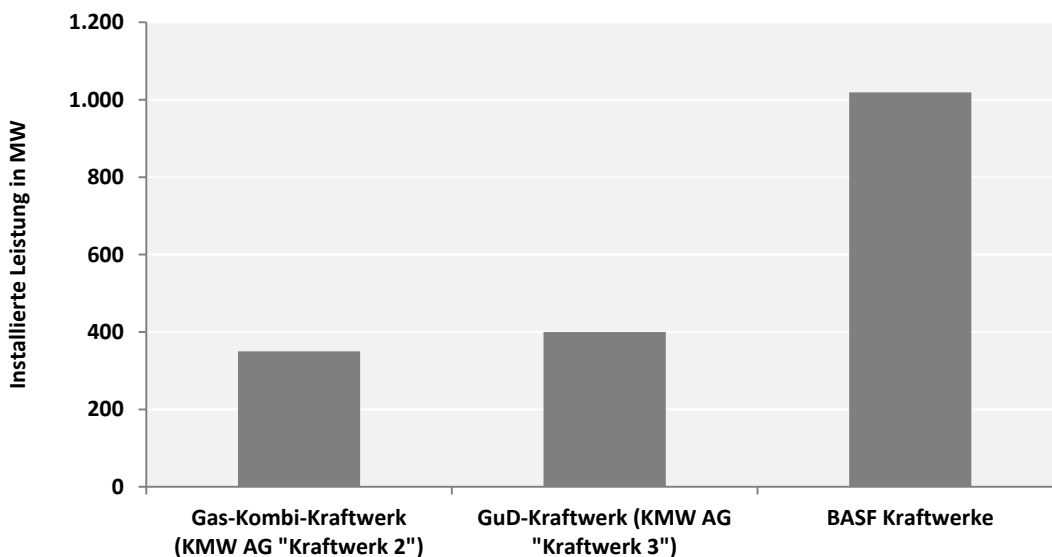


Abbildung 12: Konventionelle Kraftwerke in Rheinland-Pfalz. Quelle: [17, p. 5], [18]

In Rheinland-Pfalz existieren zwei konventionelle Kraftwerke mit einer gesamten installierten Leistung in Höhe von 750 MW betrieben von der Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG (KMW AG), wobei das Gas-Kombi-Kraftwerk (Kraftwerk 2) derzeit lediglich als Kaltreserve „zur Sicherung der Stromversorgung in Süddeutschland“ [19, p. 5] dient. Das GuD-Kraftwerk (Kraftwerk 3) ist seit 2011 in Betrieb [19, p. 5]. Die BASF besitzt darüber hinaus eigene Kraftwerke mit einer Leistung von rund 1.000 MW, die zur Deckung des Eigenverbrauchs eingesetzt werden [5].

Für die durchzuführenden Simulationen wird angenommen, dass für die Jahre 2017 und 2030 das Gas-Kombi-Kraftwerk der KMW AG als Kaltreserve nicht mehr zur Verfügung steht sondern nur das GuD-Kraftwerk (vgl. Tabelle 12). Ebenso werden die Kraftwerke der BASF nicht in den Berechnungen berücksichtigt, da sie vornehmlich zur Eigenverbrauchsdeckung genutzt werden.

### 3.3 STROMBILANZ IN RHEINLAND-PFALZ

Es ist das Ziel gesetzt, ab dem Jahr 2030 den Bruttostromverbrauch in Rheinland-Pfalz bilanziell zu 100 % aus EE zu decken. Die gegenwärtige Strombilanz sowie ihre historische Entwicklung sind Abbildung 13 zu entnehmen.

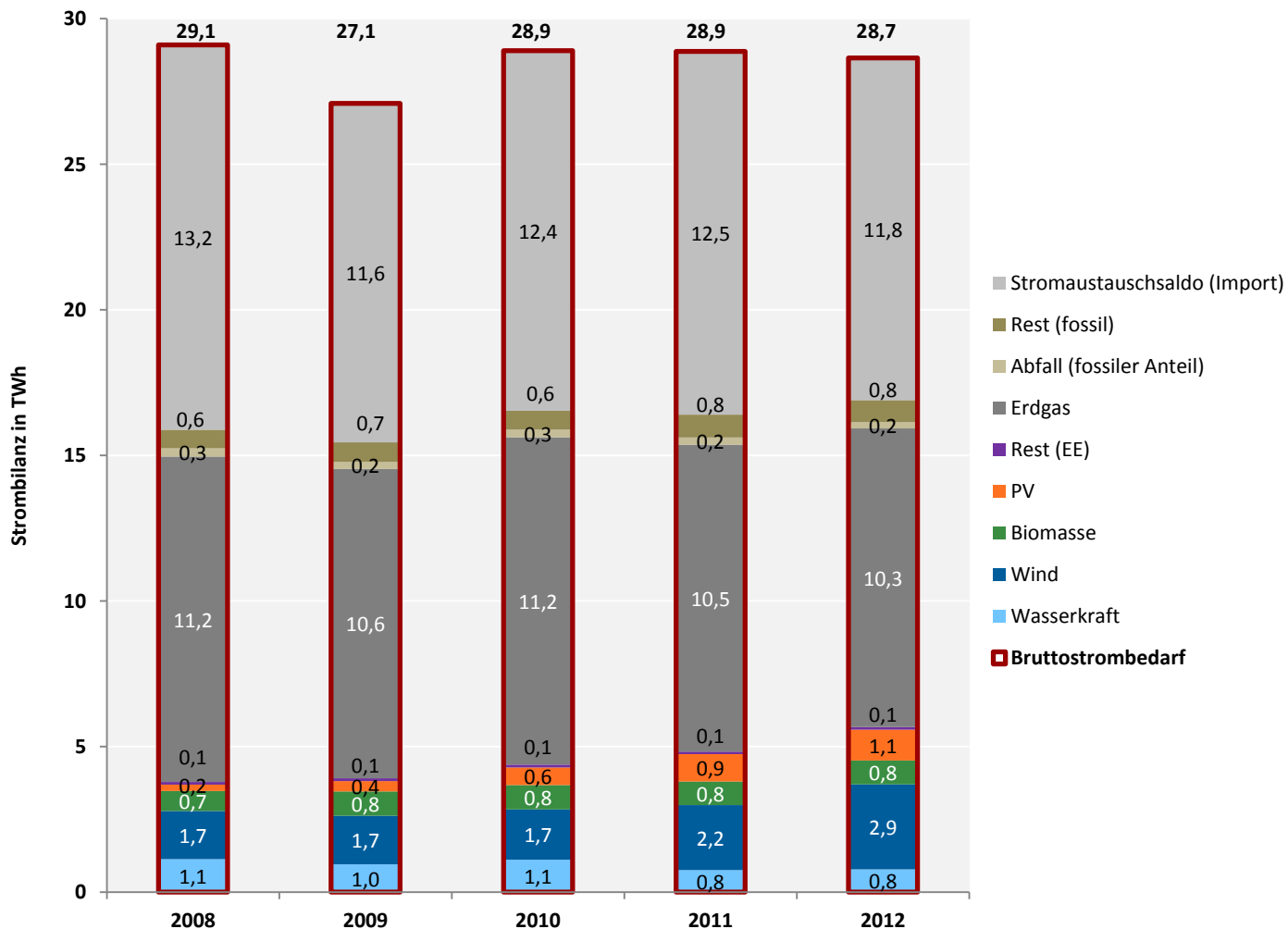


Abbildung 13: Strombilanz Rheinland-Pfalz 2008 bis 2012. Quelle: 2008 bis 2011: [6]; 2012: Eigene Berechnung (Energynavatics GmbH)

Wie zu erkennen ist, wird der Bruttostromverbrauch in Rheinland-Pfalz derzeit zum größten Teil durch die Stromerzeugung mit Erdgas sowie durch Stromimporte gedeckt. Der Anteil von EE zur Deckung des Bruttostromverbrauchs betrug im Jahr 2012 mit rund 5,7 TWh knapp 20 %. Es ist eine deutliche Zunahme zu registrieren (zum Vergleich: im Jahr 2008 lag der Anteil bei etwa 13 %). Dies ist vor allem dem Anstieg der EE an der rheinland-pfälzischen Bruttostromerzeugung geschuldet.

### 3.4 WIND-, PV- UND LAST-PROFILE RHEINLAND-PFALZ

Im Rahmen der Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz werden die Netz-Simulationen auf Basis von Wetterdaten zweier Jahresverläufe durchgeführt, indem deren Profile in die Simulationen einfließen. Bezogen auf den Ist-Zustand sind dies die Jahre 2011 und 2012. Beide Jahre verkörpern gemäß des IWR-Windertragsindex [20], bezogen auf das Binnenland, relativ durchschnittliche Windjahre ohne extrem lange windschwache bzw. windstarke Perioden.<sup>13</sup> Zusätzlich werden daher vier definierte Extremfälle in die Simulationen mit einbezogen (vgl. Tabelle 9 in Kapitel 4.1.3).

Durch die Berücksichtigung von Profilen aus zwei Jahren wird ermöglicht, eine Vielzahl von potenziellen Situationen im rheinland-pfälzischen Stromnetz abzubilden und abzudecken, wodurch eine detailliertere Netzanalyse gewährleistet werden kann als bei der Betrachtung von lediglich einem Jahr.

#### 3.4.1 Aufbereitung der Profile

Für beide Jahre (2011 und 2012) wurden die gemessenen Last- und Erzeugungsprofile (Wind und PV) der 20 kV-Ebene teilweise umspannwerksscharf seitens der Verteilnetzbetreiber zur Verfügung gestellt.<sup>14</sup>

Zur Integration der einzelnen Profile in das Netzmodell Rheinland-Pfalz werden in einem ersten Schritt jedem Umspannwerk ein Profilsatz (bestehend aus Last, Wind und PV) zugeordnet. Aufgrund der nicht für jedes Umspannwerk verfügbaren gemessenen Profile werden die Lücken mit für Rheinland-Pfalz repräsentativen Profilen aufgefüllt. Hierfür wurde das Netzgebiet der Pfalzwerke AG herangezogen, da das Versorgungsgebiet der Pfalzwerke das größte Netzgebiet mit vollständig verfügbaren gemessenen Profilen für die Jahre 2011 und 2012 in Rheinland-Pfalz war. Aus allen übermittelten Wind-, PV- und Last-Profilen der Pfalzwerke wird jeweils ein aggregiertes Jahresprofil erstellt und zur Vervollständigung der fehlenden Profile verwendet. Diese Ersatzprofile werden individuell auf die je Umspannwerk bekannten Verbrauchswerte (Lastwerte der angeschlossenen Gemeinden von 2012) und installierten Leistungen (Wind und PV) skaliert. Da die installierte Leistung selbst keinen geeigneten Skalierungsfaktor liefert, wird sie mit einer fest angenommenen Volllaststundenzahl für alle Anlagen in die benötigte Energiemenge umgerechnet. Für Windenergieanlagen beträgt diese 1.617 Volllaststunden, für PV 945 (jeweils im Jahr 2012, vgl. Kapitel 2.1.4).

<sup>13</sup> Für 2011 betrug der kumulierte Windertragsindex für das Binnenland 102,3 %, was eine Abweichung von 2,3 % zum 10-Jahres-Ertragsmittelwert ausmacht. 2012 lag der Index für das Binnenland bei 99,6 % und wies somit eine Abweichung von -0,4 % zum 10-Jahres-Ertragsmittelwert auf.

<sup>14</sup> Das Netzmodell Rheinland-Pfalz (bezogen auf den Ist-Zustand) bildet das rheinland-pfälzische Stromnetz des Jahres 2012 ab. Geschuldet dieser Tatsache werden die Profile von 2011 auf die installierte Leistung bzw. Energiemenge von 2012 skaliert, um analog zu den Profilen von 2012 die aktuellen Kennzahlen des Ist-Zustands wiederzugeben.

#### WIND-PROFIL

Die Bezeichnung „Wind-Profil“ steht synonym für das (Strom-) Erzeugungsprofil aus Windenergie in MW.

Zur Vereinfachung des Leseflusses wird in der Verteilnetzstudie die Bezeichnung „Wind-Profil“ verwendet.

#### PV-PROFIL

Die Bezeichnung „PV-Profil“ steht synonym für das (Strom-) Erzeugungsprofil aus PV-Anlagen in MW.

Zur Vereinfachung des Leseflusses wird in der Verteilnetzstudie die Bezeichnung „PV-Profil“ verwendet.

Zur genauen Abbildung der Last- und Erzeugungsverläufe in Gesamt-Rheinland-Pfalz ist die Berücksichtigung der Großindustrie BASF mit Sitz in Ludwigshafen essenziell, da deren Bruttostromverbrauch in Höhe von 6,3 TWh [21, p. 22] im Jahr 2012 etwa ein Fünftel des Bruttostromverbrauchs des gesamten Bundeslandes ausmachte. Da die exakten Jahreslast- und Erzeugungsprofile der BASF nicht vorlagen, wurde seitens Energynautics auf Grundlage verschiedener Annahmen ein Ersatzprofil entwickelt. Es wurde davon ausgegangen, dass sich im Jahresmittel die Last und Erzeugung vollständig kompensieren [21, p. 22]. Folglich wurde der Last in Höhe von 6,3 TWh eine Erzeugung in selber Höhe gegenüber gestellt. Weiterhin wurden eine starke saisonale Abhängigkeit der Einspeisung sowie ein durchschnittlicher Tageslastgang etwa entsprechend dem Standardlastprofil G3<sup>15</sup> unterstellt.

Im Folgenden werden bezogen auf Gesamt-Rheinland-Pfalz die Profile von 2012 mit einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten ausgewertet. Die Profile von 2011 werden hier nicht ausführlich dargelegt, da kein wesentlicher Kontrast zu den Profilen von 2012 existiert.<sup>16</sup>

### 3.4.2 Kennzahlen der Profile von 2012

In Tabelle 2 sind die Kennzahlen der Profile von 2012 zusammengefasst. Dabei wird an dieser Stelle noch einmal darauf hingewiesen, dass die Profile teilweise Hochrechnungen enthalten und daher nicht ohne weiteres verallgemeinerbar sind.

**Tabelle 2: Kennzahlen der Profile (Wind, PV, Last, Residuallast) von 2012 bezogen auf gesamt Rheinland-Pfalz. Quelle: Installierte Leistung 2012 [5]; Energiemenge Last 2012 [Extrapolation]; Energiemenge Wind/PV/Residuallast 2012 [Eigene Berechnung Energynautics GmbH]**

	Installierte Leistung	Energiemenge	Minimal auftretende Leistungen	Maximal auftretende Leistungen
Wind	1.807 MW	2,9 TWh	0,1 MW	1.689,8 MW
PV	1.586 MW	1,1 TWh	0 MW	832,3 MW
Wind + PV			0,7 MW	2.133,0 MW
Last		28,7 TWh	1.785,5 MW	5.256,1 MW
Residuallast <sup>17</sup>		24,7 TWh	-77,8 MW	5.221,0 MW

<sup>15</sup> Es handelt sich hierbei um das BDEW-Lastprofil „Gewerbe durchlaufend“, vgl. hierzu u.a.: <http://www.ewe-netz.de/strom/1988.php>.

<sup>16</sup> Die Profile, welche konkret in das Netzmodell Rheinland-Pfalz einfließen, weichen geringfügig von den hier aufgezeigten ab: Einige Gemeinden sind zwar geografisch, nicht jedoch elektrisch Rheinland-Pfalz zuzuordnen (Netzverknüpfungen bestehen dort im Allgemeinen zu anderen Bundesländern). Folglich werden deren Profile nicht in das Netzmodell Rheinland-Pfalz eingefügt, sind jedoch in dieser Betrachtung der Profile für das gesamte Bundesland Rheinland-Pfalz enthalten.

<sup>17</sup> Die Residuallast ist definiert als: „Last, die nach Abzug der Einspeisung aus erneuerbaren Energien und wärmegeführten KWK-Anlagen durch konventionelle Kraftwerke gedeckt werden muss.“ [69]

Die maximal auftretenden EE-Leistungen erreichen zu keinem Zeitpunkt die installierten EE-Leistungen. Hierfür gibt es drei Gründe:

- Die Wahrscheinlichkeit ist sehr gering, dass in einem größeren Netzgebiet homogene Wetterbedingungen herrschen, die einen Betrieb tatsächlich aller Einzelanlagen mit Nennleistung ermöglichen.
- Aufgrund von Wartungsmaßnahmen und technischen Reparaturen ist stets ein geringer Anteil der installierten Leistung außer Betrieb.
- Das Auftreten der maximalen Einspeisung ist nicht zu jeder Jahreszeit gleich wahrscheinlich und die installierte Leistung ist über das Jahr nicht konstant. Bei der PV fällt die Leistungsspitze auf die Sommermonate. Anlagen, die zu einem späteren Zeitpunkt errichtet werden, erhöhen zwar die (für das Jahresende angegebene) installierte Leistung, können jedoch nicht zur Leistungsspitze der Sommermonate beitragen.

Die minimale Residuallast liegt im negativen Bereich. Das bedeutet, dass bereits im Jahr 2012 während einiger Stunden die Erzeugung aus Windenergieanlagen und PV die Last übersteigt und folglich Rheinland-Pfalz seinen überschüssigen Strom exportiert.

Eine detaillierte grafische Auswertung der Profile findet im Folgenden statt.

### 3.4.3 Jahres- und Tagesverläufe (2012)

#### A. Wind und PV

Der Jahresverlauf des Wind-Profils für 2012 ist aus Abbildung 14 zu erschließen. Zu erkennen ist die maximal auftretende Leistung in Höhe von rund 1.690 MW sowie das Minimum bei nahezu 0 MW (linker Teil). Im rechten Teil der Abbildung ist die Tageszeit über den Kalendertagen aufgetragen. Diese Darstellung eignet sich zur Erkennung tageszeitabhängiger Muster. Eine konstante Verbindung zur Tageszeit ist, wie erwartet, nicht zu erkennen.

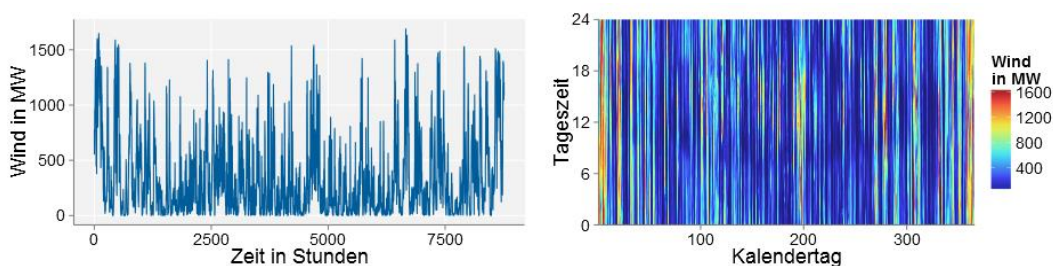
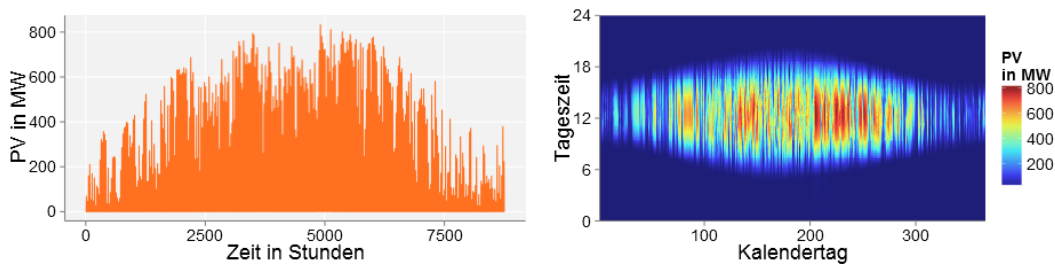


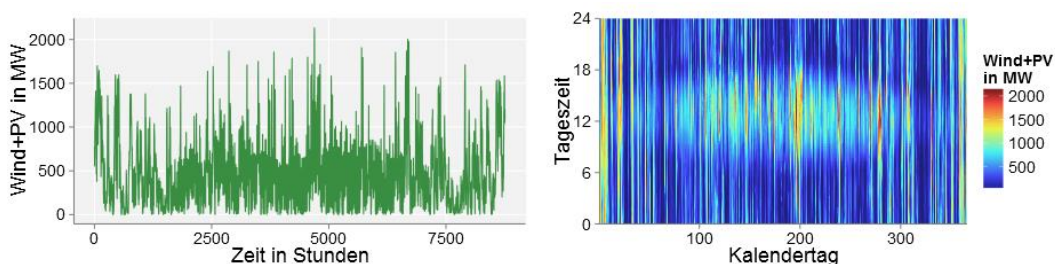
Abbildung 14: Jahresverlauf des Wind-Profils 2012 in MW für Rheinland-Pfalz. Quelle: Eigene Darstellung (Energynautics GmbH)

Wird der Fokus auf das PV-Jahresprofil gelegt, so sind in Abbildung 15 deutlich die saisonale Schwankung sowie die Tagesschwankung der PV zu registrieren. So ist, wie zu erwarten, insbesondere in den Sommermonaten (Jahresmitte) sowie um die Mittagszeit (12:00 Uhr) die höchste Sonneneinstrahlung zu verzeichnen, was in einer erhöhten PV-Leistung resultiert (rechter Teil). Der maximale PV-Peak liegt bei rund 830 MW, das Minimum bei 0 MW (links).



**Abbildung 15: Jahresverlauf des PV-Profiles 2012 in MW für Rheinland-Pfalz. Quelle: Eigene Darstellung (Energynautics GmbH)**

Betrachtet man nun das gemeinsame Jahresprofil von Wind und PV (Abbildung 16), so ist festzuhalten, dass sowohl in der saisonalen als auch in der Tagesschwankung eine relative Vergleichmäßigung stattgefunden hat. Die Anwesenheit der PV in der Jahresmitte ist zwar noch zu erkennen, allerdings deutlich reduzierter im Vergleich zu Abbildung 15. Stattdessen ist nun auch zu Jahresanfang sowie -ende vermehrt eine Leistung zu verzeichnen, die auf die Windenergie zurückzuführen ist. Ebenso ist die Dominanz der PV zur Mittagszeit reduziert und die Leistungsbereitstellung zunehmend auf den Tag verteilt. Im linken Teil der Abbildung kann das Maximum bei rund 2.130 MW abgelesen werden.



**Abbildung 16: Gemeinsames Jahresprofil von Wind und PV 2012 in MW für Rheinland-Pfalz. Quelle: Eigene Darstellung (Energynautics GmbH)**

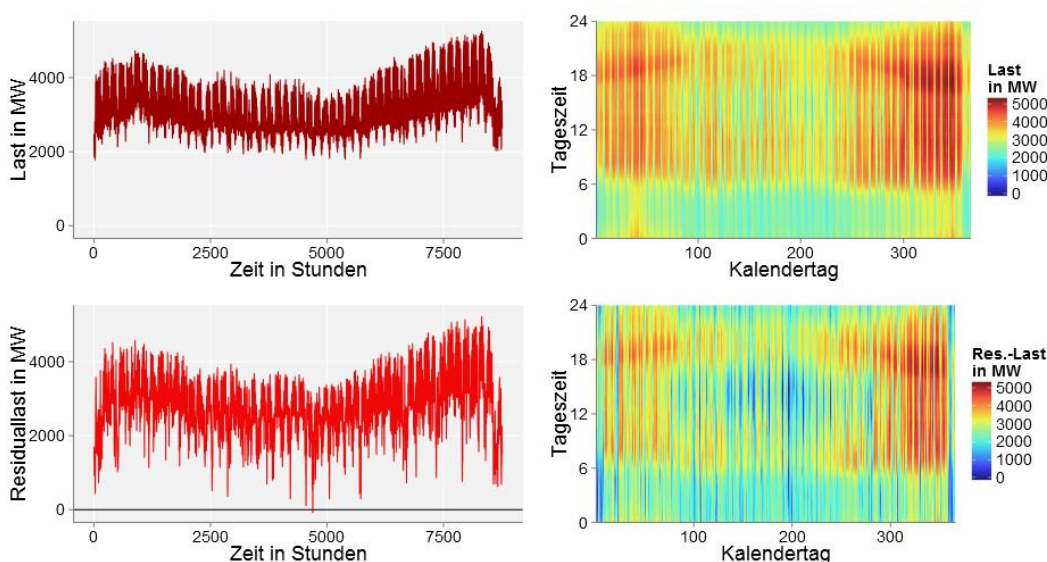
## B. Last und Residuallast

Das Lastprofil bewegt sich über das Jahr verteilt im Bereich zwischen rund 1.800 MW und 5.300 MW (links oben in Abbildung 17). Die Tagesschwankungen verlaufen nahezu konstant zwischen 6:00 und 24:00 Uhr (rechts oben). Darüber hinaus ist zu Jahresanfang sowie vor allem zum Jahresende eine gesteigerte Last zu verzeichnen, was u.a. auf den in den Wintermonaten erhöhten Beleuchtungsaufwand aufgrund kürzerer Tageszeiten zurückzuführen ist [22].



Die maximal auftretende Leistung aus Windenergie- und PV-Anlagen zusammen beträgt rund 2.100 MW (vgl. Tabelle 2) und übersteigt somit die minimale Last-Leistung von 1.800 MW. Bilanzuell gesehen, kann also die kleinste Spitzenresiduallast im Sommer (vermutlich an einem Wochenende) durch EE vollständig gedeckt werden, was bereits im Jahr 2012 zu verzeichnen war (vgl. Abbildung 19).

Die Residuallast besitzt ihre maximale Spitze im Winter bei rund 5.200 MW (unten links in Abbildung 17). In der Jahresmitte ist eine Unterschreitung von 0 MW ersichtlich. Zu diesem Zeitpunkt ist Rheinland-Pfalz Exporteur von EE-Strom. Im Vergleich zur Last (links oben) schwankt die Residuallast deutlich stärker. Dies ist mit der Volatilität der EE zu begründen, die Einfluss auf die Residuallast ausüben. Analog zum Lastverlauf ist zu Jahresbeginn und -ende eine erhöhte Residuallast zu vermerken (rechts unten). Allerdings ist im Gegensatz dazu in den Sommermonaten eine deutliche Reduktion verglichen zur Last zu erkennen. Durch die Dominanz der PV in den Sommermonaten kommt es zu einer regelmäßigen Senkung der Residuallast, d.h. dass in diesem Zeitraum ein gesteigener Anteil der Last verstärkt durch EE gedeckt werden kann.



**Abbildung 17: Jahresverlauf des Last- (oben) und Residuallast-Profiles (unten) 2012 in MW für Rheinland-Pfalz. Quelle: Eigene Darstellung (Energynautics GmbH)**

Betrachtet man in Abbildung 18 die Tagesverläufe der Last (oben) sowie Residuallast (unten) separat, so sind die stärkeren Schwankungen des Residuallast-Profiles zu registrieren. Darüber hinaus zeigt sich, dass unter der Woche an Werktagen für beide ein erhöhter Leistungsbedarf besteht als am Wochenende.

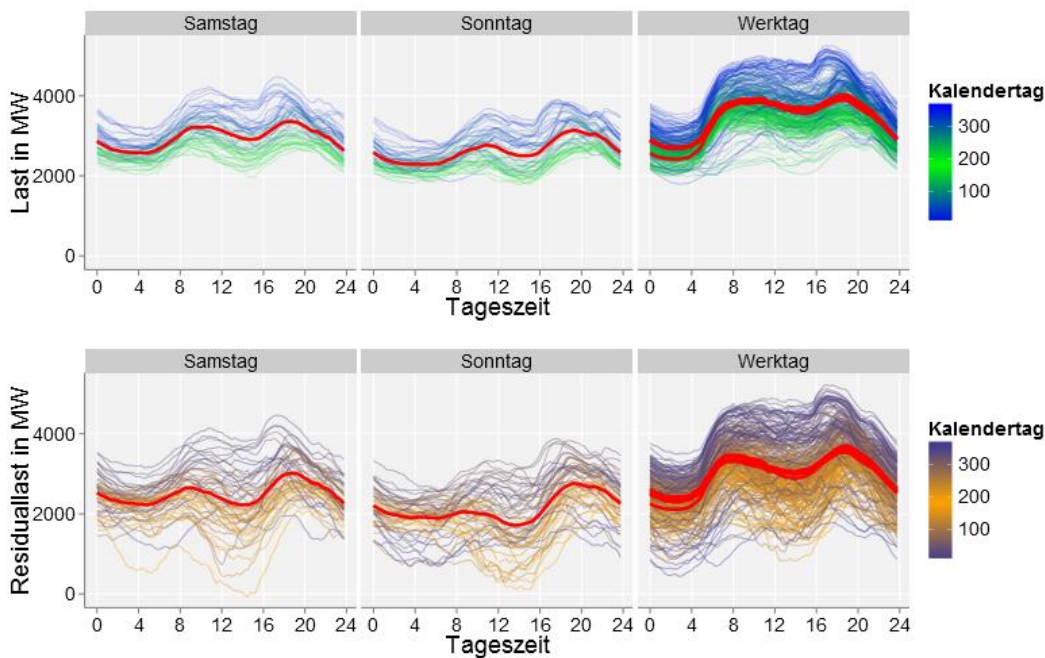


Abbildung 18: Tagesverläufe des Last- (oben) und Residuallast-Profiles (unten) 2012 in MW für Rheinland-Pfalz [rote Linie: Tagesmittelwert]. Quelle: Eigene Darstellung (Energynautics GmbH)

#### 3.4.4 Anteil von Windenergie und PV an der Verbrauchsdeckung (2012)

Wie bereits erwähnt, verfolgt die rheinland-pfälzische Landesregierung das Ziel, bis 2030 die Last bilanziell zu 100 % aus EE zu decken. Interessant ist in diesem Sinne zu erfahren, wie die Ausgangssituation im Ist-Zustand zu bewerten ist.

Für das Jahr 2012 beziffert sich der bilanzielle Anteil der Stromerzeugung aus der Windenergie und PV zusammen auf knapp 14 % der zu deckenden Last. Einen weiteren Anteil liefern die Energieträger Wasser, Biomasse und restliche EE, wie in Abbildung 13 (vgl. Kapitel 3.3) bereits veranschaulicht. Aufgrund ihrer geringeren Stromerzeugung werden diese Energieträger im Rahmen der vorliegenden Studie allerdings nicht detaillierter betrachtet (vgl. Kapitel 2.1.2). Vielmehr ist zu erwähnen, dass für eine Exportdauer von insgesamt 0,5 Stunden bereits 2012 die Last bis zu 104 % durch Windenergie und PV gedeckt werden konnte. Visualisiert ist dies in Abbildung 19.

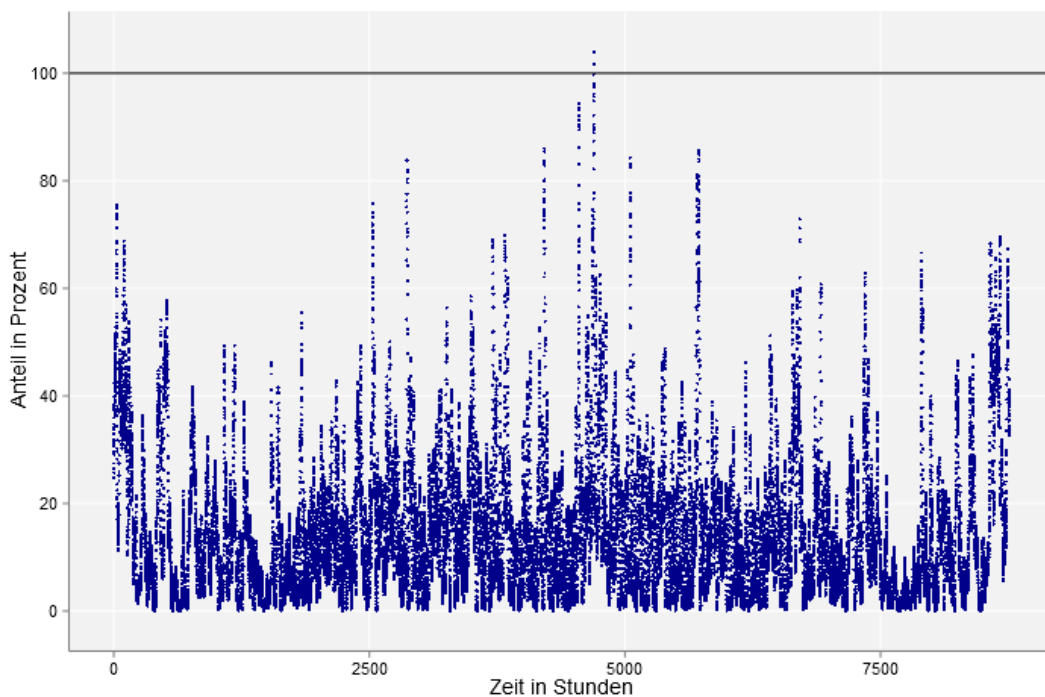


Abbildung 19: EE-Anteil (Wind/PV) an Lastdeckung 2012 in Prozent für Rheinland-Pfalz. Jeder Punkt steht für einen Viertelstundenwert. Quelle: Eigene Darstellung (Energynautics GmbH)

Hier ist der wesentliche markante Unterschied der Profile von 2012 zu den Profilen von 2011 zu vermerken. Im Jahr 2011 konnte zu keinem Zeitpunkt eine Lastdeckung zu über 100 % durch EE erreicht und somit ein EE-Stromexport durchgeführt werden (Abbildung 20). Der maximale Anteil an der Lastdeckung betrug lediglich knapp 89 %.

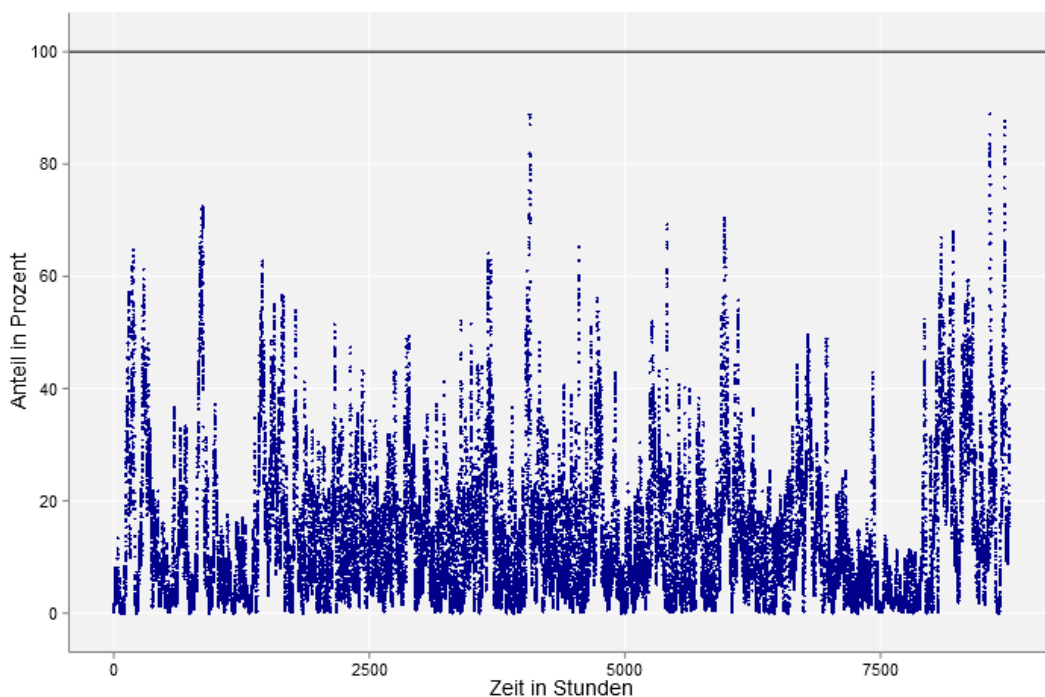
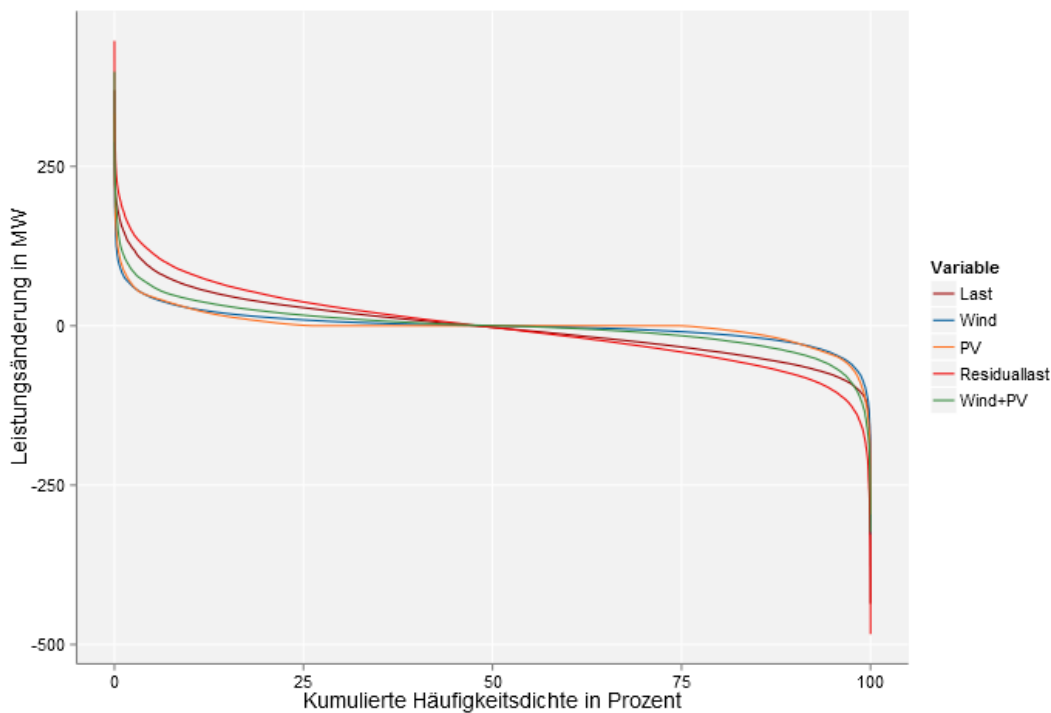


Abbildung 20: EE-Anteil (Wind/PV) an Lastdeckung 2011 in Prozent für Rheinland-Pfalz. Jeder Punkt steht für einen Viertelstundenwert. Quelle: Eigene Darstellung (Energynautics GmbH)

### 3.4.5 Leistungsänderungen über 15 Minuten (2012)

Abschließend ist es notwendig, die Leistungsänderungen der Profile zu analysieren, um Rückschlüsse hinsichtlich der in Rheinland-Pfalz benötigten Flexibilitätsoptionen zu ziehen. Es werden Leistungsänderungen über 15 Minuten betrachtet.

Interessant ist die Erkenntnis, dass die Schwankungen über 15 Minuten des Last-Profils größer ausfallen als die von PV und Windenergie, sofern diese einzeln betrachtet werden. Erfolgt jedoch eine Betrachtung der Schwankungen von PV und Windenergie zusammen (Wind + PV), so übersteigen diese die Schwankungen des Last-Profils. Die stärksten Schwankungen sind bei der Residuallast zu verzeichnen, wie Abbildung 21 illustriert. Zurückzuführen ist das – wie bereits dargelegt – auf die Abhängigkeit von der Volatilität der EE.



**Abbildung 21: Geordnete Leistungsänderungen über 15 Minuten für 2012 in MW für Rheinland-Pfalz. Quelle: Eigene Darstellung (Energynautics GmbH)**

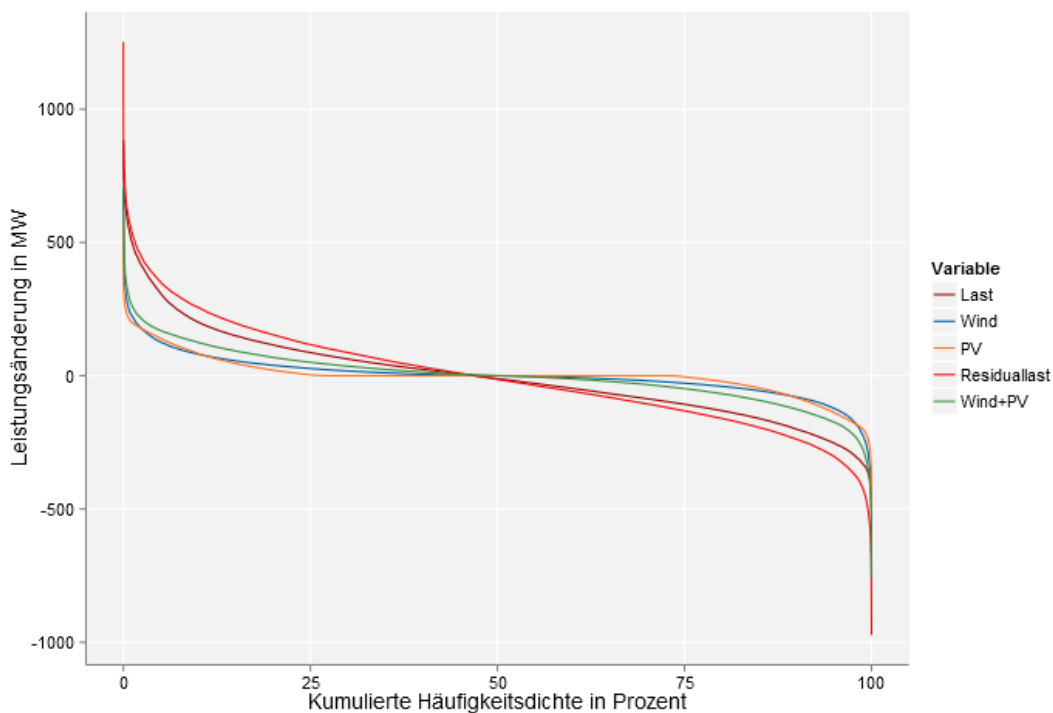
Die größtmöglichen Änderungen über 15 Minuten treten im Anstieg sowie in der Reduktion des Kurvenverlaufs auf. Da sie in Abbildung 21 nicht herauszulesen sind, gewährt Tabelle 3 einen Überblick.

**Tabelle 3: Maximale Leistungsänderungen im Anstieg bzw. in der Reduktion über 15 Minuten. Quelle: Eigene Berechnung (Energynautics GmbH)**

	Anstieg: maximale Änderung über 15 Minuten	Reduktion: maximale Änderung über 15 Minuten
Wind	269 MW	-253 MW
PV	165 MW	-127 MW
Wind + PV	310 MW	-260 MW
Last	299 MW	-352 MW
Residuallast	406 MW	-378 MW

Die Werte in der Tabelle konkretisieren, dass die stärksten Schwankungen bei der Residuallast auftreten.

Die Schwankungen über 60 Minuten (vgl. Abbildung 22) verlaufen analog zu den Schwankungen über 15 Minuten. Auch hier ist die stärkste Schwankung bei der Residuallast zu verzeichnen.



**Abbildung 22: Geordnete Leistungsänderungen über 60 Minuten für 2012 in MW für Rheinland-Pfalz. Quelle: Eigene Darstellung (Energynautics GmbH)**

Die größtmöglichen Änderungen über 60 Minuten, die im Anstieg sowie in der Reduktion des Kurvenverlaufs auftreten, sind hier noch einmal zur besseren Übersicht gesondert in Tabelle 4 zusammengefasst.

**Tabelle 4: Maximale Leistungsänderungen im Anstieg bzw. in der Reduktion über 60 Minuten. Quelle: Eigene Berechnung (Energynautics GmbH)**

	<b>Anstieg:</b> maximale Änderung über 60 Minuten	<b>Reduktion:</b> maximale Änderung über 60 Minuten
<b>Wind</b>	894 MW	-662 MW
<b>PV</b>	364 MW	-352 MW
<b>Wind + PV</b>	1116 MW	-698 MW
<b>Last</b>	786 MW	-611 MW
<b>Residuallast</b>	1115 MW	-1336 MW

Die maximalen Änderungen über einen Zeitraum von 60 Minuten fallen sowohl im Anstieg als auch in der Reduktion deutlich stärker aus als diejenigen über 15 Minuten. Dabei ist zu erkennen, dass im Anstieg die Änderungen von Windenergie und PV zusammen (Wind + PV) beinahe identisch sind mit den maximalen Änderungen der Residuallast. Sie stellen die stärksten Schwankungen dar. In der Reduktion weist dagegen erneut einzig die Residuallast die stärksten Schwankungen aus.

Geschuldet der Tatsache, dass es die Residuallast ist, welche abzüglich der Lastdeckung durch EE-Strom auszugleichen ist, müssen für ihre Schwankungen Flexibilitätsoptionen (inkl. Netzausbau) vorliegen, die für den notwendigen Ausgleich Sorge tragen. Im Rahmen der Verteilnetzstudie werden je nach Szenario für die Jahre 2017 und 2030 unterschiedliche Flexibilitätsoptionen herangezogen, um die jeweils anfallende Residuallast abzudecken.

## 4. METHODIK DER NETZAUSBAUBERECHNUNG

Zur Untersuchung des Verteilnetzes in Rheinland-Pfalz ist die Konzipierung eines Netz-Simulationsmodells erforderlich.

Das Netz-Simulationsmodell umfasst alle Spannungsebenen, wobei die Mittelspannung durch den Referenznetzansatz (vgl. Kapitel 4.2) und die Niederspannung durch den Modellnetzansatz (vgl. Kapitel 4.3) separat begutachtet werden. Die HöS- und HS-Ebene sind in einem Netzmodell zusammengefasst, das Rheinland-Pfalz zuzüglich Europa einschließt.

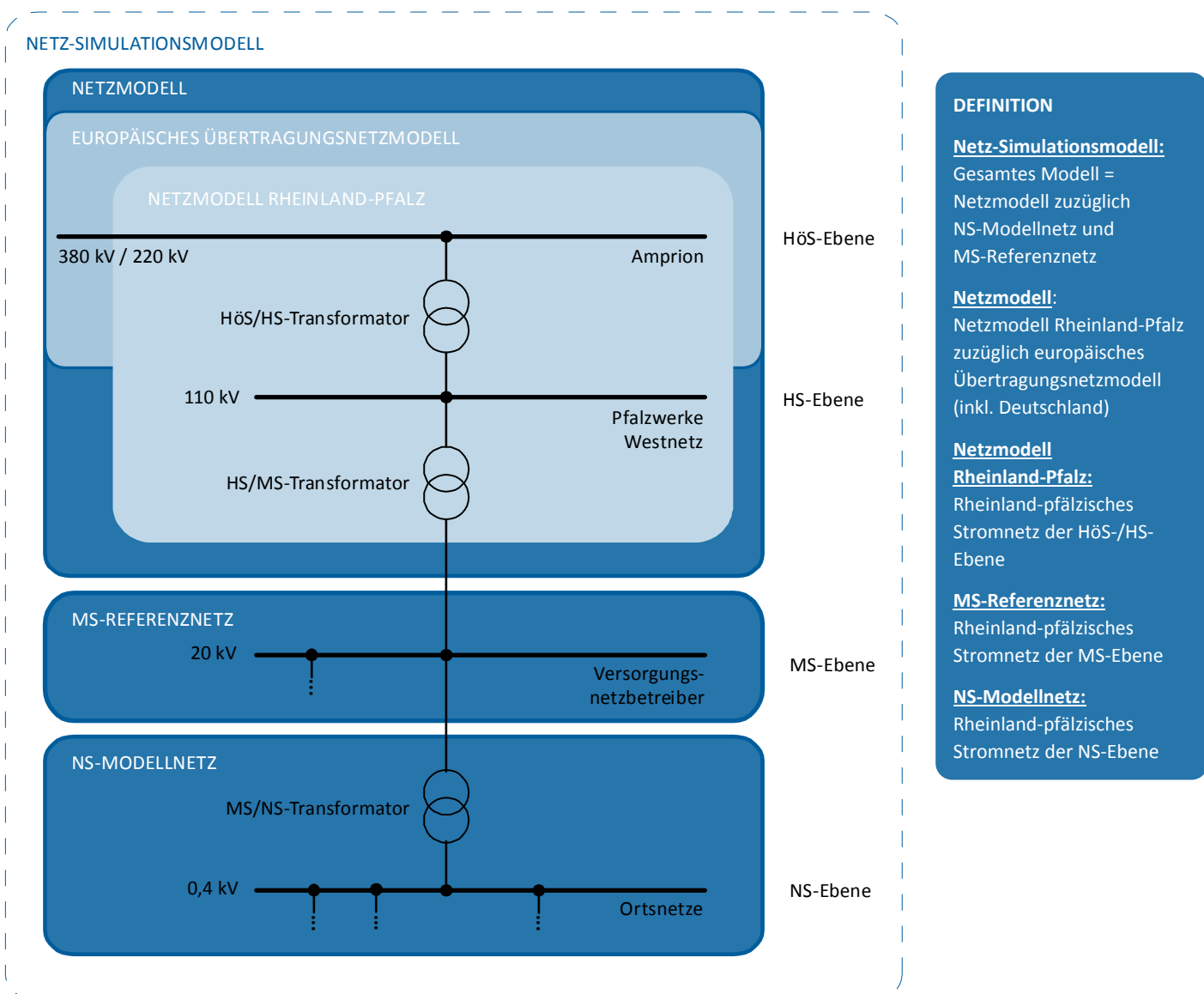


Abbildung 23: Aufbau des Netzmodells. Quelle: Eigene Darstellung (Energynautics GmbH)

Basierend auf den Input-Daten für den Ist-Zustand 2012 (vgl. Kapitel 4.1.5) wird das aktuelle rheinland-pfälzische Stromnetz nachgebildet und in das europäische Übertragungsnetzmodell eingebettet. Darauf aufbauend wird dieses Netzmodell jeweils für die Jahre 2017 und 2030 angepasst und der notwendige Leitungs- und Transformatorausbau ermittelt.

Im vorliegenden Kapitel wird zunächst die Modellierung der HöS-/HS-Ebene erläutert. Hierbei wird konkret auf die Erstellung des Netzmodells Rheinland-Pfalz sowie die Einbindung in das europäische Übertragungsnetz, die Aufbereitung der Profile und auf die Methodik eingegangen, mit der die Simulationen der HöS-/HS-Ebene durchgeführt werden. Die Validierung des Netzmodells des Ist-Zustands in Anlehnung an diese Methodik folgt. Im Anschluss wird die Beschreibung der Modellierung der MS-Ebene mittels des Referenznetzansatzes sowie die Modellierung der NS-Ebene mittels des Modellnetzansatzes dargelegt.

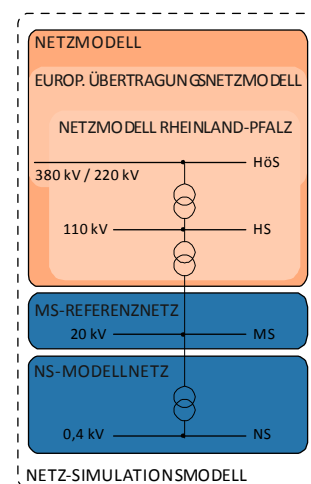
#### 4.1 MODELLIERUNG DER HÖCHST- UND HOCHSPANNUNGSEBENE

Das Modell der HöS-/HS-Ebene soll sicherstellen, dass sowohl der Energieaustausch von Last und Erzeugung im Bundesland Rheinland-Pfalz über das Transportnetz als auch überregionale Energieflüsse in ihrer Bedeutung für einen Netzausbau in Rheinland-Pfalz berücksichtigt werden können. Um dieses Ziel zu erreichen, muss das Höchstspannungsnetz in Rheinland-Pfalz selbst zunächst in hoher Detailschärfe abgebildet werden, d.h. über die Angabe der Stromkreiszahlen, Leitungslängen und Spannungsebenen hinaus werden exakte Sammelschienenkonfigurationen und Leiterimpedanzen im Modell repräsentiert. Außerhalb der Landesgrenzen von Rheinland-Pfalz wird nicht mehr dieselbe Genauigkeit benötigt, da das Modell keine Aussagen zu Netzänderungsmaßnahmen im weiteren überregionalen Kontext liefern soll. Die Verknüpfung des rheinland-pfälzischen Übertragungsnetzmodells (HöS-Ebene) mit dem erweiterten überregionalen Übertragungsnetzmodell (HöS-Ebene) wurde von Energynautics mit großer Sorgfalt durchgeführt.

Im Gegensatz zur HöS-Ebene (380 kV und 220 kV) wird das Hochspannungsnetz (110 kV) nicht als ein überregional vermaschtes Netz betrieben. Stattdessen werden untereinander isolierte Netzbereiche (genannt Netzgruppen) gebildet, die jeweils eigene Anbindungen an das Übertragungsnetz aufweisen und über die unterlagerten Mittel- und Niederspannungsnetze die Anbindung der dezentralen Verbraucher und Erzeugungsanlagen an das Verbundnetz übernehmen. Daher genügt es, ein Modell des Hochspannungsnetzes nur für das Land Rheinland-Pfalz zu verwenden, das allerdings ebenfalls hohen Anforderungen an die Genauigkeit genügen muss.

##### 4.1.1 Netzmodell Rheinland-Pfalz

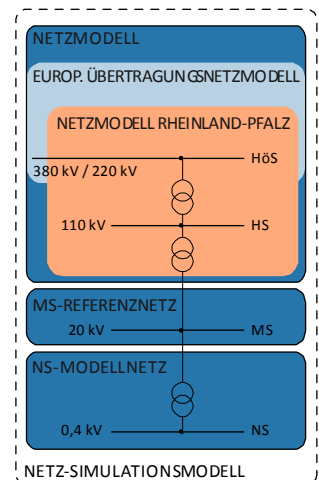
In der Versorgungsstruktur der Netzbetreiber sind die Grenzen der Versorgungsgebiete der Netzgruppen nicht an die öffentlichen Verwaltungsstrukturen gebunden und fallen nur an wenigen Stellen mit den Landesgrenzen zusammen. Die Modellierung des





Hochspannungsnetzes beschränkt sich deshalb auf jene Netzgruppen, die zusammen den größten Teil des Landes Rheinland-Pfalz abdecken und ihrerseits den größten Teil ihres Versorgungsgebietes in Rheinland-Pfalz haben. So kommt es dazu, dass das im Modell abgebildete Versorgungsgebiet nicht immer deckungsgleich mit der Landesfläche ist – einige Gemeinden werden über Netzgruppen mit Schwerpunkt in Nachbarländern versorgt, dafür gibt es andere Gemeinden in Nachbarländern, deren Netzgruppen-Schwerpunkt dem Gebiet von Rheinland-Pfalz zuzuordnen ist.

Aus den Angaben der Netzbetreiber wurde so das Modell eines Netzgebietes zusammengestellt, das eine möglichst gute Übereinstimmung mit dem Landesgebiet darstellt: das sogenannte Netzmodell Rheinland-Pfalz. Eine Übersicht hinsichtlich der Eckdaten des Netzes ist Tabelle 5 zu entnehmen.



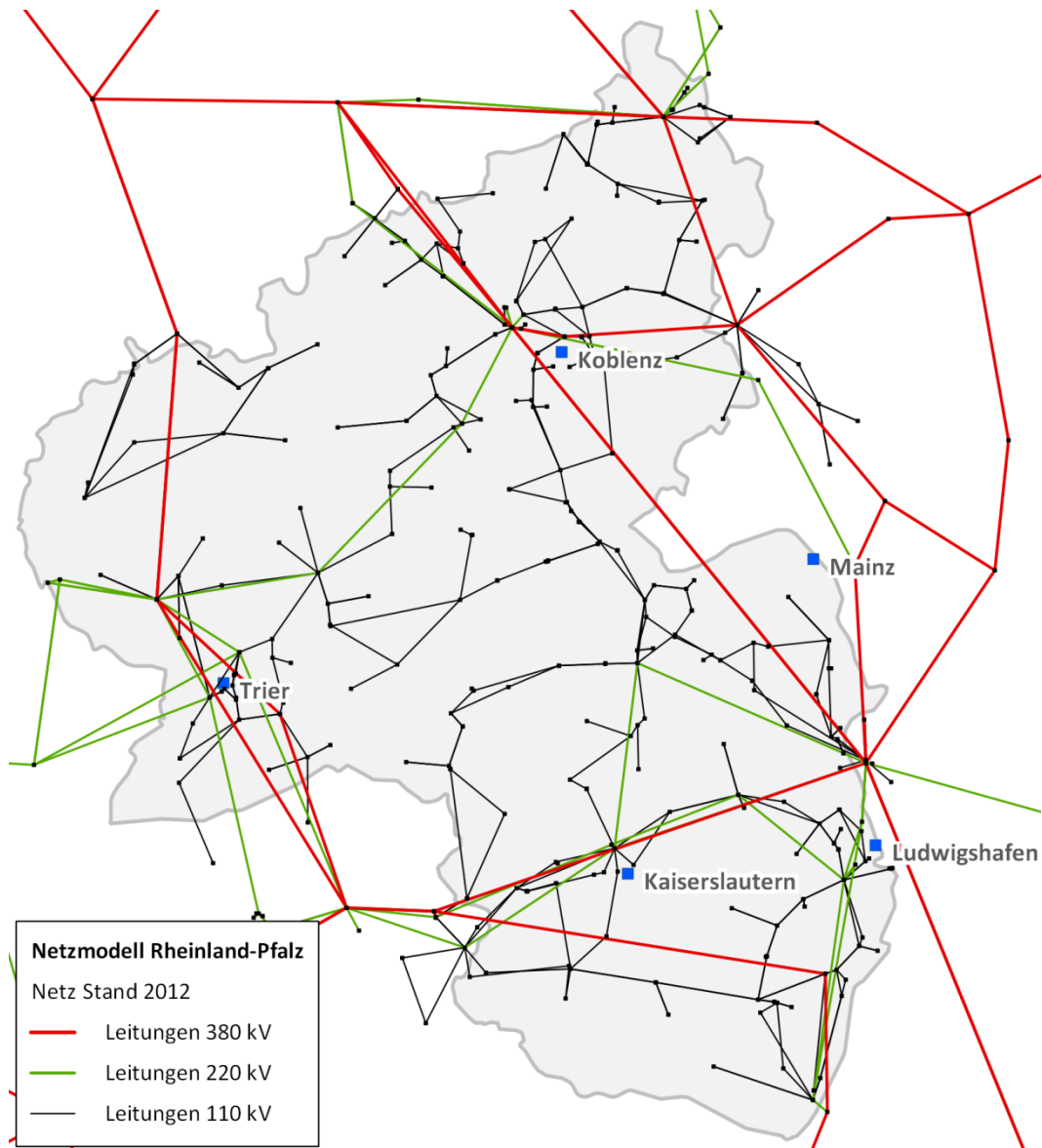
**Tabelle 5: Eckdaten zum erstellten Netzmodell Rheinland-Pfalz im Bereich der HöS-/HS-Ebene. Quelle: Eigene Angaben (Energynautics GmbH)**

**Eckdaten zum Netzmodell Rheinland-Pfalz (HöS-/HS-Ebene), Netzzustand 2012**

<b>Gesamtleitungslänge der Stromkreise</b>	<b>6.521 km</b>
Leitungslänge der 380 kV-Ebene	1.183 km
Leitungslänge der 220 kV-Ebene	1.227 km
Leitungslänge der 110 kV-Ebene	4.111 km
<b>Anzahl der Umspannanlagen insgesamt</b>	<b>203</b>
Umspannanlagen 380/220 kV	3
Umspannanlagen 380/110 kV	4
Umspannanlagen 220/110 kV	11
Umspannanlagen 110 kV auf Mittelspannung	185

Die Stromkreise lassen sich in die drei Spannungsebenen 380 kV, 220 kV und 110 kV einordnen. Auf die 110 kV-Ebene entfällt der größte Anteil der gesamten Stromkreis-Leitungslängen.

Einen vereinfachten grafischen Überblick zum Rheinland-Pfalz Stromnetz (Stand 2012) im Bereich der HöS-/HS-Ebene gewährt Abbildung 24.



**Abbildung 24: Stromnetz Rheinland-Pfalz 2012 (Höchst- und Hochspannungsebene. Quelle: Eigene Darstellung (Energynautics GmbH)<sup>18</sup>**

Das Netzmodell Rheinland-Pfalz der HöS-/HS-Ebene beruht auf einzelnen Netzmodellen, die vom Übertragungsnetzbetreiber Amprion und den Verteilnetzbetreibern in Rheinland-Pfalz jeweils für ihre Netzgebiete zur Verfügung gestellt und seitens Energynautics zusammengefügt wurden. Das Netzmodell Rheinland-Pfalz umfasst so die gesamte Netzstruktur ausgehend von der 380 kV-Übertragungsebene bis hin zu den Umspannwerken von der Hochspannung zur Mittelspannung. Die Einspeisung und Entnahme aus den Mittelspannungsnetzen wird jeweils in den Umspannwerken aggregiert in das Modell eingefügt.

<sup>18</sup> Die eingezeichneten Trassen entsprechen nicht den realen Trassenverläufen. Nicht in der Darstellung und im Modell enthalten sind 110 kV-Netze von Nachbarregionen, die Teile von Rheinland-Pfalz anbinden (z.B. die Landeshauptstadt Mainz).

Für die zu analysierenden Jahre 2017 sowie 2030 wird eine Anpassung des Netzmodells Rheinland-Pfalz vorgenommen, um die bereits geplanten Änderungen der Netzbetreiber zu berücksichtigen. Näheres hierzu ist in Kapitel 4.1.6 zu finden.

In Kapitel 3 wurden bereits ausführlich die aktuellen Energieerzeugungs- und Verbrauchskennzahlen gesamt Rheinland-Pfalz betreffend dargelegt. Wegen geringerer Abweichungen des betrachteten Netzgebietes vom Landesgebiet entstehen folgende, für das Netzmodell Rheinland-Pfalz des Ist-Zustands relevante, Input-Werte:

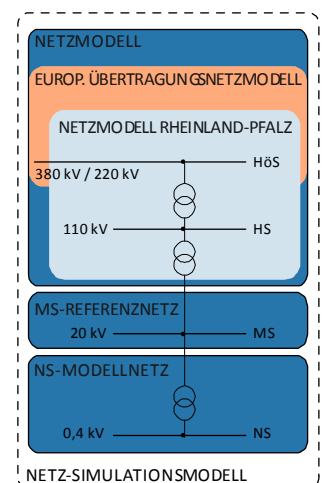
**Tabelle 6: Input-Werte für das Netzmodell Rheinland-Pfalz des Ist-Zustandes 2012. Quelle: Energiemenge und installierte Leistung: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH); Volllaststunden: Kapitel 2.1.4**

	Energiemenge	Installierte Leistung	Volllaststunden
<b>Last</b>	23,83 TWh		
<b>Windenergie</b>	2,43 TWh	1.675 MW	1.617
<b>PV</b>	1,41 TWh	1.496 MW	945

Die Stadt Mainz, als größte Stadt in Rheinland-Pfalz, ist elektrisch an das hessische Stromnetz angeschlossen. Ihr Lastverlauf wird über einen Netzknoten in Hessen in das Netzmodell eingebunden.

#### 4.1.2 Einbindung in das europäische Übertragungsnetz (Hös)

Zur Berücksichtigung der Wechselwirkungen des rheinland-pfälzischen Stromnetzes mit den Netzen der umgebenden Regionen erfolgt eine Einbindung in ein überregionales Netzmodell. Dieses Modell stellt die Höchstspannungsebene in Europa Anfang 2013 dar und basiert auf einem eigenen europäischen Netzmodell, das Energynautics bereits entwickelt hat und welches speziell an die Anforderungen der Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz angepasst wurde. Das modifizierte Modell besteht aus rund 130 Netzknoten<sup>19</sup> und rund 250 Leitungen, ohne Berücksichtigung des Netzmodells Rheinland-Pfalz. Mit dem Netzmodell Rheinland-Pfalz zusammen summiert sich die Anzahl der Netzknoten auf rund 1.400.



<sup>19</sup> Netzknoten stellen Verbindungspunkte in der verwendeten Simulationssoftware dar; sie sind nicht gleichzusetzen mit Umspannanlagen.

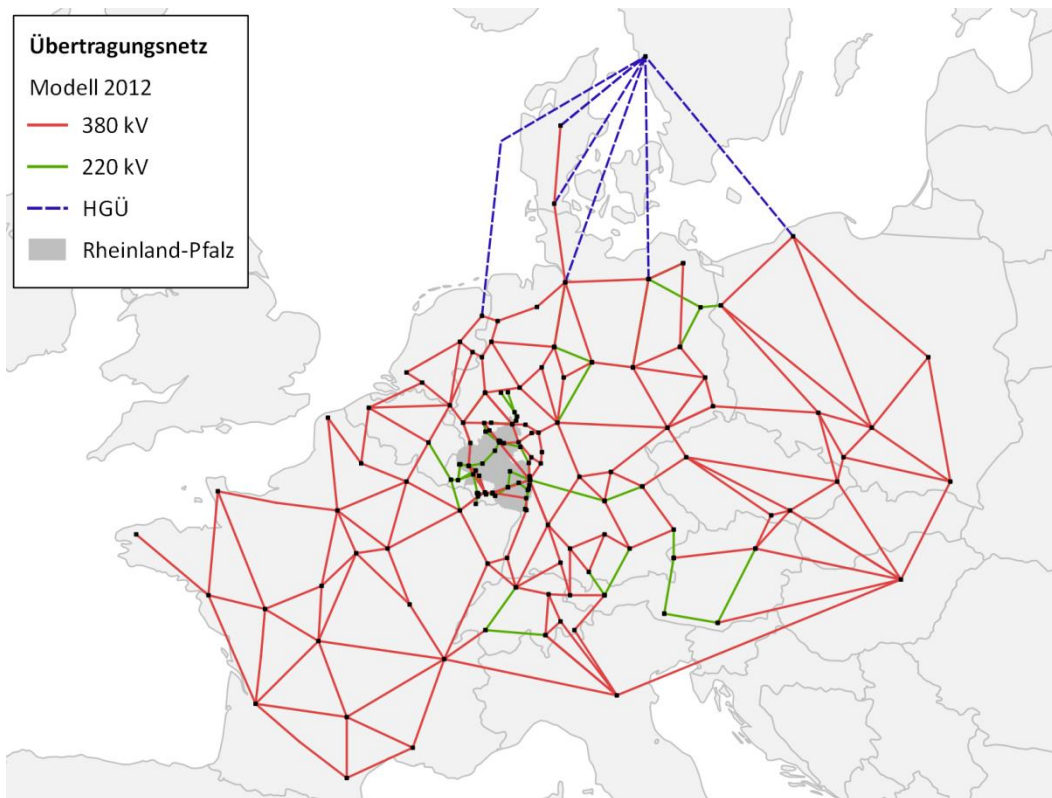


Abbildung 25: Übersicht des europäischen Netzmodells der HöS-Ebene. Quelle: Eigene Darstellung (Energynautics GmbH)<sup>20</sup>

Die Einbindung von Staaten in der direkten Nachbarschaft von Rheinland-Pfalz bzw. Deutschland in das Netzmodell findet in einem höheren Detaillierungsgrad statt als die Einbindung von Staaten, die weiter entfernt liegen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die direkte Umgebung größere Auswirkungen auf Rheinland-Pfalz ausübt und demnach differenzierter in die Verteilnetzstudie einfließen muss. So werden die Netzgebiete der Länder, die an Rheinland-Pfalz bzw. Deutschland angrenzen, durch eine höhere Anzahl von Umspannanlagen abgebildet, um ein umfangreicheres Bild zu übermitteln. Der Abbildungsgrad der übrigen weiter entfernten europäischen Länder nimmt ab, indem eine Reduktion der Umspannanlagen vorgenommen wird. Einige Länder sind teilweise zusammengefasst und durch einen gemeinsamen Netzknoten repräsentiert. An jeden Netzknoten sind angeschlossen eine aggregierte Last sowie ein Synchrongenerator, der die Summe der installierten Nettoleistung der Erzeuger Wind, PV, Biomasse, Wasser, Geothermie, Pumpspeicherkraftwerke, konventionelle Erzeuger und sonstige zusammenfasst.

<sup>20</sup> Die eingezeichneten Trassen entsprechen nicht den realen Trassenverläufen.

Einen Überblick der im europäischen Netzmodell abgebildeten Länder inkl. ihrer Anzahl von Netzknoten wird in Tabelle 7 dargestellt.

Estland, Litauen, Lettland, Großbritannien, Irland, Portugal und Spanien wurden vollständig aus dem Netzmodell entfernt, da sie kaum Auswirkungen auf Rheinland-Pfalz haben.

**Tabelle 7: Übersicht zum europäischen Netzmodell. Quelle: Eigene Angaben (Energynautics GmbH)**

Land	Anzahl der Netzknoten (HÖS-Ebene)
Österreich	6
Belgien	2
Schweiz	6
Tschechien	4
Deutschland (ohne Rheinland-Pfalz)	34
Dänemark-West	2
Frankreich	19
Luxemburg	1
Niederlande	6
Polen	7
NORDEL (Norwegen, Schweden, Finnland, Dänemark-Ost)	1
Balkan (Slowenien, Ungarn, Slowakei, Rumänien, Bulgarien, Griechenland, Kroatien, Bosnien, Mazedonien, Montenegro, Serbien und Albanien)	1
Italien	1

Aufgrund der verhältnismäßig großen Entfernung zu Rheinland-Pfalz werden den Ländern des Balkans sowie Italien weder eine Last noch eine Erzeugung zugewiesen. Sie bleiben jedoch durch jeweils einen Netzknoten mit angeschlossenen Leitungen im Netzmodell erhalten, da die Leitungen für Transferflüsse zwischen den anderen Ländern benötigt werden. In allen anderen Fällen sind die Netzknoten mit Einspeise- und Lastprofilen versehen (vgl. Kapitel 4.1.3).

Die Anpassung des europäischen Netzmodells für die Jahre 2017 und 2030 ist in Kapitel 4.1.6 dargelegt.

Über die Einbettung des Netzmodells Rheinland-Pfalz in das europäische Netzmodell fließen Kennzahlen des Ist-Zustands 2012 für Deutschland und Europa in die Simulationen ein. Die Kennzahlen Deutschland betreffend stammen überwiegend aus dem NEP 2013<sup>21</sup> [11] sowie der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur [5], die Kennzahlen für Europa sind den EU Energy Trends 2009 [23] entnommen (außer Norwegen und Schweiz).

**Tabelle 8: Input-Werte für das Netzmodell des Ist-Zustandes 2012 (überregionaler Kontext). Quelle Deutschland: Wind/PV/Biomasse/Geothermie [5]; Restliche Erzeuger [11]; Bruttostromverbrauch [24]. Quelle Europa: [23]; Norwegen [25]; Schweiz [26], [27]**

	Deutschland	Europa (ohne Deutschland)
<b>Installierte Gesamtleistung</b>	<b>175.251 MW</b>	<b>333.827 MW</b>
Windenergie (onshore & offshore)	30.285 MW	22.168 MW
PV	33.409 MW	2.054 MW
Restliche EE (Wasser, Biomasse, Geothermie, sonstige)	11.569 MW	101.410 MW
Konventionelle Erzeuger (inkl. Pumpspeicher)	99.987 MW (inkl. Pumpspeicherkraftwerk Vianden)	208.195 MW
<b>Bruttostromverbrauch</b>	<b>594 TWh/a</b>	<b>1.243 TWh/a</b>

Die aufgezeigten europäischen Input-Werte bestehen aus der Summe folgender Länder: Belgien, Dänemark, Frankreich, Luxemburg, Niederlande, Norwegen, Österreich, Polen, Schweden, Schweiz und Tschechien.

.....

<sup>21</sup> In Bezug auf den NEP 2013 wird für die vorliegende Verteilnetzstudie stets das Szenario B herangezogen, da dieses insbesondere hinsichtlich installierter Leistung und des Nettostrombedarfs den Zeithorizont bis 2033 abdeckt.

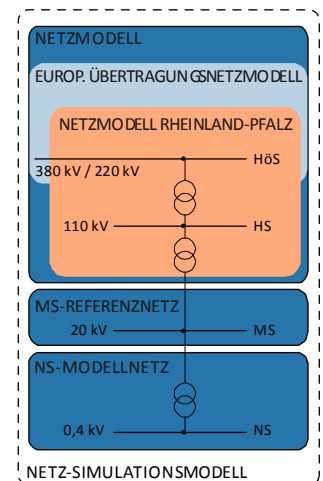
### 4.1.3 Verteilung der Leistung auf Netzknoten

Entscheidend für die Betriebsmittelauslastungen in den Lastflussberechnungen<sup>22</sup> sind neben der Abbildung der Leitungen, Transformatoren und Schaltzustände die (aggregierten) Leistungen der angeschlossenen Verbraucher und Erzeugungsanlagen. Um daraus realistische Aussagen für einen benötigten Netzausbau ableiten zu können, müssen die berücksichtigten Leistungen einen möglichst differenzierten Querschnitt über tatsächlich auftretende Lastverhältnisse widerspiegeln. Aus diesem Grund wird der Versuch unternommen, die an allen MS-Netzknoten aggregierten Verbrauchs- und Einspeisemessprofile aller Verbraucher sowie der Windenergie- und PV-Einspeisung über zwei volle Jahre (2011 und 2012) in das Netzmodell Rheinland-Pfalz hineinzugeben. Auf diese Weise sollen auch Ausgleichseffekte zwischen Regionen in Rheinland-Pfalz in die berechneten Lastflüsse und damit Betriebsmittelauslastungen einfließen können.

Zur Erstellung der Einspeisepprofile für das Netzmodell Rheinland-Pfalz wurden zu diesem Zweck von den Verteilnetzbetreibern in großem Umfang Messprofile an Energynautics übermittelt. Dennoch konnten nicht für alle Netzknoten individuell gemessene Jahresgänge erfasst werden. In der Tat trifft dies für einen erheblichen Teil der Netzknoten zu, weshalb an den betreffenden Stellen ein skaliertes Ersatzprofil zum Einsatz kommt. Die von den Verteilnetzbetreibern übermittelten Jahresgänge aus Viertelstundenmittelwerten werden individuell ausgewertet und auf ihre Eignung für die Weiterverwendung im Modell überprüft. Ungeeignete Profile weisen etwa nicht die benötigte Trennung von Last und Erzeugung auf, enthalten für längere Zeiträume keine Werte oder weichen in den enthaltenen Leistungsmaxima erheblich von den im Versorgungszusammenhang zu erwartenden Werten ab.

Wie bereits erwähnt (vgl. Kapitel 3.4.1), muss für eine Reihe von Netzknoten ein Ersatzprofil für die Einspeisung (Windenergie, PV) und/oder die Last angenommen werden. Um hier ein für Rheinland-Pfalz möglichst repräsentatives Profil zu verwenden, wurde ein skaliertes Profil (jeweils für die Einspeisung aus Windenergie und PV sowie für die Last) des größten mit vollständigen Messdaten ausgestatteten aggregierten Netzgebietes verwendet – im konkreten Fall handelt es sich dabei um die aggregierten Jahresgänge der Pfalzwerke Netz AG.

Die Verwendung von Ersatzprofilen und die Plausibilitätsprüfung von Messprofilen setzen weitere Daten als Arbeitsgrundlage voraus: Die installierte Leistung von EEG-Anlagen je Gemeinde ist in Form der Amprion-Anlagenstammdaten [14] verfügbar und wurde von den Verteilnetzbetreibern um weitere Angaben ergänzt. Im Einzelnen wurden Informationen zu Zuordnungen von Gemeinden und Umspannanlagen, Gemeindeenergieverbräuche und Angaben zu installierten Leistungen von EEG-Anlagen je Umspannwerk übermittelt und ausgewertet. Die Amprion-Anlagenstammdaten bilden dabei die Referenz für die räumliche Verteilung der installierten Leistung von EEG-Anlagen und stellen damit auch die Grundlage



<sup>22</sup> Die Lastflussberechnungen stellen einen Aspekt der durchzuführenden Netz-Simulationen dar.

für deren Hochrechnung auf die Jahre 2017 und 2030 dar. Um aus den bekannten installierten Leistungen jeweils die korrekten Einspeisemengen je Netzknoten zu erhalten, wurde die Skalierung der Profile stets anhand der einheitlichen Annahmen für die Volllaststunden vorgenommen, die bereits im Kapitel 2.1.4 dargelegt sind.

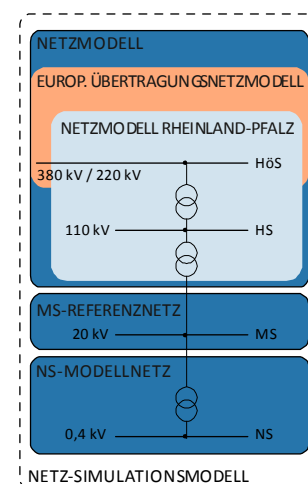
Zusätzlich zu den zwei Jahresverläufen werden noch vier Extremsituationen berücksichtigt, in denen praktisch extrem selten auftretende Kombinationen von hoher und niedriger Last mit hoher und niedriger Einspeisung aus Windenergie und PV in die Betrachtung mit einfließen. Da ein gleichzeitiges Auftreten der minimalen oder maximalen Last mit maximaler Wind- und gleichzeitig maximaler Sonneneinspeisung in der Praxis nicht vorkommt, werden die in Tabelle 9 aufgeführten Kombinationen als Extremfälle verwendet, die in den gemessenen Jahresgängen allerdings zu keinem Zeitpunkt erreicht wurden.

Tabelle 9: Extremszenarien bei der Bestimmung des Netzausbaus. Quelle: Eigene Angaben (Energynautics GmbH)

Last (bezogen auf gesamt Rheinland-Pfalz)	Windenergie (bezogen auf die installierte Windleistung in Rheinland-Pfalz)	PV (bezogen auf die installierte PV- Leistung in Rheinland-Pfalz)
Maximal	90 %	60 %
Maximal	0 %	0 %
Minimal	90 %	60 %
Minimal	0 %	0 %

Für die Last- und Erzeugungsprofile der Netzknoten außerhalb von Rheinland-Pfalz wurden eine Reihe verschiedener Quellen ausgewertet: Für die Lastgänge werden von der ENTSO-E veröffentlichte Verläufe der landesspezifischen vertikalen Netzlast verwendet. Die Verläufe der Wind- und PV-Stromerzeugung wurden auf Grundlage von Wetterdaten und Angaben zu installierten Leistungen erzeugt. Die Angaben in Bezug auf die installierte Leistung und Last für Europa stammen größtenteils aus den EU Energy Trends [23], für Deutschland aus dem NEP 2013 [11] (vgl. Kapitel 4.1.2).

Im Gegensatz zur Erzeugung aus Windenergie und PV werden für andere Erzeugungseinheiten wie Wasserkraft, Biomasse, Gaskraftwerke und andere konventionelle Kraftwerkstypen keine Erzeugungsprofile vorgegeben. Diese Kraftwerke werden im Rahmen der Berechnungen als steuerbar angenommen und stehen in allen Szenarien mit ihrer vollständigen Leistung zum Dispatch zur Verfügung. Standorte und Leistungen dieser Anlagen werden Angaben der Netzbetreiber, den Amprion-Anlagenstammdaten [14], der Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur [5] und den oben bereits angegebenen Quellen für die Leistungen in Europa entnommen.





#### 4.1.4 Methodik der Simulationsdurchführung für das Netzmodell (HöS-/HS-Ebene) – Vorgehensweise und Annahmen

Mit Hilfe des Netzmodells und den Leistungsprofilen werden in den Untersuchungsszenarien (vgl. Kapitel 2.3) der Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz die Betriebsmittelbelastungen im Höchst- und Hochspannungsnetz analysiert und daraus der nötige Netzausbau abgeleitet. Die Durchführung der Simulationen basiert für alle Szenarien auf derselben Methodik:

##### A. Schritt 1: Integration des bereits feststehenden Netzausbaus in das Netzmodell

In das Netzmodell für das Jahr 2017 werden, ausgehend vom Modell des Ist-Zustands, lediglich die bereits feststehenden Planungen der Netzbetreiber integriert, so dass das Ausgangsmodell für alle Szenarien identisch ist. In das Netzmodell für das Untersuchungsjahr 2030 werden neben den für bis 2030 relevanten Planungsvorgaben der Netzbetreiber dagegen auch die im Szenario für das Jahr 2017 mittels Simulationen ermittelten Leitungsverstärkungen integriert, die sich zwischen den Untersuchungsszenarien unterscheiden können.

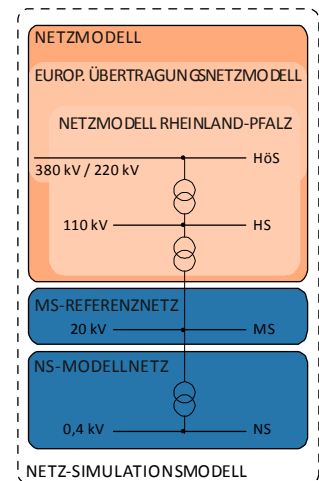
##### B. Schritt 2: Skalierung der Profile

Je nach Untersuchungsszenario und Untersuchungszeit (das Jahr 2017 oder 2030) können sich sowohl die Höhe der installierten Leistungen als auch die Betriebsparameter von Verbrauch und Erzeugung verändern, etwa wenn Abregelung von Erzeugungsanlagen oder der Einsatz von Speichern in die Betrachtung integriert werden. Soweit diese Änderungen einen Einfluss auf die Leistungsprofile mit sich bringen, werden diese in den Szenarien entsprechend angepasst.

##### C. Schritt 3: Dispatch der steuerbaren Einspeise- und Verbrauchsleistungsanteile in Optimal-Power-Flow-Berechnungen (OPF)

Die Zuweisung der Leistung zu den steuerbaren Kraftwerken (Dispatch) erfolgt in optimierenden Lastflussberechnungen (Optimal Power Flow, OPF). Dabei werden die einstellbaren Parameter des Modells während der Berechnung so eingestellt, dass sich im Hinblick auf ein ausgewähltes Kriterium (Zielfunktion) unter Beachtung von Nebenbedingungen die bestmögliche Lösung ergibt. In diesem Zusammenhang sind die Leistungswerte der steuerbaren Kraftwerke die einstellbaren Parameter. Zielfunktion der Optimierung ist die Minimierung des erforderlichen Netzausbaus.

Bei den enthaltenen Lastflussberechnungen handelt es sich um einen sogenannten DC-Lastfluss, der bei geringerer Genauigkeit günstigere Recheneigenschaften aufweist als die häufig verwendeten (AC-)Lastflussberechnungen. Dadurch kann bei der Optimierung die Berücksichtigung gleich mehrerer Zeitschritte in einem Optimierungsschritt erfolgen, was die Qualität der Ergebnisse erhöht (weniger Netzausbau). In einem ersten Durchlauf über alle Zeitschritte (Stundenwerte zweier Jahre plus Extremszenarien) wird der Netzausbau gemeinsam mit einem vorläufigen Einspeisefahrplan (Dispatch) ermittelt. Der



zweite Durchlauf erstellt dann ausgehend von dem fertigen Netzausbau den endgültigen Dispatch, so dass dieser auch in den ersten Zeitschritten auf den berechneten Netzzustand abgestimmt ist. Die in diesem Arbeitsschritt verwendete Software ist eine Eigenentwicklung von Energynautics.

**D. Schritt 4: Validierung des ermittelten Leitungsausbaus und Ermittlung des Transformatorausbaus in AC-Lastflussberechnungen**

In diesem Schritt werden dieselben Einspeise- und Lastprofile wie bereits bei der Optimierung noch einmal durchlaufen und der dort berechnete Leitungsausbau und Dispatch berücksichtigt. Die AC-Lastflussberechnung liefert hinsichtlich der Betriebsmittelauslastungen eine höhere Genauigkeit als die DC-Lastflussrechnung, weil sie auch Netzverluste und Blindleistung abbilden kann. Für die AC-Lastflussrechnung werden folgende Maßgaben umgesetzt:

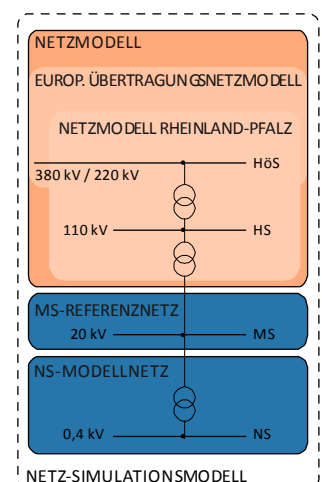
- Durch Netzverluste entsteht zwischen DC-Lastfluss und AC-Lastfluss ein Leistungsungleichgewicht, das über eine Anpassung aller Einspeisungen an den europäischen Netzknoten<sup>23</sup> ausgeglichen wird.
- Alle Lasten und Erzeuger in Rheinland-Pfalz verbrauchen bzw. erzeugen nur Wirkleistung (d.h. die Blindleistung wird zunächst mit Null angesetzt). Andere Einstellungen werden nur in begrenztem Umfang noch untersucht.
- An allen europäischen Netzknoten findet eine Spannungs-/Blindleistungsregelung statt. Blindleistungsgrenzen werden nicht gesetzt, kleine Spannungsabweichungen sind allerdings erlaubt.

Die verwendeten Verfahren der DC- und AC-Lastflussrechnung können in allen Fällen nur einen Ausbaubedarf bestehender Leitungen anzeigen, aber keine neuen Verbindungen zwischen vorher nicht direkt verbundenen Netzknoten anlegen.

Alle aufgeführten Arbeitsschritte werden in den Szenarien jeweils für das Jahr 2017 und 2030 komplett durchlaufen.

**4.1.5 Validierung des Netzmodells (HÖS-/HS-Ebene) für den Ist-Zustand 2012**

Das Netzmodell des Ist-Zustandes stellt die Grundlage für die Simulationen der Jahre 2017 und 2030 dar. Zur Validierung des Netzmodells wurden die Lastflussberechnungen zur Bestimmung des Netzausbaus mit dem Ist-Zustand des Netzes und den Leistungsdaten der Jahre 2011 und 2012 durchgeführt. Dabei wurde kein Netzausbaubedarf für den Ist-Zustand festgestellt und die Eignung des Netzmodells und der Methodik dadurch bestätigt.



<sup>23</sup> Alle Netzknoten außerhalb von Rheinland-Pfalz werden hier als europäische Netzknoten bezeichnet.

#### 4.1.6 Anpassung des Netzmodells (HÖS-/HS-Ebene) an 2017 und 2030

Um die rheinland-pfälzischen Stromnetze hinsichtlich der Zieljahre 2017 und 2030 zu untersuchen, ist es notwendig, das erstellte Netzmodell an das jeweilige Jahr anzupassen, indem die installierten Leistungen, der Verbrauch sowie der entsprechende Netzausbau angeglichen werden.

Der Verbrauch der Zieljahre ergibt sich durch die vorgegebene Stromeffizienz von 1,5 % pro Jahr, ausgehend vom Referenzjahr 2012 (vgl. Kapitel 2.1.3), so dass für das Jahr 2017 ein Bruttostromverbrauch für Rheinland-Pfalz in Höhe von 25,9 TWh/a und für 2030 von 21,3 TWh/a anzusetzen ist.

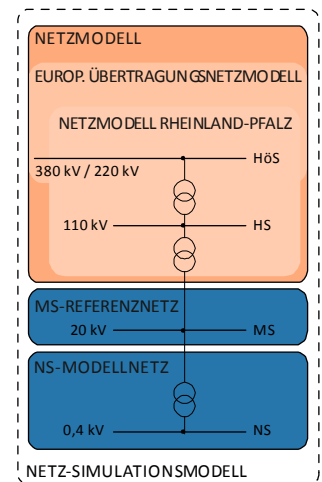
Die installierten Leistungen für die Jahre 2017 und 2030 stellen sich in Abhängigkeit des jeweiligen Untersuchungsschwerpunktes (vgl. Kapitel 2.3) ein.

Vor Beginn der Simulationen wird das Netzmodell selbst an den bereits bekannten Planungsstand angepasst. Dies gilt sowohl für das Netzmodell Rheinland-Pfalz als auch für das Modell des europäischen Übertragungsnetzes. Einzelheiten zu geplanten Änderungen am europäischen Übertragungsnetz werden von der ENTSO-E im Ten-Year Network Development Plan (kurz TYNDP) veröffentlicht [28]. Diese sind unter Berücksichtigung der Zeithorizonte der Einzelmaßnahmen in das Netzmodell einzupflegen<sup>24</sup>.

Noch genauer als im TYNDP wird in Deutschland der durch die Übertragungsnetzbetreiber geplante Maßnahmenkatalog im Höchstspannungsnetz im Netzentwicklungsplan (kurz NEP) veröffentlicht, der jedes Jahr aktualisiert und im Internet frei verfügbar gemacht wird. Die in der aktuellsten Version des NEP 2013 1. Entwurf [11] beschriebenen Maßnahmen werden entsprechend der Inbetriebnahmezeitpunkte in die Netzmodelle für die Jahre 2017 und 2030 übertragen.<sup>25</sup> Dabei werden seitens des Übertragungsnetzbetreibers Amprion weitere zusätzliche Informationen zu Einzelmaßnahmen bereitgestellt, die entsprechend in das Netzmodell übernommen werden.

Die Verteilnetzbetreiber der 110 kV-Ebene in Rheinland-Pfalz haben wie die Übertragungsnetzbetreiber bereits eine gute Übersicht über die in den kommenden drei bis fünf Jahren geplanten Verstärkungs- und Umbaumaßnahmen an ihren Netzen. Informationen darüber wurden von den Verteilnetzbetreibern direkt zur Verfügung gestellt und von Energynautics in das Netzmodell Rheinland-Pfalz integriert.

Die vorab berücksichtigten geplanten Änderungen der Netzbetreiber umfassen sowohl den Neubau von Leitungen als auch die Verstärkung und den Umbau bestehender Leitungen sowie weiterhin die Errichtung neuer Umspannwerke. Auch Änderungen in der Transformatoranordnung bestehender Umspannstationen werden übernommen.



<sup>24</sup> Es wird der TYNDP 2012 verwendet.

<sup>25</sup> Geschuldet der Tatsache, dass das europäische Netzmodell inkl. Deutschland eine vereinfachte Abbildung der realen Stromnetze darstellt, werden die Maßnahmen im NEP integriert, soweit sie für dieses vereinfachte Netzmodell relevant sind.

Auf Grundlage des so an den Planungsstand angepassten Netzmodells erfolgt dann in der Simulation die Ermittlung der Betriebsmittelauslastungen zur Bestimmung gegebenenfalls zusätzlich notwendiger Verstärkungsmaßnahmen.

Die von Energynautics ermittelten zusätzlichen Netzverstärkungsmaßnahmen werden nach Maßgabe der Planungsgrundsätze der Netzbetreiber in das Netzmodell eingebaut. So werden etwa keine Verstärkungen auf der 220 kV-Ebene durch Schaffung neuer Stromkreise umgesetzt – laut Amprion würde in der Praxis stattdessen ein Upgrade auf 380 kV durchgeführt, was bei etwas höheren Kosten gleich einen deutlichen Gewinn an Übertragungskapazität mit sich bringt. Die 220 kV-Ebene wird so langfristig gegenüber der 380 kV-Ebene an Bedeutung verlieren.

#### 4.2 MODELLIERUNG DER MITTELSPANNUNGSEBENE MITTELS REFERENZNETZEN

In Rheinland-Pfalz werden mehrere Hundert Mittelspannungsnetze betrieben. Mittelspannungsnetze dienen dazu je nach Bevölkerungsdichte eine oder mehrere Ortschaften mit elektrischer Energie zu versorgen und immer häufiger auch, einen Transport und die Verteilung der dezentral erzeugten Energie durch z.B. Windenergieanlagen oder PV zu ermöglichen. Eine Modellierung jedes einzelnen dieser Netze würde den Rahmen der Studie sprengen und auch eine vergleichende Untersuchung verschiedener Ausbauszenarien aufgrund langer Simulationszeiten unmöglich machen. Daher wurde in Anlehnung an die dena-Verteilnetzstudie [10, p. 55 ff.] der Referenznetzansatz gewählt, um die Beeinflussung der Mittelspannungsnetze unter einer hohen integrierten Anschlussleistung erneuerbarer Energien zu untersuchen.

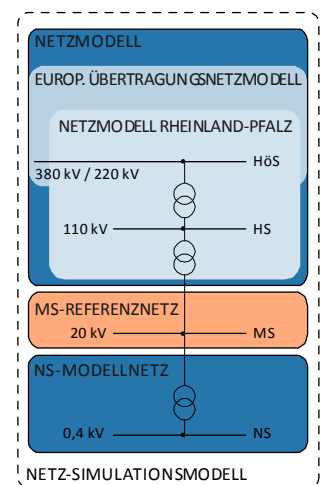
Unter einem MS-Referenznetz versteht man ein real existierendes Netz der MS-Ebene, welches repräsentativ für ein bestehendes Netzgebiet ist.<sup>26</sup>

Im Folgenden wird die Vorgehensweise geschildert, wie solche MS-Referenznetze für die MS-Ebene ermittelt bzw. modelliert worden sind.

##### 4.2.1 Auswahl von Referenzgemeinden

Wie bereits erwähnt, stellen MS-Referenznetze tatsächlich vorhandene Netzgebiete dar. Aufgrund dessen ist es erforderlich, Referenzgemeinden ausfindig zu machen, deren Netzgebiet repräsentativ für die MS-Ebene in Rheinland-Pfalz ist und somit als MS-Referenznetz herangezogen werden kann. Nach der Auswahl von solchen Referenzgemeinden, werden deren Mittelspannungsnetze detailliert modelliert und mittels Simulationen untersucht.

Zur Ermittlung der Referenzgemeinden sind zunächst in Abhängigkeit der Einwohnerdichte alle Gemeinden in Rheinland-Pfalz gemäß der dena-Verteilnetzstudie [10, p. 66ff.]



<sup>26</sup> Eigene Definition Energynautics GmbH.

in fünf Klassen einzuteilen (A bis E). Die Einteilung der Klassen erfolgt nach den folgenden Kriterien:

- A: < 150 Einwohner/km<sup>2</sup>
- B: 150 – 300 Einwohner/km<sup>2</sup>
- C: 300 – 500 Einwohner/km<sup>2</sup>
- D: 500 – 1000 Einwohner/km<sup>2</sup>
- E: > 1000 Einwohner/km<sup>2</sup>

Die Anzahl der Gemeinden, die den Klassen C, D bzw. E zuzuordnen sind, ist verhältnismäßig gering, wodurch die drei Klassen zu einer zusammengefasst werden können (Klasse CDE). Demgegenüber fallen anteilmäßig viele Gemeinden auf die Klasse A an, weshalb hier eine Unterteilung in Klasse A1 und A2 sinnvoll erscheint, um die Größe der Klasse nicht zu überdimensionieren. In A1 sind all diejenigen Gemeinden enthalten, die im Jahr 2012 einen unterdurchschnittlichen PV-Anteil aufgewiesen haben, in A2 wiederum diejenigen mit einem überdurchschnittlichen PV-Anteil. Für eine möglichst exakte Abbildung der rheinland-pfälzischen MS-Ebene werden für jede Klasse (A1, A2, B sowie CDE) MS-Referenznetze erstellt und analysiert.

Abweichend zur dena-Verteilnetzstudie wird der Windenergieanteil bei der Klassenaufteilung nicht betrachtet, da davon ausgegangen wird, dass 2030 alle Windenergieanlagen an die HS/MS-Umspannanlagen bzw. an die HS-/HöS-Ebene angeschlossen sind. Dafür gibt es maßgeblich zwei Gründe: Zum einen werden zukünftige Repowering<sup>27</sup>-Maßnahmen von Windenergie die maximal sinnvoll in die Mittelspannung einzuspeisende Leistungen überschreiten. Zum anderen werden laut der Teilfortschreibung des Landesentwicklungsprogramms [29, p. 17] keine Einzelanlagen mehr genehmigt, wodurch eine Mindestgröße von 7 MW pro Windpark festgelegt wurde, welche in der Regel die mögliche Aufnahmekapazität von bestehenden MS-Leitungen überschreitet. Lediglich im Jahr 2017 werden bestehende Windenergieanlagen noch in der Mittelspannung berücksichtigt, es erfolgt aber kein weiterer Zubau in der MS-Ebene direkt. Folglich spielt bei der Erstellung der MS-Referenznetze der PV-Anteil die wesentliche Rolle.

Um aus der Fülle der Gemeinden in den einzelnen Klassen eine Referenzgemeinde zu definieren, ist im nächsten Schritt das Klassenzentrum<sup>28</sup> der einzelnen Klassen zu bestimmen. Zur Durchführung dieses Prozesses ist für jede Gemeinde ihr PV-Anteil im Jahr 2030 über ihren PV-Anteil im Jahr 2012 in einem Diagramm aufzutragen. In Abbildung 26 ist der Prozess beispielhaft für Klasse A1 dargelegt.

.....  
<sup>27</sup> „Beim Repowering werden Windenergieanlagen der ersten Generationen durch moderne, effizientere Turbinen ersetzt.“ [72, p. 8]

<sup>28</sup> Das Klassenzentrum stellt den arithmetischen Mittelwert der Koordinaten der Punkte der betrachteten Menge in Abbildung 26 dar.

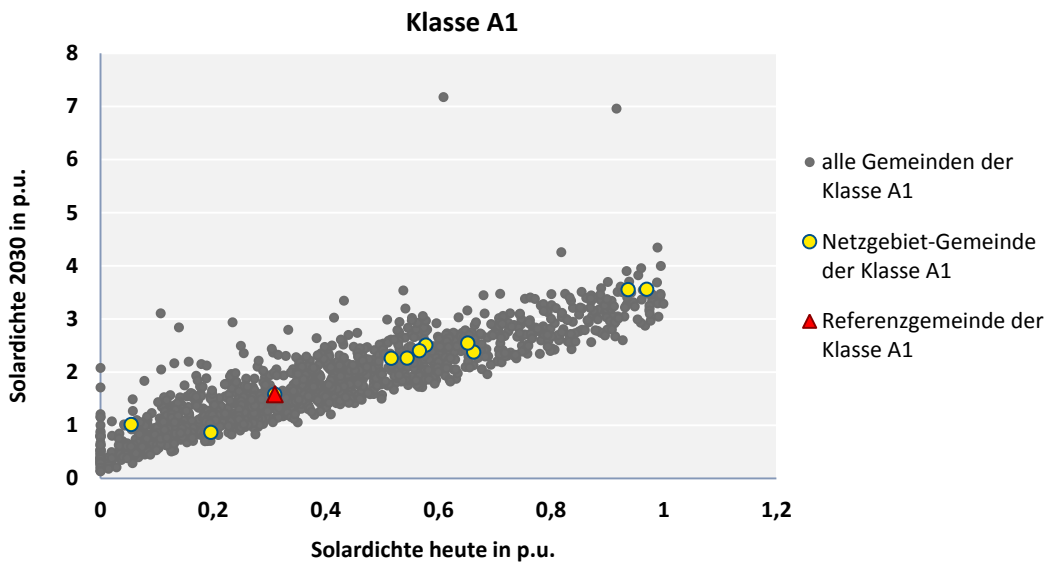


Abbildung 26: Unterteilung der Klasse A1 nach ihrer Solardichte<sup>29</sup> zur Ermittlung des Klassenzentrums.  
 Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)

Die Gemeinde, die in der Nähe des Klassenzentrums liegt, wird als Referenzgemeinde der Klasse A1 ausgewählt. Analog werden für die restlichen Klassen ihre Referenzgemeinden bestimmt.

Neben der Referenzgemeinde sind in Abbildung 26 weitere sogenannte „Netzgebiet-Gemeinden“ eingetragen. Es handelt sich hierbei um diejenigen Gemeinden, die zwar keine Referenzgemeinde darstellen, jedoch im Netzgebiet der Referenzgemeinde integriert sind. Abbildung 27 soll dies verdeutlichen. Hier wird beispielsweise das Netzgebiet der A1-Referenzgemeinde dargelegt.

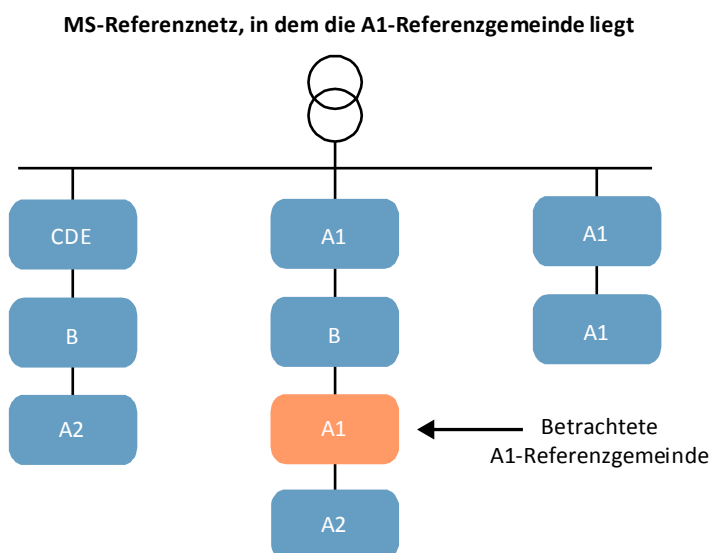


Abbildung 27: Beispielhafte Darstellung des MS-Referenznetzes der Referenzgemeinde der Klasse A1.  
 Quelle: Eigene Darstellung (Energynautics GmbH)

<sup>29</sup> Die Solardichte beschreibt den Quotienten aus der installierten Leistung bezogen auf die Gemeindefläche.

Wie zu erkennen ist, hängen an derselben Umspannanlage zusätzlich zur A1-Referenzgemeinde drei weitere A1-Gemeinden sowie zwei A2-Gemeinden, zwei B-Gemeinden und eine CDE-Gemeinde. Folglich ist eine separate Nachbildung und Betrachtung des Netzgebiets einer einzelnen Referenzgemeinde in der Simulationssoftware nicht möglich. Geschuldet dieser Tatsache, werden bei der Berechnung des erforderlichen Netzausbaus der MS-Ebene die Netzgebiet-Gemeinden hinzugezogen.

#### 4.2.2 Modellierung der MS-Referenznetze

Für die ausgewählten Referenzgemeinden inkl. den entsprechenden Netzgebiet-Gemeinden je Klasse werden in der Simulationssoftware MS-Referenznetze der zugehörigen Umspannanlagen erstellt (entsprechend Abbildung 27). Es wird angenommen, dass bereits heute angeschlossene Windenergieanlagen auch im Jahr 2017 noch in der MS-Ebene anzutreffen sind, im Jahr 2030 allerdings nicht mehr – wie bereits ausführlich in Kapitel 4.2.1 geschildert.

Zur Berechnung der Netzsituation in den Jahren 2017 und 2030 sind die für die jeweilige Referenzgemeinde und ihre Netzgebiet-Gemeinden ermittelten PV-Anteile<sup>30</sup> ins MS-Referenznetz zu implementieren. Die PV-Leistung in einer Gemeinde<sup>31</sup> wird anteilig auf die Ortsnetztransformatoren dieser Gemeinde gemäß ihrer Kapazität proportional verteilt.

Mit dem zunehmenden PV-Ausbau sowie der daraus resultierenden hohen installierten PV-Leistung sind für das Jahr 2017 und insbesondere für das Jahr 2030 Herausforderungen im Netz zu stemmen, für welche in einem zweistufigen Ansatz Lösungen gesucht werden. Die Herausforderungen bestehen aus Überschreitungen von Spannungs- oder Auslastungsgrenzen, die in Absprache mit den Verteilnetzbetreibern wie folgt gesetzt wurden:

- Leitungen: maximal 100 % Auslastung  
(Unter der Annahme, dass die Leitung nachts – also ohne Sonneneinstrahlung – abkühlen kann.)
- Spannungen: maximal 4 % Spannungshub entlang der Abgänge entsprechend der dena Verteilnetzstudie [10, p. 92]
- Transformatoren: maximal 120 % Auslastung

Die Schritte zur Bewältigung der Herausforderungen werden nun im Einzelnen erläutert.

#### A. Schritt 1: Topologieänderungen

Durch Änderung des Schaltzustands des Netzes können insbesondere Spannungsprobleme behoben werden. Ein vielleicht heute optimaler Schaltzustand, der in der Regel auf die angeschlossene Last ausgelegt ist, ist zukünftig aufgrund der geänderten

<sup>30</sup> Die Ermittlung und Verteilung der PV in Rheinland-Pfalz wird ausführlich in Kapitel 5.2 behandelt.

<sup>31</sup> Referenzgemeinde sowie ihre Netzgebiet-Gemeinden.

Versorgungsaufgabe (erhöhte PV-Leistung) nicht mehr notwendigerweise optimal. Durch eine Änderung der Zusammenschaltung der Netzabschnitte können daher solche Abschnitte mit einem hohen PV-Anteil verkürzt werden, welches automatisch zu einem geringeren Spannungsanstieg führt. Dabei müssen unter Umständen andere Stränge verlängert werden, welches wiederum nicht zu Spannungsproblemen führen darf. Eine einfache aber wirkungsvolle Regel dabei ist, die Leitungslänge der Abgänge der Umspannanlagen zu vergleichmäßigen, um somit vor allem lange Leitungen (>20 km) – soweit möglich – zu vermeiden.

## **B. Schritt 2: Leitungsaustausch**

Im zweiten Schritt werden überlastete Leitungen (meist Freileitungen) durch 240 mm<sup>2</sup>-Kabel<sup>32</sup> ausgetauscht, bis keine Überlastungen mehr im Netz auftreten. Gegebenenfalls sind weitere Leitungen auszutauschen, um auch die letzten noch nicht behobenen Spannungsprobleme im Netz zu beseitigen.

### **4.2.3 Hochrechnung der Ergebnisse auf gesamt Rheinland-Pfalz**

Nachdem in Kapitel 4.2.2 dargelegt wurde, wie für die einzelnen Referenzgemeinden sowie Netzgebiet-Gemeinden je Klasse Netzausbaumaßnahmen resultieren, gilt es im Folgenden diese Ergebnisse auf gesamt Rheinland-Pfalz umzurechnen. Dies erfolgt auf Basis einer zweistufigen Hochrechnung. Dabei ist zu beachten, dass die Referenzgemeinden stärker in die Hochrechnung einfließen als die Netzgebiet-Gemeinden. So werden die Ergebnisse der einzelnen untersuchten Netzgebiet-Gemeinden (resultierend aus Kapitel 4.2.2) in Abhängigkeit der Entfernung vom Klassenzentrum stärker (nah) oder weniger stark (fern) bei der Hochrechnung gewichtet. Die Referenzgemeinden, die die geringste Entfernung zum Klassenzentrum aufweisen, fließen am stärksten ein.

## **A. Schritt 1**

Es wird zunächst unterstellt, dass innerhalb eines untersuchten MS-Referenznetzes diejenige Gemeinde<sup>33</sup> mit dem höchsten PV-Zuwachs am stärksten den für das Netz erforderlichen Leitungsausbau verantwortet. Der ermittelte Leitungsausbau (vergleiche Kapitel 4.2.2) wird daher gemäß dem PV-Zubau zwischen 2012 und 2030 bzw. 2012 und 2017 auf die an das MS-Referenznetz angeschlossenen Gemeinden aufgeteilt.

## **B. Schritt 2**

Analog zur dena-Verteilnetzstudie [10, p. 83f.] beinhaltet Schritt 2 die Ermittlung des flächenbezogenen Leitungsaubaus. Dieser Schritt ist essenziell, um die gesamte notwendige Netzausbaulänge der MS-Ebene in Rheinland-Pfalz zu berechnen.

.....

<sup>32</sup> Laut der Verteilnetzbetreiber der heute üblicherweise in der MS-Ebene eingesetzte Kabeltyp.

<sup>33</sup> Mit Gemeinde ist im Folgenden stets eine Referenzgemeinde bzw. Netzgebiet-Gemeinde gemeint.



Nachdem im vorherigen Schritt 1 der notwendige Leitungsausbau für jede untersuchte Gemeinde ermittelt wurde, wird nun dieser auf die Fläche der jeweiligen Gemeinde bezogen, um eine vergleichbare Größe für Gemeinden mit unterschiedlichen Flächen zu erhalten.

Aus den berücksichtigten Gemeinden wird dann in Abhängigkeit der Entfernung zum Klassenzentrum für jede Klasse (A1, A2, B, CDE) ein mittlerer Leitungsausbau pro Gemeindefläche ermittelt.

Schließlich gilt es, diesen klassenspezifischen flächenbezogenen Leitungsausbau mit der jeweiligen Gemeindefläche aller Gemeinden der jeweiligen Klasse zu multiplizieren. Die einzelnen Ergebnisse aufaddiert ergeben die gesamte Netzausbaulänge der MS-Ebene für Rheinland-Pfalz.

#### 4.2.4 Zusammenfassung der Methodik

Zur Bestimmung des erforderlichen Netzausbaus in der MS-Ebene werden zunächst vier Klassen gebildet (A1, A2, B, CDE), denen alle Gemeinden in Rheinland-Pfalz in Abhängigkeit ihrer Einwohnerdichte zugeordnet werden. Zur Bestimmung einer Referenzgemeinde, deren Netzgebiet als MS-Referenznetz dienen soll, ist es erforderlich, für jede Klasse aus der Fülle aller enthaltenen Gemeinden das sogenannte „Klassenzentrum“ zu ermitteln. Hierfür wird der PV-Anteil<sup>34</sup> der einzelnen Gemeinden herangezogen. Die Gemeinde mit der geringsten Entfernung zum Klassenzentrum repräsentiert am Ende die Referenzgemeinde.

Nach Erschließung einer Referenzgemeinde pro Klasse wird deren Netzgebiet in der Simulationssoftware nachgebildet, der jeweilige PV-Anteil implementiert und Simulationen durchgeführt. Im MS-Referenznetz enthalten sind dabei auch die Netzgebiet-Gemeinden. Mit einer steigenden installierten PV-Leistung im Jahr 2017 und insbesondere im Jahr 2030 sind im Netz zunehmend Überschreitungen von Spannungs- oder Auslastungsgrenzen vorzufinden. Diese auftretende Problematik wird mittels Topologieänderungen sowie Leitungsaustausch behoben.

Die abschließende Gesamtauswertung bezogen auf Rheinland-Pfalz findet in einer zweistufigen Hochrechnung statt, wodurch sich der gesamte für die MS-Ebene erforderliche Netzausbau erschließen lässt.

.....  
<sup>34</sup> Der Windenergieanteil der Gemeinden wird entsprechend der Maßgaben des Landesentwicklungsprogramms der HS-/HöS-Ebene zugewiesen und daher nicht für die Ermittlung der Referenzgemeinde berücksichtigt.

### 4.3 MODELLIERUNG DER NIEDERSPANNUNGSEBENE MITTELS MODELLNETZEN

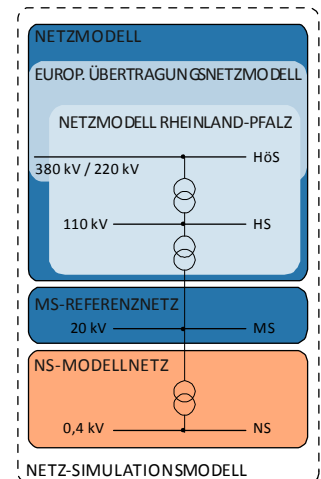
Zur Untersuchung der Beeinflussung der Niederspannungsnetze durch einen massiven PV-Ausbau wird ein Modellnetzansatz verwendet. Der Modellnetzansatz wurde bereits in anderen Studien etabliert [30, p. 22ff.], [31, p. 38ff.].

Ein NS-Modellnetz stellt ein modelliertes, nicht real existierendes Netz der NS-Ebene dar, welches repräsentativ für ein bestimmtes Gebiet verwendet wird.<sup>35</sup>

Modellnetze sind im Allgemeinen geeignet, insbesondere Versorgungsaufgaben mit nur wenigen Eingangsgrößen zu untersuchen [32, p. 38]. Diese Situation liegt im Niederspannungsnetz vor. Hier ist der Ausbau von PV vorrangig relevant, da dieser in einem bilanziellen 100 % Szenario, welches zu einem hohen Anteil auf einem dezentralen Erzeugungsausbau beruht, der maßgebliche Treiber für Netzverstärkungsmaßnahmen oder den Einsatz anderer Flexibilitätsoptionen wie Speicher sein wird. Es ist anzunehmen, dass Kleinst-Blockheizkraftwerke (BHKW) und Elektromobilität eine eher untergeordnete Rolle für den Netzausbau spielen werden. Im Jahr 2030 werden lediglich 180 MW an BHKW-Leistung in den rheinland-pfälzischen Haushalten erwartet, dies entspricht im Mittel weniger als 10 kW pro Ortsnetz<sup>36</sup>. Ebenso wird die Anzahl der Elektromobile im Jahr 2030 aufgrund der überwiegend ländlicher geprägten Struktur in Rheinland-Pfalz als eher gering eingeschätzt (vgl. Kapitel 2.1.3). Hinzu kommt ein vergleichsweise hohes Flexibilitätspotenzial durch thermische Speicher (BHKW) und chemische Speicher (Elektromobil), wodurch bei intelligentem Einsatz weniger Netzbelastung in der NS-Ebene zu erwarten ist.

Mit Hilfe von Modellnetzen können darüber hinaus vergleichende Analysen einer großen Anzahl von Versorgungsgebieten durchgeführt werden [32, p. 38]. Folglich ist festzuhalten, dass die Abbildung der NS-Ebene anhand von Modellnetzen die geeignetste Vorgehensweise darstellt.

Im Folgenden wird nun die Erstellung der NS-Modellnetze dargelegt, gefolgt von der Berechnung des notwendigen Netzausbaus. Daran anschließend wird die Bestimmung von Häufigkeitsverteilungen näher geschildert, welche ebenfalls bei der Ermittlung des erforderlichen Netzausbaus zu berücksichtigen sind. Am Ende erfolgt eine kurze Zusammenfassung zur Methodik bzgl. der Modellierung der NS-Ebene.



<sup>35</sup> Eigene Definition Energynautics GmbH.

<sup>36</sup> Die Angaben resultieren aus einer Hochrechnung der Werte aus der BMU Leitstudie, Leitszenario A [67]. Die Hochrechnung wurde seitens des Öko-Instituts e.V. vorgenommen.

### 4.3.1 Erstellung der NS-Modellnetze

Um die Netzinfrastruktur der NS-Ebene in Rheinland-Pfalz möglichst genau wiederzugeben, wurden reale Netzdaten durch die Verteilnetzbetreiber zur Verfügung gestellt. Diese dienen als Orientierung bei der Erstellung der NS-Modellnetze. In einer weiteren Abstimmung mit den Verteilnetzbetreibern wurde festgelegt, dass zwischen drei unterschiedlichen NS-Modellnetztypen auf der NS-Ebene zu differenzieren ist:

- Land
- Dorf
- Vorstadt

Die Auswahl der NS-Modellnetztypen orientiert sich dabei an dem PV-Ausbaupotenzial sowie der üblicherweise gegenwärtig bestehenden Netzinfrastruktur entsprechend der Versorgungsaufgabe der drei Kategorien „Land“, „Dorf“ und „Vorstadt“. Durch die Auswahl unterschiedlicher NS-Modellnetztypen kann die NS-Ebene angemessen repräsentiert werden, indem konkret auf abweichende Netzverhältnisse dieser drei Kategorien eingegangen wird. In dem Zusammenhang ist zu betonen, dass eine detaillierte Untersuchung der Kategorie „Stadt“ als nicht notwendig angesehen wurde, da hier die bestehende Netzinfrastruktur im Verhältnis zum PV-Potenzial stark ausgebaut ist und somit lediglich in Einzelfällen mit einer Überlastung durch PV-Anlagen in der Niederspannung zu rechnen ist. Folglich ist im Netzgebiet „Stadt“ mit keinem nennenswerten Netzausbau zu rechnen, wodurch von einer differenzierten Analyse abgesehen werden kann.

Die typischen Kennwerte, die die drei NS-Modellnetztypen charakterisieren, sind in Tabelle 10 zusammengefasst.

**Tabelle 10: Charakterisierung der drei untersuchten NS-Modellnetze. Quelle: [33], [34], [30], [35]**

	Vorstadt	Dorf	Land
<b>Transformator Nennleistung</b>	400 kVA	250 kVA	160 kVA
<b>Leitungstyp</b>	NAYY-J 4x150 mm <sup>2</sup>	NFA2X 4x70mm <sup>2</sup>	NFA2X 4x70mm <sup>2</sup>
<b>Mittlerer Hausabstand</b>	35 m	45 m	70 m
<b>Anzahl der Hausanschlüsse pro Strang</b>	10	10	7
<b>Anzahl der Hausanschlüsse</b>	70	50	14
<b>Anzahl der Wohnhäuser</b>	56	40	8
<b>Anzahl der Landwirtschaften bzw. Gewerbe</b>	14	10	6
<b>Anzahl der Leitungsstränge</b>	7	5	2
<b>Mittlere Stranglänge</b>	350 m	450 m	490 m

Basierend auf diesen typischen Kennwerten werden die drei NS-Modellnetztypen in der Simulationssoftware modelliert.

### 4.3.2 Auswertung der NS-Modellnetze: Berechnung Netzausbau

Im Rahmen der bilanziellen 100 %-Strategie in Rheinland-Pfalz gilt es, den erforderlichen Netzausbau in der NS-Ebene zu quantifizieren. Durch Lastflussberechnungen in der Simulationssoftware und der anschließenden Auswertung kann der Netzausbau in den einzelnen erstellten NS-Modellnetzen bestimmt werden. Zu beachten ist, dass Spannungsproblematiken in elektrischen Stromnetzen generell von der Leitungslänge sowie dem Einspeisepunkt der Erzeuger abhängen. Um dieser Tatsache gerecht zu werden, erfolgt die Lastflussberechnung der NS-Modellnetze nicht nur in Abhängigkeit des PV-Anteils, sondern ebenso in Abhängigkeit der Leitungslänge sowie der Verteilung des PV-Einspeisepunktes im Niederspannungsstrang (PV-Verteilung). Dabei werden alle möglichen Kombinationen aus den drei Parametern einer Netzberechnung unterzogen. Beim Auftreten von Überspannungen oder Überlastungen werden entsprechend erforderliche Netzausbaumaßnahmen vorgenommen. Der Prozess ist separat für alle drei NS-Modellnetztypen „Land“, „Dorf“, „Vorstadt“ durchzuführen.

Die konkreten Netzausbaumaßnahmen werden in Anlehnung an die dena-Verteilnetzstudie [10, p. 93] umgesetzt und sind in Abbildung 28 dargestellt:

- Bei Überlast wird das Netz bei 50 % der Stranglänge geteilt und das hintere Ende über ein 150 mm<sup>2</sup>-Kabel an den Ortsnetztransformator angeschlossen.
- Bei Überspannung erfolgt die Teilung des Netzes bei 66 % der Stranglänge. Der Anschluss des hinteren Endes findet erneut über ein 150 mm<sup>2</sup>-Kabel statt.

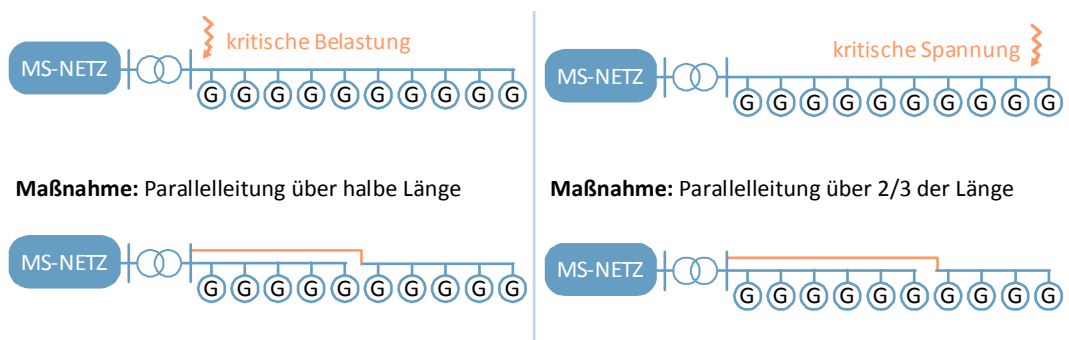


Abbildung 28: Beispiel von Netzausbaumaßnahmen in der NS-Ebene in Anlehnung an die dena-Verteilnetzstudie [10, p. 93]

Sollten so hohe PV-Anteile in einem NS-Modellnetz erreicht werden, dass die dargelegten Netzausbaumaßnahmen nicht ausreichen, so ist es erforderlich, existierende Freileitungen durch Kabel zu ersetzen<sup>37</sup> bzw. parallele Kabel zu bereits bestehenden zu

.....

<sup>37</sup> Gemäß § 43h EnWG sind Freileitungen in der NS-Ebene durch Kabel zu ersetzen.

verlegen. Sollte ferner die erzielte PV-Leistung eines NS-Modellnetzes die installierte Transformatorleistung überschreiten, so wird ein Austausch durch einen 630 kVA-Transformator<sup>38</sup> vorgenommen bzw. der Bau einer weiteren Ortsnetzstation angenommen.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass sich für jedes NS-Modellnetz in Abhängigkeit der drei Parameter: PV-Anteil, Leitungslänge sowie PV-Verteilung ein bestimmter Netzausbau ermitteln lässt.

Anschließend muss eine Gewichtung der ermittelten Ergebnisse erfolgen, die berücksichtigt, welche Konstellation – bestehend aus einem bestimmten PV-Anteil, Leitungslänge sowie PV-Verteilung – wie häufig vorzufinden ist. So werden die einzelnen Parameter mit ihrer Häufigkeitsverteilung gewichtet, wodurch der erforderliche Netzausbau, bezogen auf die gesamte NS-Ebene, realistisch wiedergegeben werden kann.

### 4.3.3 Parameter 1: Bestimmung des PV-Anteils und dessen Häufigkeitsverteilung

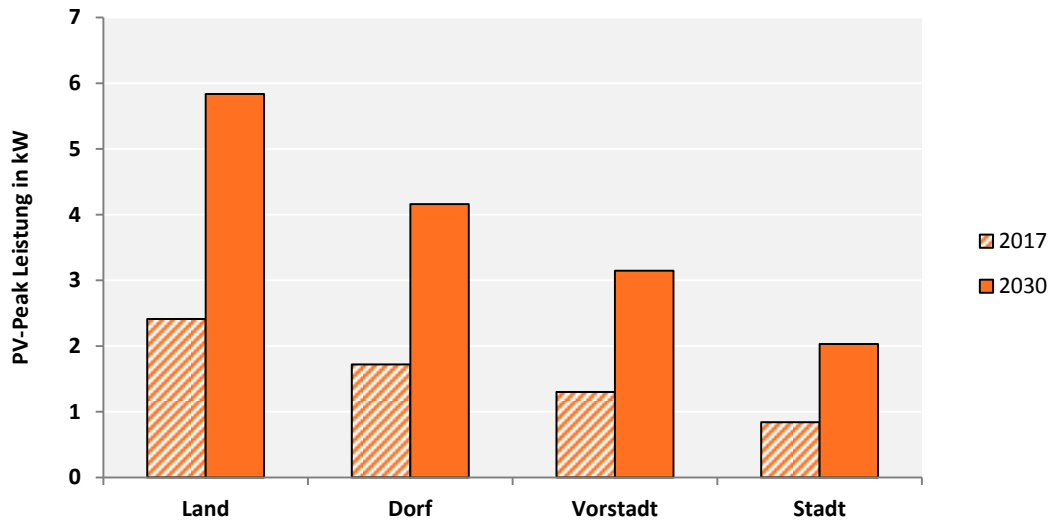
Für die Untersuchung des Verteilnetzes hinsichtlich der Jahre 2017 und 2030 im Rahmen der vorliegenden Studie ist es evident, den erwarteten PV-Anteil in den einzelnen Netzen der NS-Ebene für diese zwei Zieljahre zu ermitteln. Dabei wird die Annahme getroffen, dass 80 % der gesamten installierten PV-Leistung in 2030 in der Niederspannung angeschlossen sind, die restlichen 20 % werden der Sammelschiene der jeweiligen Ortsnetztransformatoren oder höheren Spannungsebenen zugewiesen. Bereits heute sind ca. 68 % der installierten PV-Leistung in der NS-Ebene anzutreffen. Gemäß § 20b Abs. 9a EEG erfolgt eine Deckelung der PV-Leistung bei 52.000 MW. Nach Erreichen dieses Wertes wird die staatliche Subventionierung der PV eingestellt. Daher ist anzunehmen, dass der Anreiz für den PV-Ausbau zukünftig vor allem über den Eigenverbrauch erfolgen wird, wodurch vermehrte Neuanschlüsse in der NS-Ebene bis zum Jahr 2030 zu erwarten sind.

Die Aufteilung der in Rheinland-Pfalz installierten PV-Leistung (jeweils für die Jahre 2017 und 2030) auf die drei NS-Modellnetztypen („Dorf“, „Land“, „Vorstadt“) wird ermittelt, indem die einzelnen rheinland-pfälzischen Gemeinden, deren PV-Anteil bekannt ist, anhand ihrer Einwohnerdichte einem der NS-Modellnetztypen zugewiesen werden.

Durch Auswertung der Anzahl der Ortsnetztransformatoren<sup>39</sup> in Rheinland-Pfalz und unter Berücksichtigung der Anzahl der Haushalte (vgl. Tabelle 10) in dem jeweiligen NS-Modellnetz erhält man eine mittlere PV-Leistung pro Haushalt für jeden NS-Modellnetztypen (vgl. Abbildung 29).

.....  
<sup>38</sup> Nach Aussage der Verteilnetzbetreiber ist dies die heute verwendete Standardgröße für NS-Transformatoren.

<sup>39</sup> Für die Anzahl der Ortsnetzstationen wurde ein Wert in Höhe von 22.000 abgeschätzt. Gemäß der Annahme, dass die Größenordnung von Rheinland-Pfalz bezogen auf Deutschland rund 5 % beträgt, wurde angesetzt, dass die Anzahl der rheinland-pfälzischen Ortsnetzstationen analog 5 % aller deutschlandweit existierenden Ortsnetzstationen ausmacht.



**Abbildung 29: Mittlere PV-Leistung pro Haushalt in der NS-Ebene je NS-Modellnetztyp. Quelle: Eigene Berechnung (Energynautics GmbH)**

Es ist zu erwähnen, dass Abbildung 29 zusätzlich die Kategorie „Stadt“ illustriert. Dies ist an dieser Stelle erforderlich, da die PV-Leistung bezogen auf gesamt Rheinland-Pfalz auf die unterschiedlichen Netzkategorien verteilt werden muss. Demnach fällt ein bestimmter geringerer Anteil ebenfalls auf die „Stadt“. Weitere Betrachtungen für diese Kategorie folgen jedoch nicht.

In der Realität ist davon auszugehen, dass die einzelnen Ortsnetze zukünftig unterschiedlich stark belastet werden<sup>40</sup>. Um die Häufigkeitsverteilung der PV in den einzelnen Netztypen zu untersuchen, wurde die installierte PV-Leistung einzelner Ortsnetze des EWR-Netzgebiets<sup>41</sup> ausgewertet (vgl. Abbildung 30).

<sup>40</sup> Ein Grund dafür ist, nach Aussagen der Verteilnetzbetreiber, der sogenannte Nachahmungseffekt: Bei der Installation einer PV-Anlage ist zu beobachten, dass innerhalb kürzester Zeit weitere PV-Anlagen in der umliegenden Nachbarschaft errichtet werden und somit in einzelnen Netzen deutlich höhere PV-Anteile entstehen, als in anderen Netzen.

<sup>41</sup> Dieser Datensatz lag nur für das EWR Netzgebiet vor.

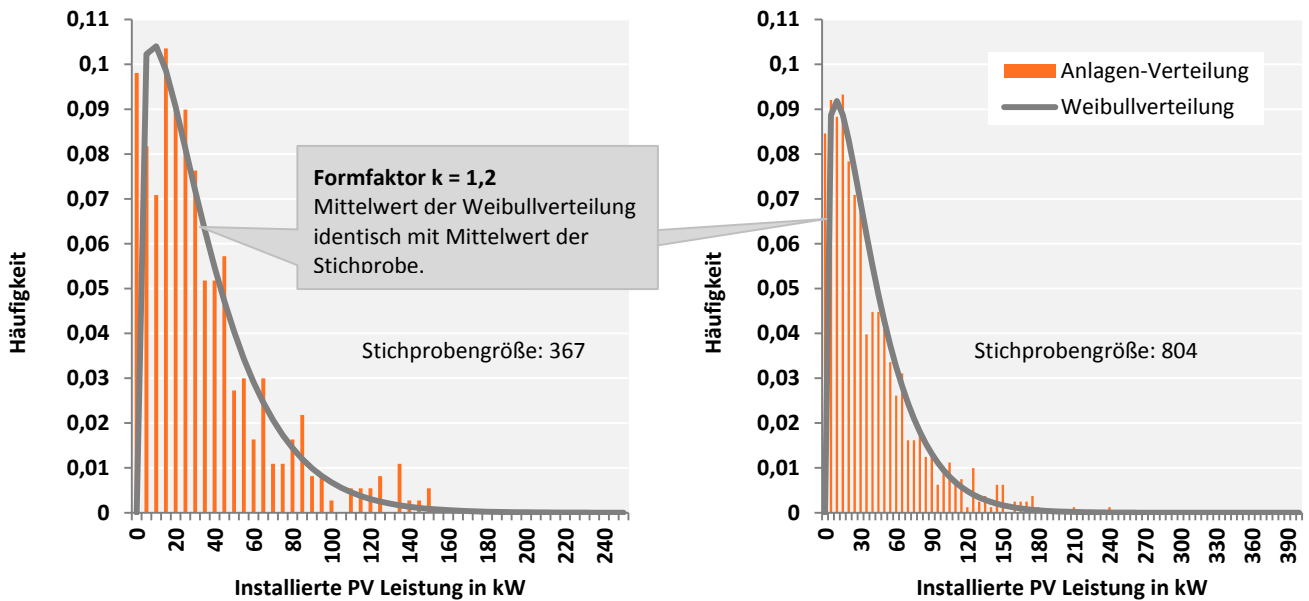


Abbildung 30: PV-Anteil im EWR-Netzgebiet; links: 250 kVA Transformator; rechts: 400 kVA Transformator<sup>42</sup>. Quelle: Eigene Darstellung (Energynautics GmbH)

Abbildung 30 veranschaulicht, dass die Häufigkeit der einzelnen PV-Anteile (Säulen) im EWR-Netzgebiet sehr gut mit einer Weibullverteilung<sup>43</sup> (graue Linie) nachgebildet werden kann. Im Rahmen der vorliegenden Verteilnetzstudie wird unterstellt, dass diese Erkenntnis analog für alle Netzgebiete sowie für den zukünftig erwarteten PV-Anteil gültig ist. Nimmt man in Zukunft einen steigenden PV-Anteil an und errechnet den Mittelwert der PV-Leistung pro Netzkategorie (analog zu Abbildung 29), so lässt sich die neue Weibullverteilung je für die Jahre 2017 sowie 2030 ermitteln, indem der sogenannte Formfaktor<sup>44</sup> identisch bleibt und die Zunahme der PV-Leistung durch den Mittelwert der Häufigkeitsverteilung skaliert wird.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass die Weibullverteilung eine geeignete Approximation der tatsächlichen Häufigkeitsverteilung des PV-Anteils darstellt. Sie dient als Gewichtungsfaktor des PV-Anteils und fließt somit in die Auswertung der Netzsimulationen der Niederspannung mit ein.

<sup>42</sup> Diese beiden Transformatorgrößen sind im EWR Netzgebiet anzutreffen.

<sup>43</sup> „Die Weibullverteilung ist eine stetige über der Menge der positiven reellen Zahlen, die beispielsweise zur Beschreibung von und Ausfallhäufigkeiten von elektronischen Bauelementen oder (spröden) (etwa in der Qualitätssicherung), aber auch für die statistische Untersuchung von verwendet wird.“ [68]

<sup>44</sup> Die Weibullverteilung wird durch zwei Parameter charakterisiert: den Skalierungsfaktor und den Formfaktor. Der Formfaktor beschreibt die Form der Verteilungsfunktion, der Skalierungsfaktor ist bei gleichbleibendem Formfaktor proportional zum Mittelwert.

### 4.3.4 Parameter 2: Bestimmung der Häufigkeitsverteilung der Leitungslänge

Analog zu Kapitel 4.3.3 ist es evident, die Häufigkeitsverteilung der Leitungslänge zu bestimmen, um diese als Gewichtungsfaktor zu nutzen. Hierzu wurden detaillierte Netzdaten der Pfalzwerke<sup>45</sup> ausgewertet. Es zeigt sich, dass auch hier, analog zum PV-Anteil, eine Weibullverteilung eine passende Übereinstimmung mit den realen Daten liefert (vgl. Abbildung 31). Im Unterschied dazu, besitzt jedoch jede Netzkategorie einen abweichenden Formfaktor. Es wird angenommen, dass die so ermittelte Häufigkeitsverteilung für gesamt Rheinland-Pfalz repräsentativ ist, daher kann sie für die Gewichtung der Berechnungsergebnisse herangezogen werden.

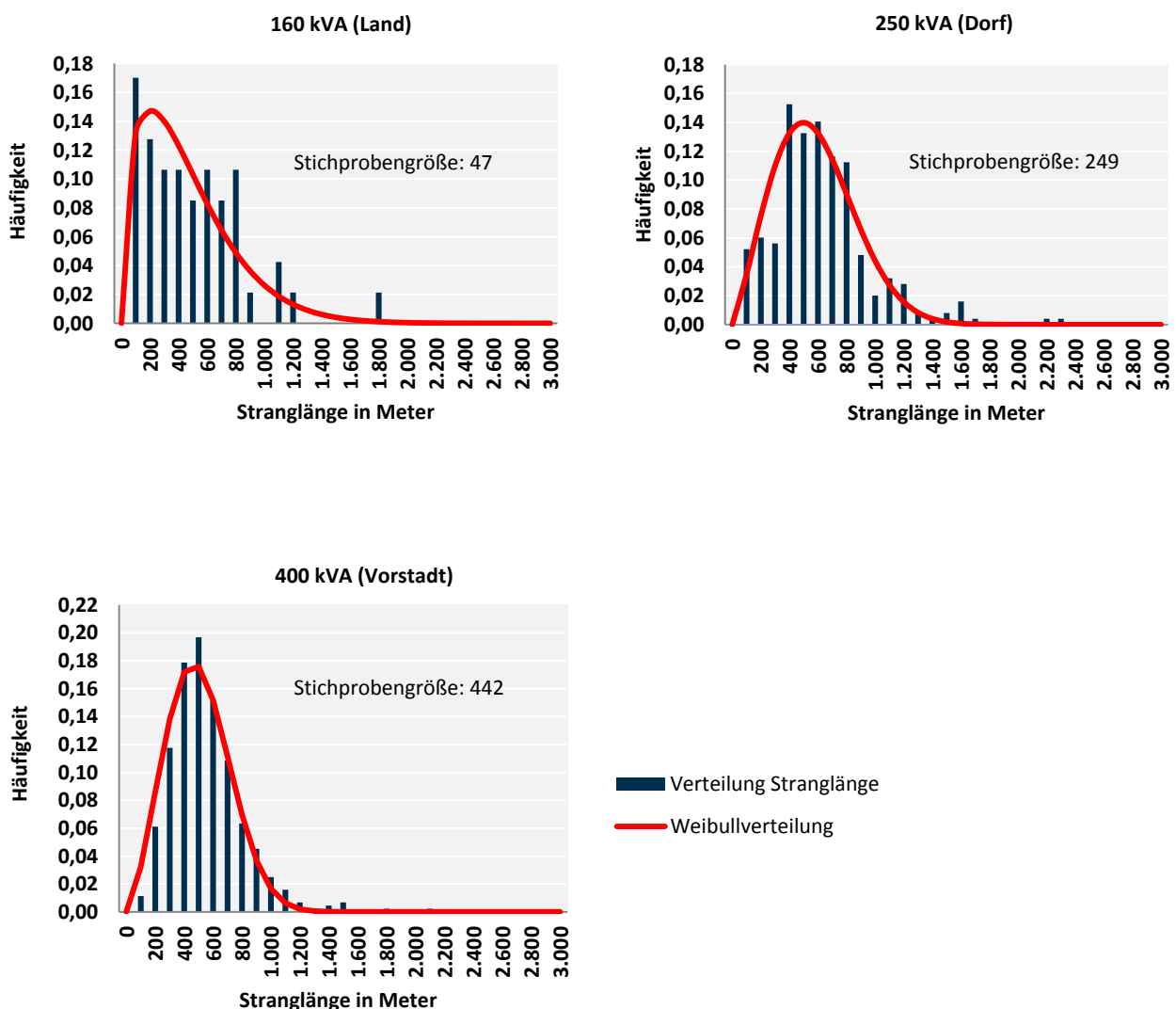


Abbildung 31: Häufigkeitsverteilung der Leitungslängen (inkl. Hausanschlüsse) in unterschiedlichen Netztypen (Pfalzwerke). Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)

<sup>45</sup> Neben den Pfalzwerken haben ebenso die anderen beteiligten Netzbetreiber Netzdaten zur Verfügung gestellt. Diese waren jedoch für die erforderliche Auswertung nicht ausreichend detailliert.



### 4.3.5 Parameter 3: Bestimmung der Häufigkeitsverteilung der PV-Verteilung

Schließlich gilt es die Häufigkeitsverteilung des letzten Parameters, der PV-Verteilung innerhalb eines Stranges, als Gewichtungsfaktor für die Netzausbauberechnungen festzulegen.

Für den Parameter sind insgesamt drei Variationsmöglichkeiten gegeben:

- PV maximal am Stranganfang  
(Am Stranganfang des NS-Netzes ist ein vermehrter PV-Anteil vorhanden. Richtung Strangende nimmt die PV-Verteilung linear ab.)
- PV maximal am Strangende  
(Die PV-Einspeisung verteilt sich anteilmäßig höher am Strangende und nimmt Richtung Stranganfang proportional ab.)
- PV gleichverteilt  
(Hier ist die PV, bezogen auf die gesamte Stranglänge, gleichverteilt.)

Für die Häufigkeitsverteilung wird unterstellt, dass die PV-Verteilung maximal am Stranganfang bzw. Strangende je zu 25 %, die PV-Gleichverteilung zu 50 % auftreten.

### 4.3.6 Zusammenfassung der Methodik

In der Simulationssoftware werden die drei NS-Modellnetztypen („Dorf“, „Land“, „Vorstadt“) erstellt und für unterschiedliche Konstellationen der Parameter PV-Anteil, Leitungslänge und PV-Verteilung simuliert. Die ermittelten Resultate werden mit der jeweiligen Häufigkeitsverteilung der drei Parameter gewichtet. Anhand dieses Ansatzes lässt sich der gesamte erforderliche Netzausbau in der NS-Ebene für die Jahre 2017 und 2030 bestimmen.

## 4.4 KOSTENBERECHNUNG

Aus dem in den Simulationen ermittelten Ausbaubedarf der einzelnen Spannungsebenen werden die daraus entstehenden Kosten abgeschätzt, die später als Vergleichsgrundlage zu den weiteren Untersuchungsszenarien dienen sollen und eine Bewertung der Handlungsalternativen erlauben. Die Kostenabschätzung basiert auf Angaben von Netzbetreibern in Rheinland-Pfalz und für die Höchstspannungsebene den Angaben aus dem NEP 2013. Alle angegebenen Werte sind als grobe Richtwerte zu verstehen und werden in dieser Studie durchgängig in allen Szenarien verwendet:

- 380 kV-Freileitungen: 0,7 Mio. € je Stromkreiskilometer<sup>46</sup>

<sup>46</sup> Freileitungstrassen führen normalerweise keinen einzelnen Stromkreis. Bei der Bestimmung des Ausbaus muss die Zahl der Stromkreise je ausgebaute Trasse so gewählt werden, dass auf jeder Trasse mindestens zwei Stromkreise vorliegen. Normalerweise werden auch die Kosten je Trassenkilometer angegeben. Die Angabe in Stromkreiskilometern erlaubt die einheitliche Darstellung über alle Spannungsebenen.

- 110 kV-Kabel: 0,9 Mio. € je Stromkreiskilometer  
(Annahme für alle verstärkten 110 kV-Leitungen unter 10 km Länge)
- 110 kV Freileitungen: 0,225 Mio. € je Stromkreiskilometer  
(Annahme für alle verstärkten 110 kV-Leitungen über 10 km Länge)
- Mittelspannungskabel (Querschnitt 240 mm<sup>2</sup>): 120.000 € je Stromkreiskilometer
- Niederspannungskabel: 80.000 € je Stromkreiskilometer in den Netzkategorien Land und Dorf, 95.000 € je Stromkreiskilometer in der Netzkategorie Vorstadt
- HöS-Transformatoren: 21.500 € je MVA
- HS/MS-Transformatoren: 100.000 € je MVA
- MS/NS-Transformatoren: 44.000 € je 630 kVA (etwa 70.000 € je MVA)

Die in den vorigen Abschnitten angegebenen Leitungslängen und Transformatorleistungen lassen sich mit Hilfe dieser Annahmen in Gesamtkosten für jede einzelne Spannungs- und Umspannebene umrechnen.

Eine Schwierigkeit stellt jedoch noch die Kostenberechnung für Windparkanschlüsse dar, da die betreffenden Betriebsmittel in den Simulationen zwischen dem Netzmodell Rheinland-Pfalz (Höchst- und Hochspannung) und der Referenznetzanalyse (Mittelspannung) unterschiedlich behandelt werden: Die anhand des Netzmodells Rheinland-Pfalz berechneten Transformatorleistungen (Ausbau) der HS/MS-Ebene enthalten auch die gesamte Leistung zum Anschluss aller Windenergieanlagen. Ein Zubau neuer 110 kV-Stichleitungen für den Anschluss von neuen Windparks ist in den Angaben zum Leitungsausbau nicht enthalten. In der Referenznetzanalyse wird vereinfachend davon ausgegangen, dass ab 2012 der Anschluss neuer Windparks ausschließlich an die Hochspannungsebene erfolgt. Auf dieser Grundlage wird der Mittelspannungsausbau bestimmt, so dass die ausgewiesenen MS-Leitungsausbau-Längen ausschließlich auf den Einfluss von PV-Einspeisung im Zusammenspiel mit der Last zurückzuführen sind. Der Zubau von neuen Stichleitungen für den Anschluss von Windparks wurde also bisher weder in der Hoch- noch in der Mittelspannungsebene berücksichtigt. Der Anschluss von Windparks muss also noch einmal gesondert betrachtet werden.

#### 4.4.1 Berechnung der Kosten für Windparkanschlüsse

Die aus Netzsicht relevanten Kosten für Windparkanschlüsse setzen sich zusammen aus den Kosten für Leitungen (die entweder der Mittelspannungsebene oder der Hochspannungsebene zuzurechnen sind) und den Kosten für HS/MS-Transformatoren. Der einfachere Teil dabei sind die Transformatoren. Deren notwendige Gesamtkapazität wird in den Berechnungen der Höchst- und Hochspannungsebene ermittelt; hier kann der gesamte benötigte Zubau dem Anschluss von Windenergieanlagen zugerechnet werden. Der Grund dafür ist, dass die Annahmen für die Last keine Anhebung der Lastspitze vorsehen und die zeitliche Korrelation der PV-Einspeisung mit der Last eher eine Absenkung der Belastungsspitze bewirkt, selbst mit den angenommenen hohen PV-

Leistungen. Der Umfang des Transformatorausbaus für Windenergieeinspeisung ist auch praktisch unabhängig davon, ob der neue Transformator in unmittelbarer Nähe des Windparks oder einige Kilometer entfernt in der nächsten bestehenden Umspannanlage lokalisiert ist.

Die zugehörigen Leitungen wurden dagegen noch in keiner Berechnung berücksichtigt und berechnet. Zur Annäherung wurde folgende Vorgehensweise verwendet:

1. Zwei Regionen wurden als gemeinsam repräsentativ für Gesamt-Rheinland-Pfalz angenommen: Eifel-Bitburg-Prüm Kreis und das Versorgungsgebiet des Verteilnetzbetreibers EWR Netz GmbH.
2. Für alle Gemeinden in den betreffenden Regionen wurde angenommen, dass die anzuschließende Windleistung im Mittel die gleiche Entfernung zur Umspannanlage aufweist wie das Zentrum der Gemeinde. So wird die Windleistung jeder Gemeinde in einem einzelnen hypothetischen Standort im Zentrum der Gemeinde angesiedelt. Die Entfernung dieser Ersatz-Windparks zur Umspannanlage entspricht dann der Entfernung des Flächenschwerpunktes der Gemeindefläche zur nächsten HS/MS-Umspannanlage. Diese Entfernungen wurden für die Gemeinden ermittelt und pauschal um 20 % angehoben, weil elektrische Leitungen so gut wie nie in Luftlinie verlegt werden können.  
In der Praxis liegen Windparks oft eher an den Rändern der Gemeindeflächen, außerdem könnten benachbarte Windparks aus verschiedenen Gemeinden gemeinsame Netzanschlüsse nutzen. Dies gilt insbesondere dann, wenn die je Gemeinde anzuschließende Leistung unter der angenommen Mindestleistung für einen Windpark liegt. Diese wurde auf 7 MW festgelegt, die meisten Gemeinden werden auch 2030 eine geringere installierte Windleistung haben. Daher wird die ermittelte Anschlusslänge mit dieser Methode über der tatsächlichen Leitungslänge liegen und ist nicht als realistische Längenschätzung zu sehen. Sie ermöglicht dennoch eine Berücksichtigung geografischer Entfernungen bei der Bestimmung der notwendigen Leitungslängen.
3. Je Gemeinde wird dann das Produkt aus ermittelter Leitungslänge und der zugebauten Windleistung gebildet. Dadurch kann berücksichtigt werden, dass die Leitungskosten neben der Länge auch von der Übertragungskapazität abhängen. Dieses Produkt dient damit als Maß für den benötigten Netzausbau je Gemeinde.
4. Anhand der installierten Leistung in den untersuchten Regionen wird der Netzausbau für Windparkanschlüsse je Gemeinde als Produkt von Länge und Übertragungsleistung auf Gesamt-Rheinland-Pfalz hochgerechnet.
5. Für Mittel- und Hochspannungskabel wurden einfache Abschätzungen für Leitungspreise je Leitungslänge und Übertragungsleistung bestimmt: 8.214 Euro je MVA und Kilometer für Mittelspannung, 4.500 je MVA und Kilometer für Hochspannung.
6. Schließlich wird angenommen, dass die insgesamt anzuschließende Windleistung je zur Hälfte mit Mittelspannungskabel und Hochspannungskabel angeschlossen wird.

Aufgrund der Gewichtung der Leitungslängen mit der je Gemeinde installierten Leistung stellt die Überschätzung der Leitungslängen kein Problem dar. In der Realität ergeben sich durch die verwendeten Standard-Kabeltypen stets Kabelkapazitäten in diskreten Schritten, die je nach Windparkgröße teilweise deutlich über der installierten Einspeiseleistung liegen können. Dieser Effekt führt sogar eher zu einer Unterschätzung der tatsächlich entstehenden Ausbaurkosten.

Die Aufteilung der Kosten auf Anlagenbetreiber und Netzbetreiber richtet sich danach, welche Teile der Windparkanschlüsse als „Netzanschluss des Windparks“ und welche Teile als „Ausbau und Verstärkung des Netzes“ anzusehen sind. Im Rahmen der Berechnung der Netzausbaurkosten in dieser Studie wird zwischen diesen Kategorien nicht unterschieden.

## 5. VERTEILUNG DER PV- UND WINDENERGIEANLAGEN IN RHEINLAND-PFALZ FÜR 2017 UND 2030

Die regionale Verteilung der Windenergie- und PV-Anlagen innerhalb Rheinland-Pfalz ist an technische, ökonomische sowie gesetzliche Vorgaben gebunden. Im Rahmen der politischen Regelung wurde vom Ministerrat Rheinland-Pfalz am 7. Oktober 2008 das Landesentwicklungsprogramm (kurz: LEP IV) beschlossen und gemäß § 8 Abs. 1 Satz 7 Landesplanungsgesetz (LPIG) durch die Rechtsverordnung vom 14. Oktober 2008 für verbindlich erklärt [36, p. 2]. Am 16. April 2013 erfolgte der Beschluss der Teilfortschreibung Erneuerbare Energien des Landesentwicklungsprogrammes seitens des Ministerrates [37], die zum 11. Mai 2013 in Kraft getreten ist [37].

„Die Teilfortschreibung des LEP IV setzt die Rahmenbedingungen für die Windenergienutzung in Rheinland-Pfalz und ist damit für die Regional- und Bauleitplanung verbindlich“ [37]. Ziel der Teilfortschreibung ist es insbesondere einen „[geordneten] Ausbau der Windenergienutzung [...] im Zusammenwirken von Regionalplanung und Bauleitplanung [sicherzustellen]“ [37]. Es wird u.a. festgelegt, dass zwei Prozent der Landesfläche von Rheinland-Pfalz für die Windenergienutzung bereitgestellt werden sollen; davon sind auch zwei Prozent der Waldflächen betroffen [37]. In dem Zusammenhang werden konkrete Ausschlussgebiete für die Windenergienutzung deklariert, welche es im Rahmen der vorliegenden Verteilnetzstudie zu berücksichtigen gilt.<sup>47</sup>

In Kapitel 4.4 wird die Bestimmung der tatsächlichen Nutzungsflächen für Windenergie unter Berücksichtigung des LEP IV dargelegt, gefolgt von der regionalen Verteilung der Windenergieanlagen innerhalb dieser Nutzungsflächen. Im Anschluss wird die Regionalisierung der PV-Anlagen thematisiert.

### 5.1 REGIONALISIERUNG VON WINDENERGIEANLAGEN INNERHALB RHEINLAND-PFALZ

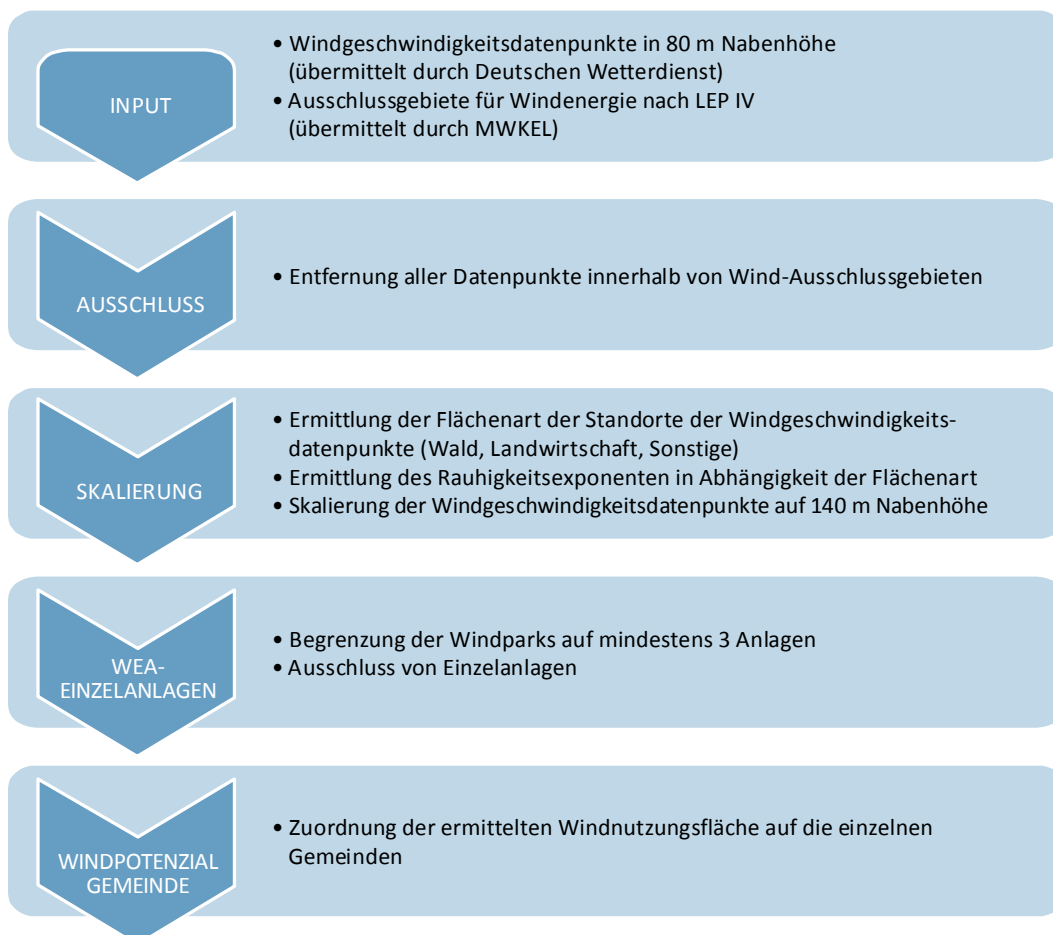
#### 5.1.1 Bestimmung der Windenergie-Nutzungsflächen

Bei der Auswahl eines geeigneten Standortes für Windenergieanlagen ist neben den Ausschlussgebieten für die Windenergienutzung, welche konkret im LEP IV enthalten und einzuhalten sind, die Windgeschwindigkeit entscheidend. Dem wird auch der LEP IV gerecht, indem „die Windhöffigkeit<sup>48</sup> zum zentralen Auswahlkriterium für die Standorte von Windenergieanlagen [gemacht wird]“ [37]. Darüber hinaus besteht die Vorgabe seitens der Landesplanung Rheinland-Pfalz, dass Windenergieanlagen ausschließlich in einem Windpark ab einer Anzahl von mindestens drei Anlagen geplant werden sollen.

<sup>47</sup> Auf den LEP IV bzw. die Teilfortschreibung des LEP IV wird im Rahmen dieser Studie nicht weiter im Detail eingegangen. Umfangreichere Informationen sind zu finden u.a. in [37], [36].

<sup>48</sup> Windhöffigkeit ist definiert als das „durchschnittliche Windaufkommen an einem bestimmten Standort (als Maßstab für die Gewinnung von Windenergie)“ [70].

Hintergrund dieser Vorgabe ist die Vermeidung von Beeinträchtigung des Landschaftsbildes durch Einzelanlagen. Im Rahmen der vorliegenden Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz werden entsprechend alle genannten Kriterien bei der Bestimmung der Windnutzungsflächen einbezogen. Der Prozess ist in Abbildung 32 veranschaulicht.



**Abbildung 32: Bestimmung der Windnutzungsflächen. Quelle: Eigene Darstellung (Energynautics GmbH)**

Um Angaben bzgl. der Windhöffigkeit einzelner Standorte in Rheinland-Pfalz erlangen zu können, wurde seitens des Deutschen Wetterdienstes ein Datensatz [38], bestehend aus einer georeferenzierten Auflistung von Windgeschwindigkeitsdatenpunkten in einem Raster<sup>49</sup> von 200 m, übermittelt. Der Datensatz enthält die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit in 80 m Nabenhöhe über dem Boden in Metern pro Sekunde [m/s]. Zur Bestimmung der Nutzungsflächen werden die im LEP IV definierten Wind-Ausschlussgebiete eliminiert, d.h. diejenigen Windgeschwindigkeitsdatenpunkte, die geographisch innerhalb eines Ausschlussgebietes in Rheinland-Pfalz liegen, werden entfernt. Hierbei handelt es sich um folgende Ausschlussgebiete [39]:

<sup>49</sup> Jeder Datenpunkt im vom Deutschen Wetterdienst übermittelten Datensatz beschreibt eine Fläche von 200x200 Metern, dies entspricht einer Fläche 0.04 km<sup>2</sup> (4 Hektar).

- Naturschutzgebiete, die Kern- und Pflegezonen des Naturparks Pfälzerwald und die Kernzonen der UNESCO-Welterbegebiete Oberes Mittelrheintal und Obergermanisch-Raetischer Limes
- FFH- und Vogelschutzgebiete, deren Schutzzweck durch Windenergienutzung gefährdet ist (laut Ausschlussempfehlungen gemäß Gutachten des LUWG)
- Ausschlussflächen für Windenergienutzung in den verbindlichen Flächennutzungsplänen der Region Mittelrhein-Westerwald
- Korridor von einer maximalen Tiefe von 6 km in den sich westlich an den Haardtrand anschließenden Höhenzügen des Pfälzerwaldes
- Siedlungspuffer von 600 m um Industriestandorte und von 800 m um Wohnbauungen

Wie eingangs dargelegt, entstammen die Windgeschwindigkeitsdatenpunkte einer Nabenhöhe von 80 m über dem Boden. Geschuldet der Tatsache, dass in Rheinland-Pfalz in Zukunft mit einer Rotornabenhöhe von 140 m<sup>50</sup> über dem Boden zu rechnen ist, sind die übermittelten Windgeschwindigkeiten auf diese Nabenhöhe hochzurechnen, um das zukünftige Windpotenzial in Rheinland-Pfalz ausreichend hoch anzusetzen. Dazu ist die Ermittlung der Bodenbeschaffenheit, des sogenannten Rauigkeitsexponents, erforderlich, der von der Flächenart des jeweiligen Standorts abhängt. Für jeden Windgeschwindigkeitsdatenpunkt, welcher im vorherigen Prozess nicht ausgeschlossen wurde, wird anhand der Flächennutzungspläne der rheinland-pfälzischen Gemeinden die Flächenart bestimmt, die dem 200 m-Raster des Datenpunktes zugrunde liegt. Die Datenpunkte werden dadurch um die Merkmale für die Art der Landnutzung erweitert. In den Flächennutzungsplänen sind hierbei folgende Merkmale verzeichnet:

- Wald
- Landwirtschaft
- Sonstige

Mit Hilfe dieser Landnutzungsklassifizierung erfolgt schließlich die Skalierung der Windgeschwindigkeit nach folgender Formel [40, p. 69] auf 140 m:

$$v_{\text{Wind},140\text{m}} = v_{\text{Wind},80\text{m}} \cdot \left(\frac{140\text{m}}{80\text{m}}\right)^r$$

<sup>50</sup> Es handelt sich um die übliche Höhe heutiger Binnenland-Windenergieanlagen in der 2 bis 3 MW-Klasse. Zukünftig ist nicht mit einem weiteren Anstieg dieser Höhe zu rechnen.

Der Parameter  $r$  stellt den Rauigkeitsexponenten dar, welcher je Standort als Mittelwert<sup>51</sup> der Angaben aus [40, p. 69] und [41] ermittelt wurde:

- Standort „Wald“:  $r = 0,31$
- Standort „Landwirtschaft“:  $r = 0,16$
- Standort „Sonstige“:  $r = 0,24$

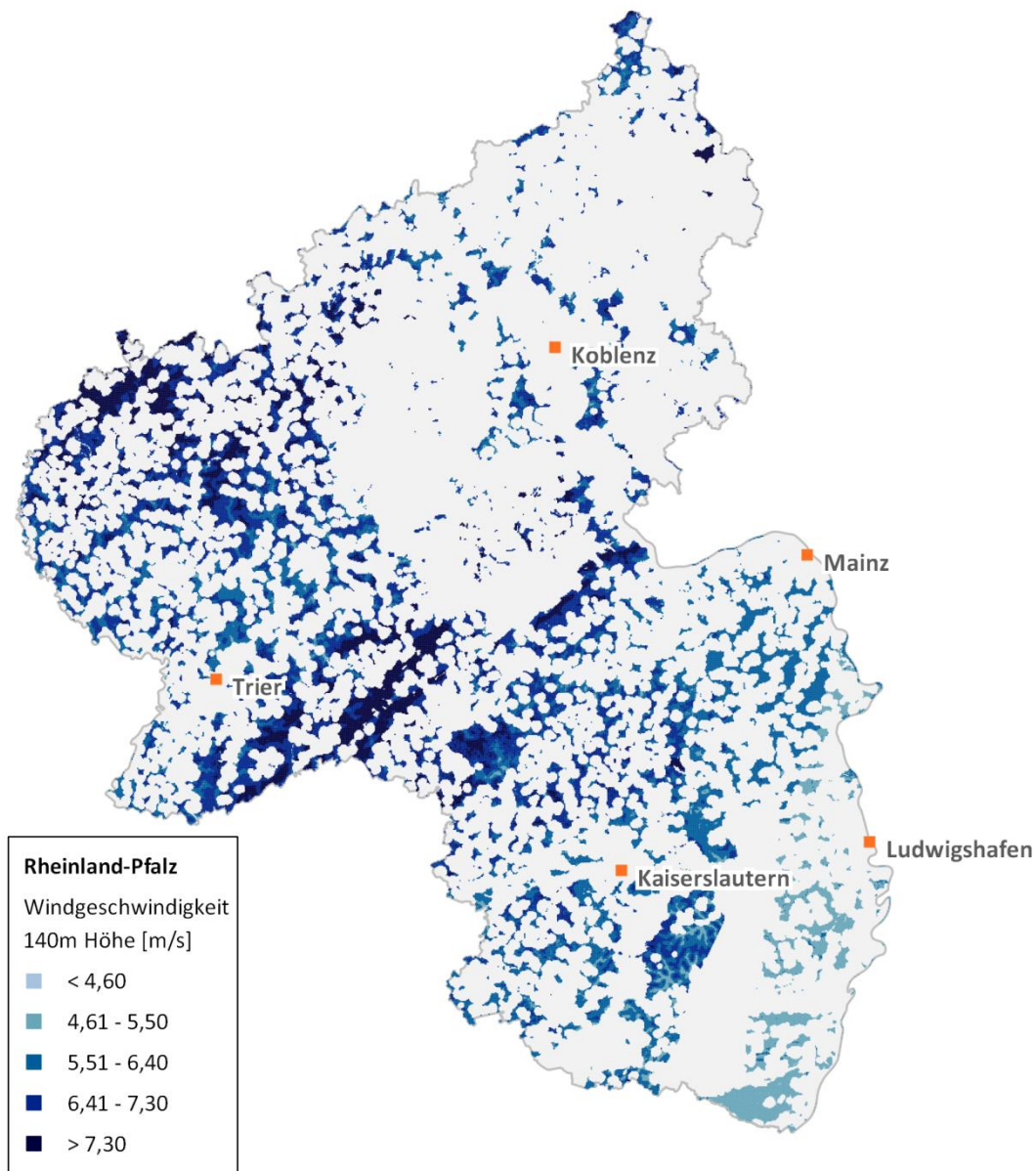
Um das letzte Kriterium zur Bestimmung der tatsächlichen Wind-Nutzungsfläche einzuhalten, nämlich die Begrenzung von Windparks auf mindestens drei Anlagen, werden die bis dahin ermittelten Flächen auf ihren geographischen Zusammenhang überprüft. Dabei müssen zusammenhängende Flächen mindestens 12 Hektar<sup>52</sup> (drei benachbarte Datenpunkte) aufweisen. Sollte dies nicht der Fall sein, ist die Fläche auszuschließen.

Nach Eliminierung dieser Ausschlussflächen liegt die tatsächliche Windenergie-Nutzungsfläche vor, die für die Verteilung der Windenergieanlagen zur Verfügung steht (vgl. Abbildung 33).

.....  
<sup>51</sup> Für den Rauigkeitsexponenten ist die Berechnung eines exakten Wertes nicht möglich, da beispielsweise die Bodenbeschaffenheit „Wald“ in der Realität die unterschiedlichsten Formen annehmen kann, wodurch sich diverse Rauigkeitsexponenten ergeben können. Somit findet der Mittelwert Anwendung.

<sup>52</sup> Der übliche Abstand zwischen zwei Windenergieanlagen liegt bei dem vierfachen des Rotordurchmessers; das entspricht bei einer 3 MW Binnenlandanlage ca. 450 bis 500 m. Werden drei Anlagen im Dreieck aufgestellt, ist die mindestens überspannte Fläche zwischen den Anlagen 10 bis 12,5 Hektar.





**Abbildung 33: Windnutzungsflächen. Quelle: Eigene Darstellung (Energynautics GmbH); Karte: [42]**

Um abschließend das tatsächliche Windpotenzial einer Gemeinde zu bestimmen, findet eine Zuordnung der Datenpunkte zu Gemeinden statt. Es ist zu betonen, dass keine Aussage darüber getroffen werden kann, wo in der jeweiligen Gemeinde der tatsächliche Windenergieanlagen-Standort liegt. Es wird lediglich das vorhandene Windpotenzial aufgezeigt.

### 5.1.2 Verteilung der Windenergieanlagen auf Nutzungsflächen

Nach der Ermittlung der Nutzungsfläche für Windenergie in Rheinland-Pfalz (Kapitel 5.1.1) ist die Verteilung der Windenergieanlagen für die Jahre 2017 sowie 2030 innerhalb dieser zulässigen Fläche erforderlich.

### A. Verteilung Ist-Zustand 2012

Wie in Kapitel 3.2.1 dargelegt, beziffert sich die installierte Leistung der Windenergie in Rheinland-Pfalz (2012) auf rund 1,8 GW. Deren momentane Verteilung illustriert Abbildung 34.

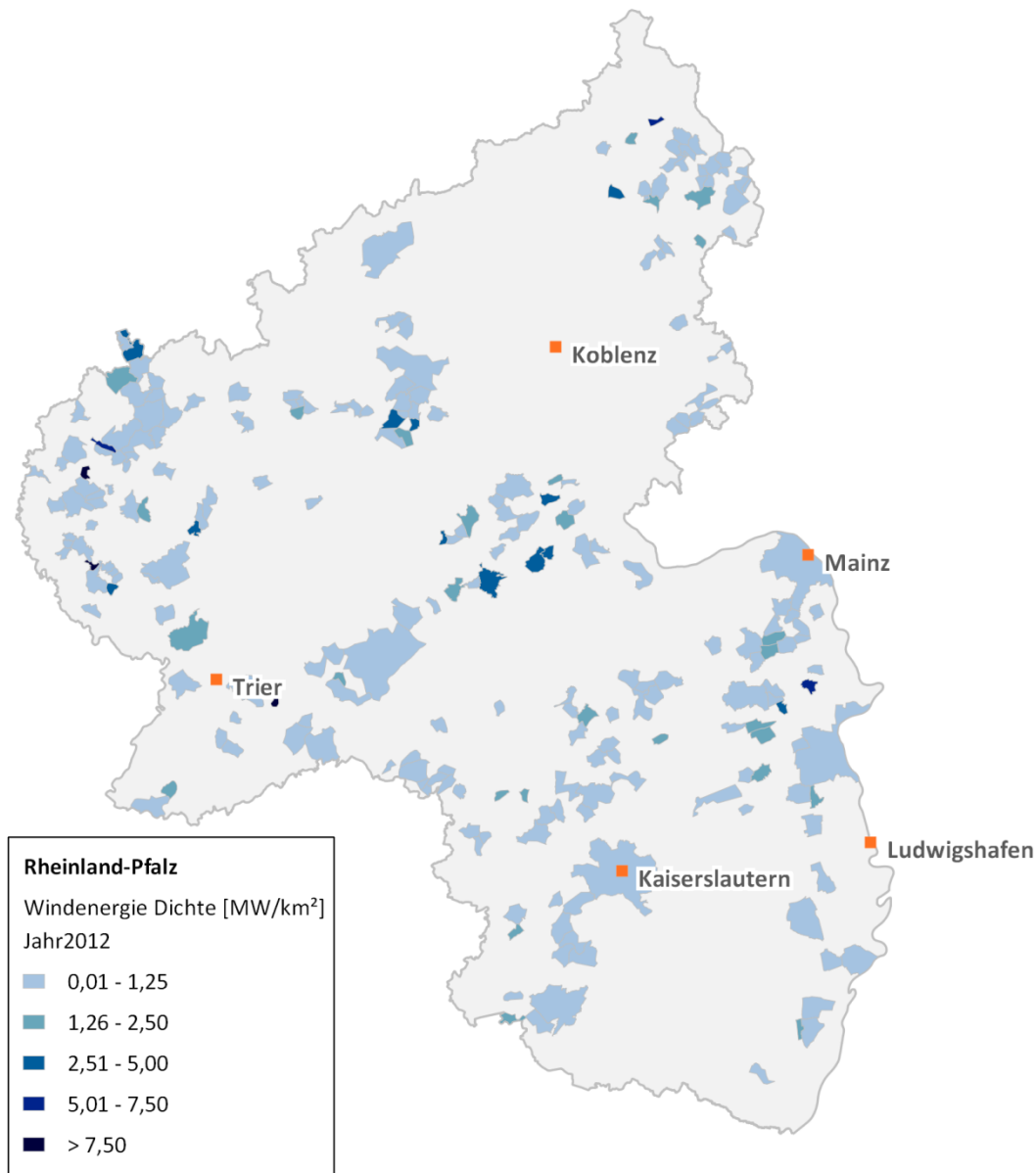
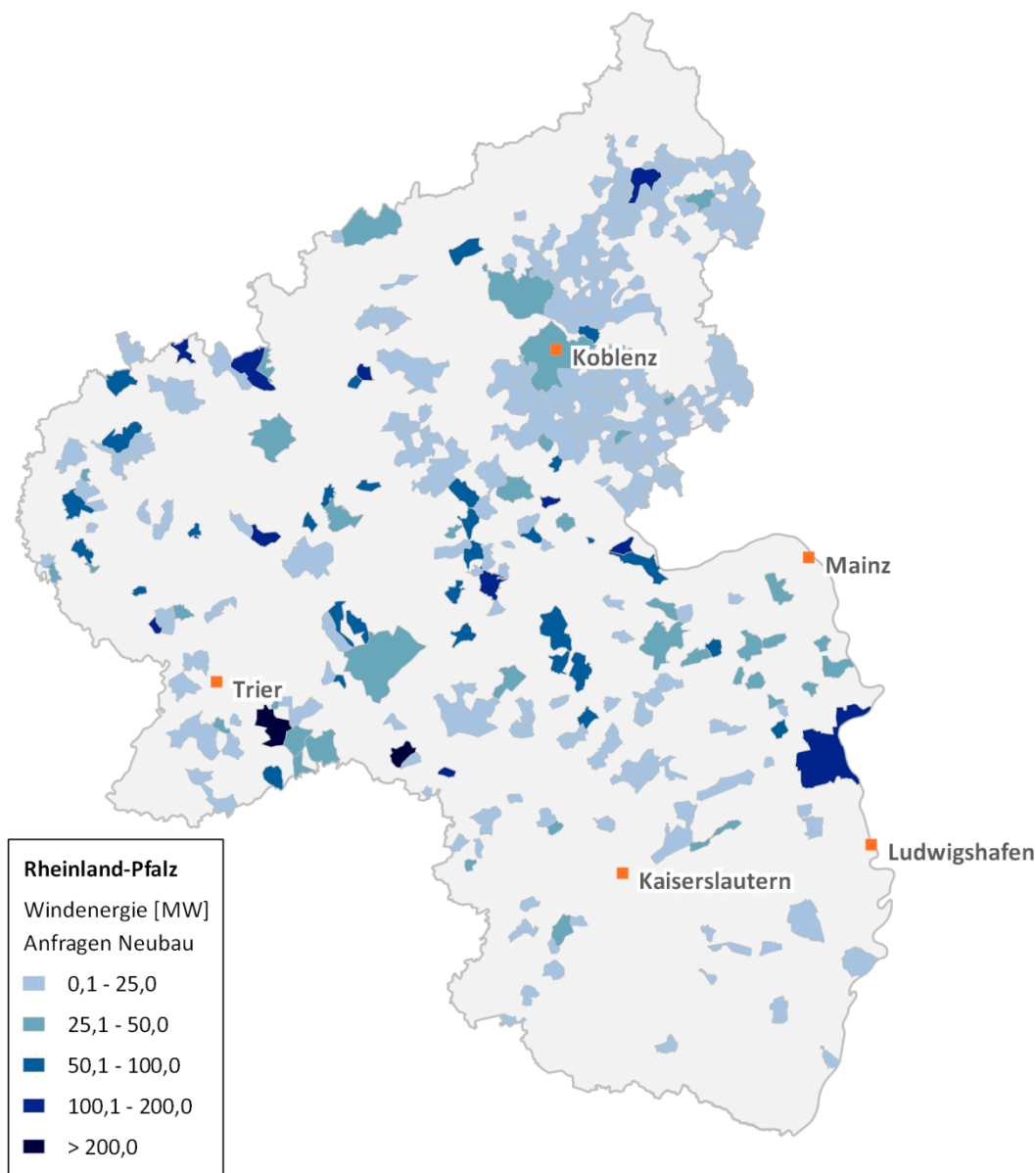


Abbildung 34: Verteilung der Windenergieanlagen in Rheinland-Pfalz für 2012 in Abhängigkeit der Leistungsdichte. Quelle: Eigene Darstellung (Energyntautics GmbH); Karte: [42]

### B. Verteilung 2030

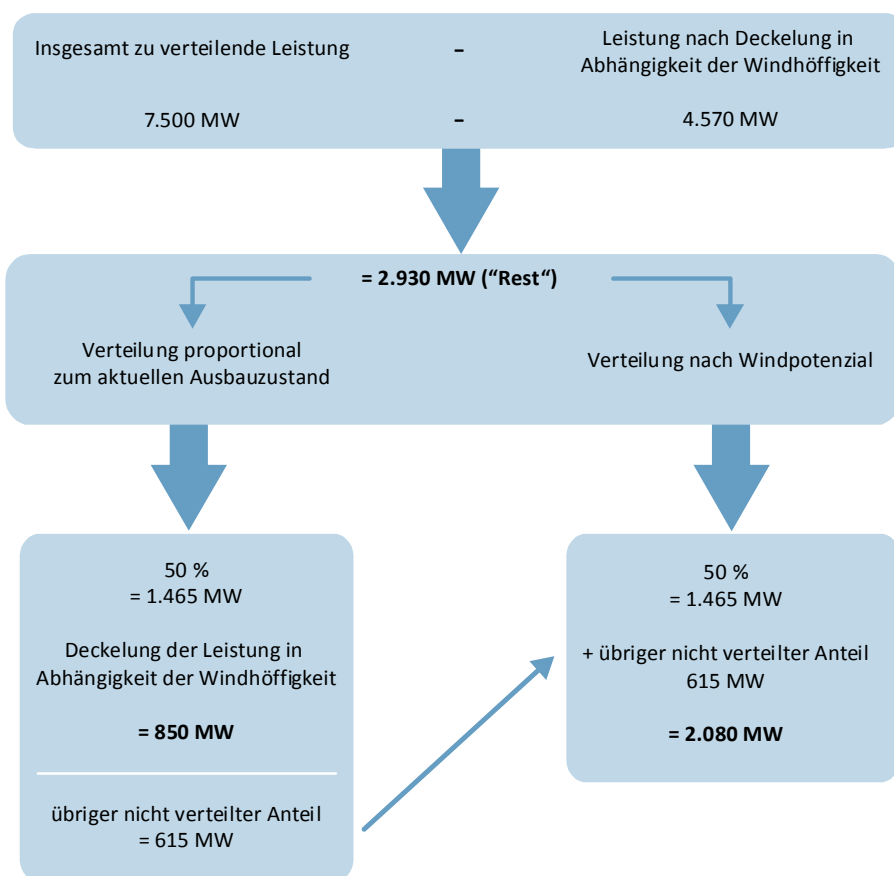
Nach Angaben der Verteilnetzbetreiber ist aktuell in Summe eine installierte Leistung in Höhe von 6.950 MW für die Errichtung weiterer Windenergieanlagen angefragt. Die gemeindescharfe Zuordnung der Standorte dieser Anfragen gemäß der Auskunft der Verteilnetzbetreiber skizziert Abbildung 35.



**Abbildung 35: Standorte der angefragten Windenergie-Anlagenleistung. Quelle: Eigene Darstellung (Energynavics GmbH); Karte: [42]**

Es ist zu erkennen, dass die Anfragen bzgl. des Windenergieanlagen-Ausbaus insbesondere das Gebiet des Rhein-Hunsrück-Kreis und Cochem-Zell betreffen. Die Summe aus der aktuell installierten Windleistung sowie den Anfragen (1.807 MW plus 6.950 MW) überschreitet das Ziel von 7.500 MW installierter Windleistung für 2030 [2]. Ferner ist zu betonen, dass die Anfragen nicht die im LEP IV definierten Windenergie-Ausschlussgebiete berücksichtigen. Um eine Verteilung der Windenergieanlagen, die dem LEP IV gerecht wird, für das Jahr 2030 vorzunehmen, ist die Einbindung der Ausschlussgebiete sowie der Leistungsbegrenzung in Abhängigkeit der Windhöflichkeit essenziell, da vor allem auch die Windhöflichkeit eine zentrale Rolle in der Verteilung der Windenergieanlagen einnimmt [37] (vgl. Kapitel 5.1.1). In diesem Zusammenhang wurde eine Leistungsbegrenzung in

Abhängigkeit der Windhöffigkeit auf 11 bis 30 MW/km<sup>2</sup> festgelegt<sup>53</sup>. Die Differenz aus der angestrebten Windleistung in Rheinland-Pfalz im Jahr 2030 (7.500 MW) und der aus der Deckelung in Abhängigkeit der Windhöffigkeit resultierenden Leistung (4.570 MW) ergibt einen sogenannten „Rest“ (2.930 MW). Diese übrige restliche Leistung wird entsprechend des Ansatzes der Bundesnetzagentur [43, p. 4 f.] zu 50 % proportional zum aktuellen Ausbauzustand sowie zu 50 % nach dem Windpotenzial verteilt. Zu beachten ist, dass bei der Verteilung nach dem Ausbauzustand ebenfalls eine Deckelung abhängig von der Windhöffigkeit vorzunehmen ist. Die genauen Berechnungsschritte für die Windenergieverteilung des Jahres 2030 sind Abbildung 36 zu entnehmen.



**Abbildung 36: Berechnungsprozess der WEA-Verteilung in Rheinland-Pfalz für 2030. Quelle: Eigene Berechnung (Energynautics GmbH)**

4.570 MW werden entsprechend der Windhöffigkeit, weitere 850 MW proportional zum aktuellen Windenergie-Ausbauzustand verteilt. Die Verteilung der letzten 2.080 MW erfolgt schließlich nach dem Windpotenzial. In Summe sind somit 7.500 MW Windleistung für das Jahr 2030 in Rheinland-Pfalz auf die entsprechenden Nutzungsflächen verteilt. Eine finale Darstellung nach der Leistungsdichte ist Abbildung 37 zu entnehmen.

<sup>53</sup> Die Leistungsbegrenzung auf 11 bis 30 MW/km<sup>2</sup> beruht auf eigenen Auswertungen von Windenergieanlagen-Daten sowie auf Befragungen von Windparkprojektierern.

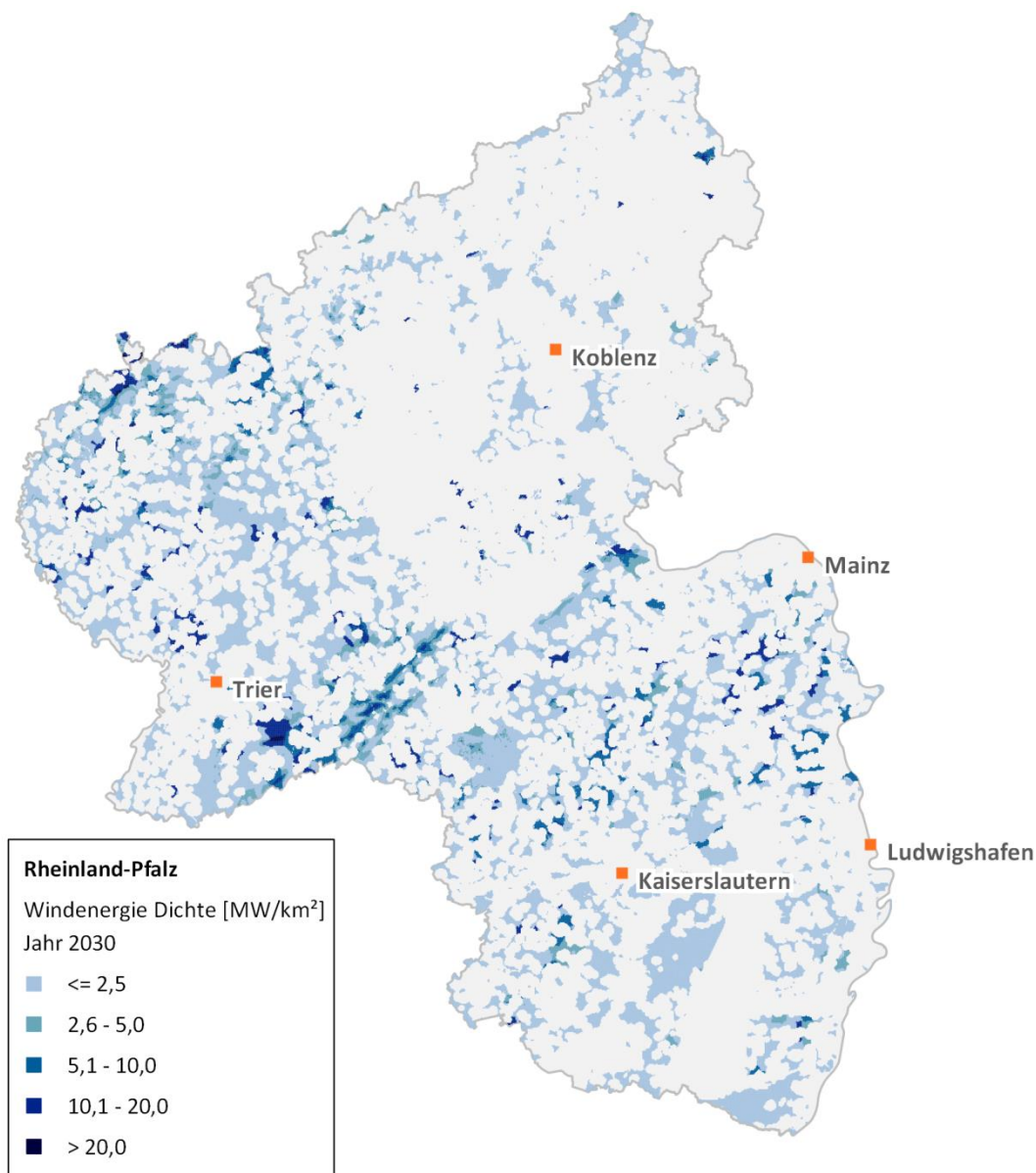


Abbildung 37: Verteilung der Windenergieanlagen in Rheinland-Pfalz für 2030 in Abhängigkeit der Leistungsdichte. Quelle: Eigene Darstellung (Energynautics GmbH); Karte: [42]

### C. Verteilung 2017

Für die Verteilung der Windenergieanlagen für das Jahr 2017 werden gemeinde-spezifische Zwischenziele für 2017 ermittelt. Diese errechnen sich aus einer linearen Interpolation zwischen dem aktuellen Ausbauzustand 2012 in Höhe von 1.807 MW sowie dem geplanten Ausbauzustand 2030 in Höhe von 7.500 MW. In jeder Gemeinde wird folglich der aktuelle Anteil der installierten Windleistung entsprechend der Interpolation proportional angehoben. In Summe ergibt sich für das Jahr 2017 eine installierte Windleistung von rund 3.389 MW.

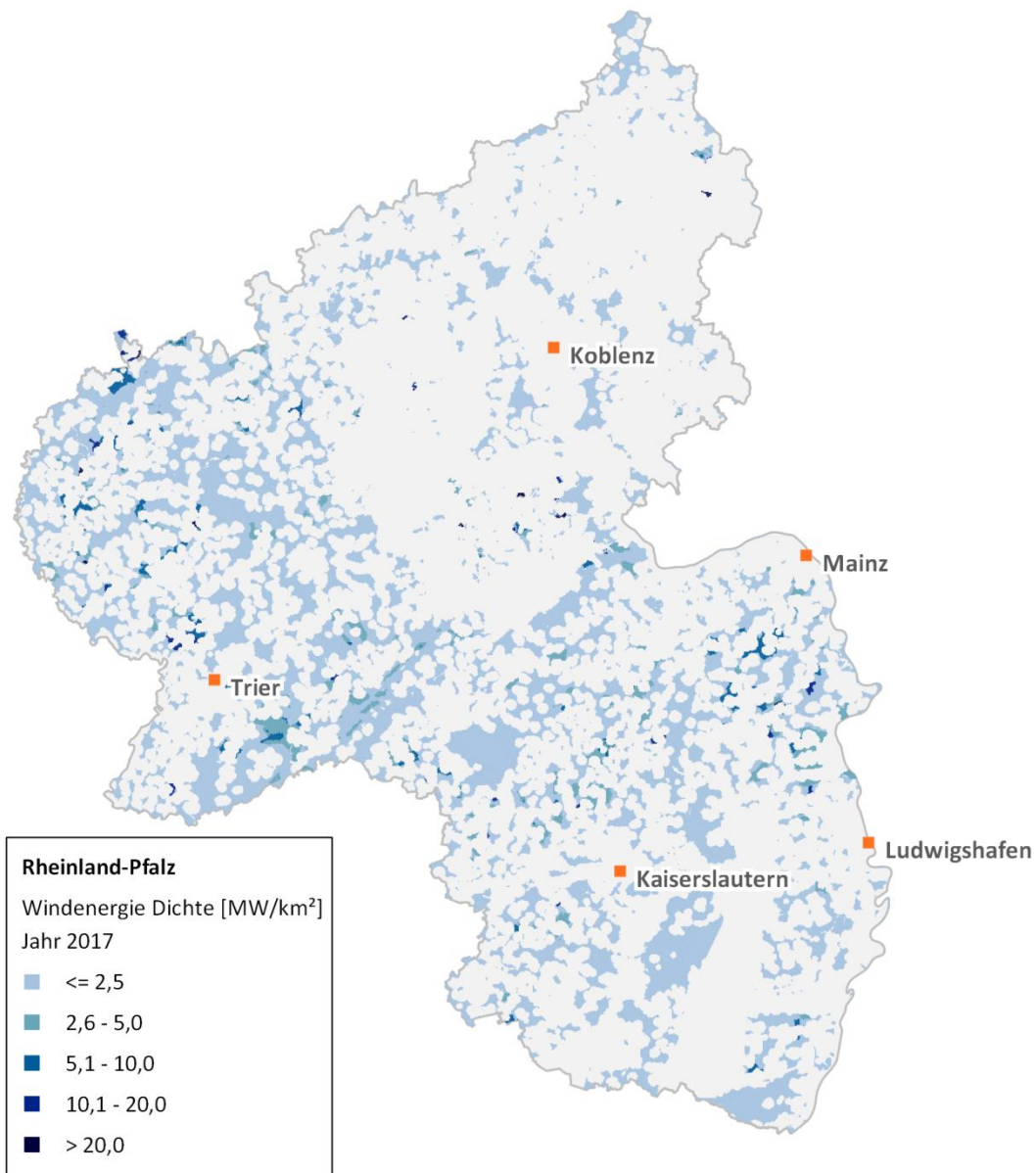


Abbildung 38: Verteilung der Windenergieanlagen in Rheinland-Pfalz für 2017 in Abhängigkeit der Leistungsdichte. Quelle: Eigene Darstellung (Energynautics GmbH); Karte: [42]

## 5.2 REGIONALISIERUNG VON PV-ANLAGEN INNERHALB RHEINLAND-PFALZ

### 5.2.1 Verteilung Ist-Zustand 2012

Die installierte PV-Leistung in Rheinland-Pfalz beträgt rund 1,6 GW (2012). Die Verteilung der einzelnen Anlagen ist in Abbildung 39 illustriert.

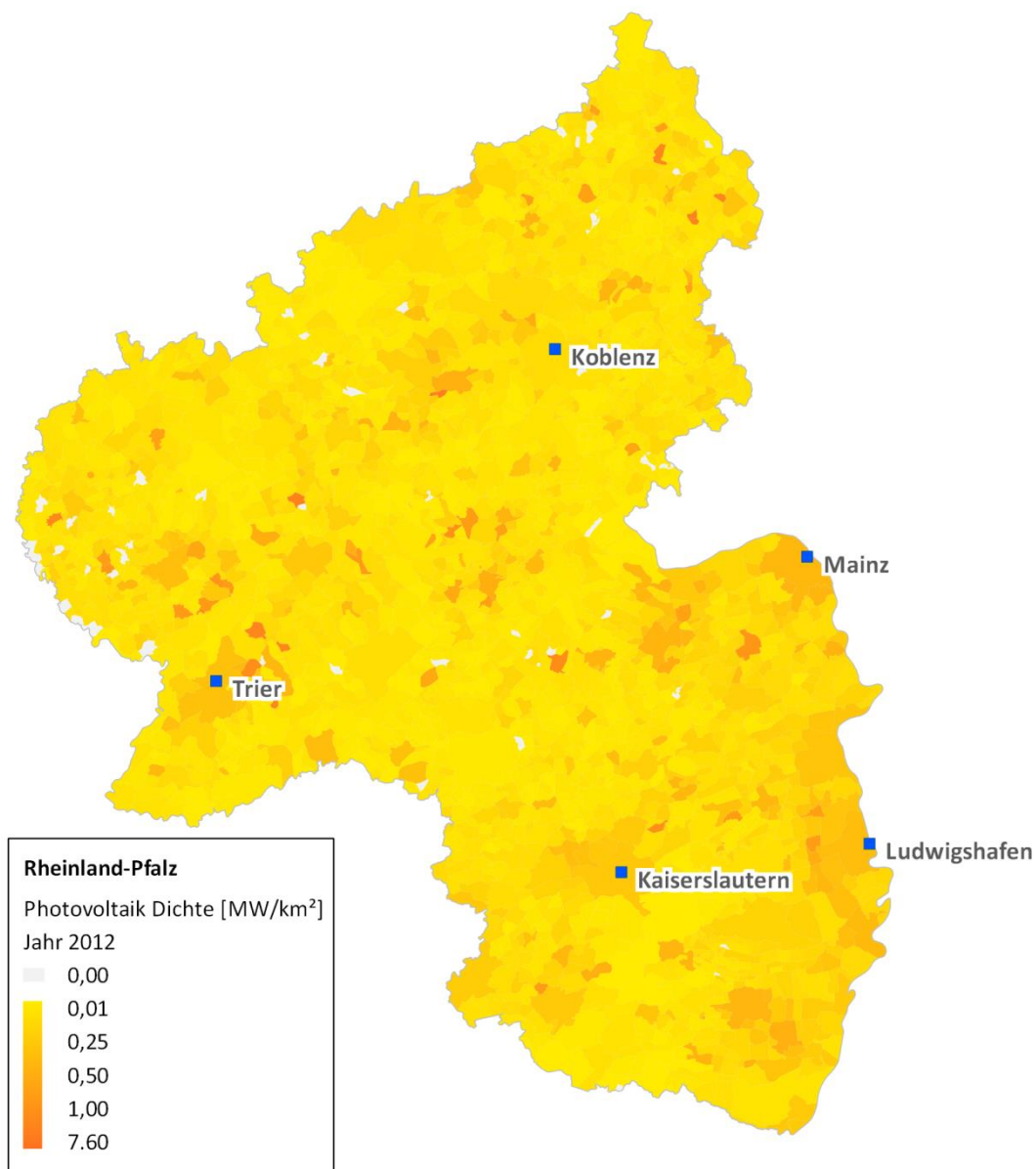


Abbildung 39: Verteilung der PV 2012 nach der Leistungsdichte. Quelle: Eigene Darstellung (Energynautics GmbH); Karte: [42]

### 5.2.2 Verteilung 2030

Gemäß [2] soll bis zum Jahr 2030 eine installierte PV-Leistung in Höhe von 5.500 MW errichtet werden. In Anlehnung an den Ansatz der Bundesnetzagentur [43, p. 5] wird diese PV-Leistung zu 50 % proportional zum aktuellen Ausbauzustand und zu 50 % proportional zum Potenzial der „Gebäude- und Freiflächen“ verteilt. Das Gebäude- und Freiflächenpotenzial wird dabei vom statistischen Bundesamt [44] erhoben. Das Resultat ist in Abbildung 40 festgehalten.

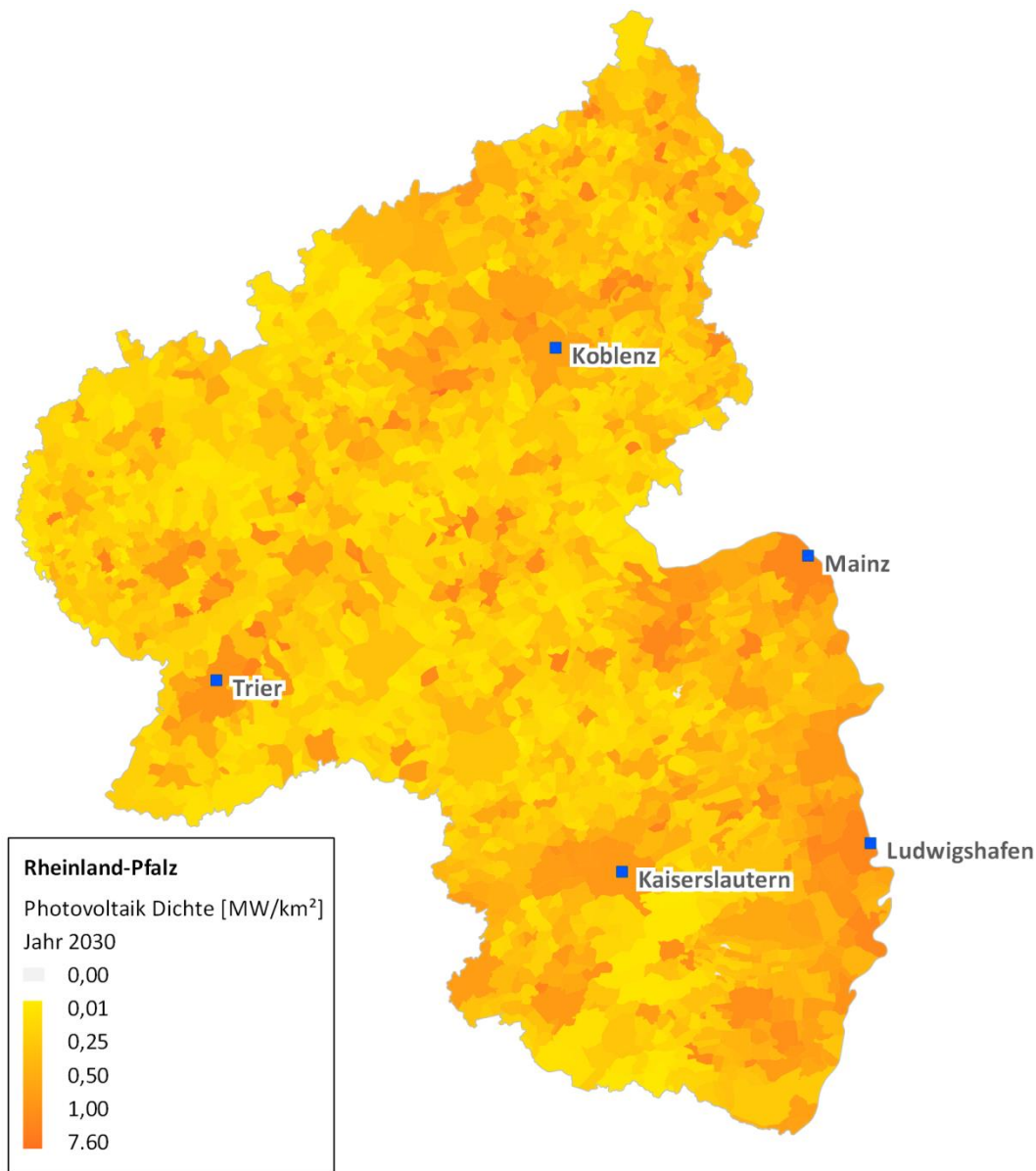


Abbildung 40: PV-Verteilung in Rheinland-Pfalz für 2030 in Abhängigkeit der Leistungsdichte. Quelle: Eigene Darstellung (Energynavatics GmbH); Karte: [42]



### 5.2.3 Verteilung 2017

Es ist davon auszugehen, dass in Rheinland-Pfalz bis einschließlich 2020 ein stärkerer PV-Ausbau zu verzeichnen sein wird als im Zeitraum 2020 bis 2030 [2, p. 15]. Geschuldet dieser Tatsache wird bis 2020 ein Wachstumsfaktor bzgl. des PV-Ausbaus von 277 MW/a angenommen [2, p. 15]. Ab 2020 reduziert sich der Wachstumsfaktor auf 170 MW/a [2, p. 15]. Ausgehend vom aktuellen Ausbauzustand 2012 wird mit Hilfe des Wachstumsfaktors (277 MW/a) die installierte PV-Leistung für 2017 linear errechnet und den entsprechenden Gemeinden anteilmäßig zugeordnet. In Summe beziffert sich 2017 die installierte PV-Leistung in Rheinland-Pfalz auf 2.970 MW.

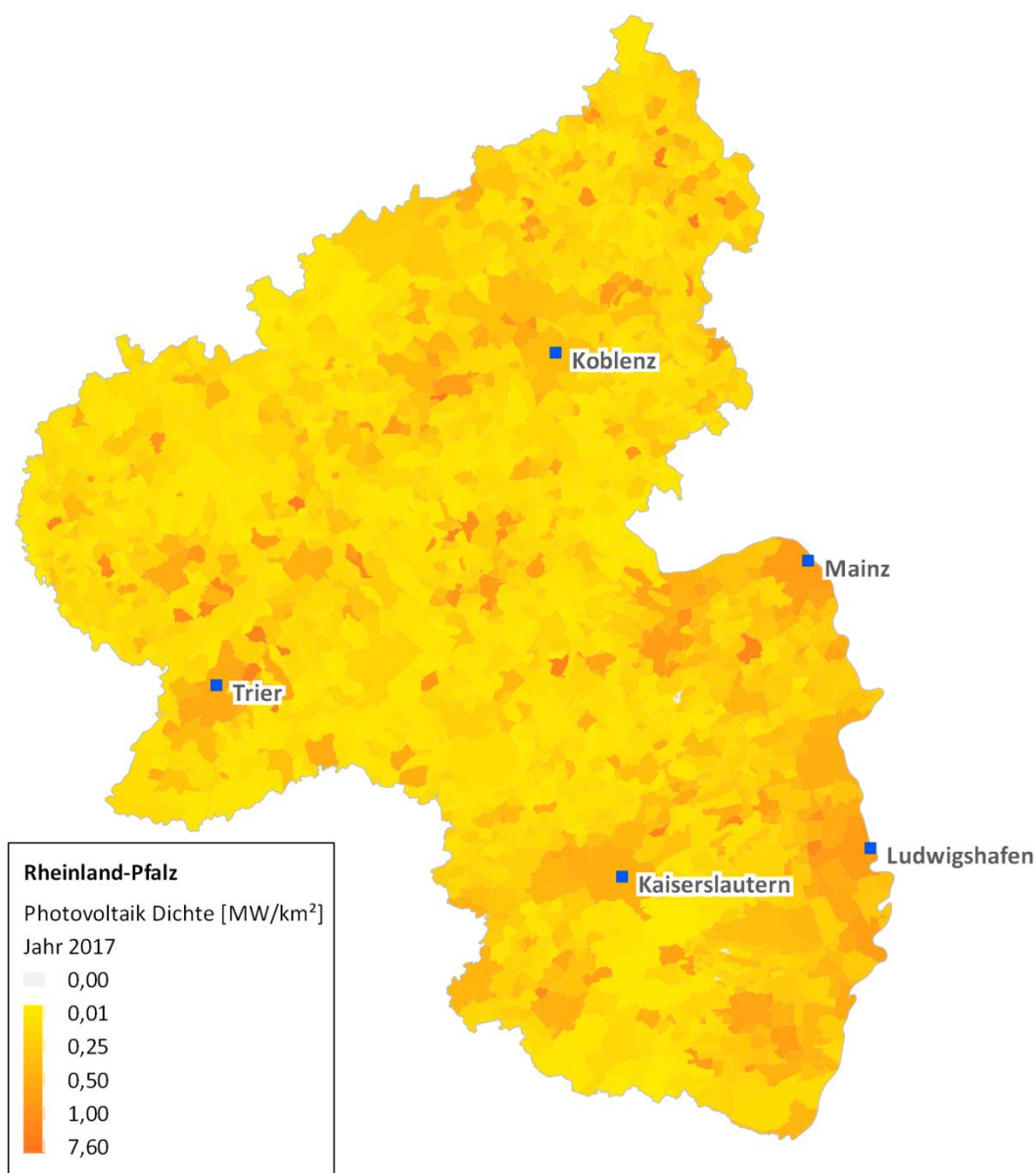


Abbildung 41: PV-Verteilung in Rheinland-Pfalz für 2017 in Abhängigkeit der Leistungsdichte. Quelle: Eigene Darstellung (Energynautics GmbH); Karte: [45]

## 6. REFERENZSZENARIO

---

Für die Untersuchungen des rheinland-pfälzischen Verteilnetzes wird zunächst ein Referenzszenario erstellt, das als Vergleichsbasis dient. In allen weiteren Untersuchungsschwerpunkten (vgl. Kapitel 2.3) werden die jeweiligen Ergebnisse dem Referenzszenario gegenübergestellt, um die Unterschiede herauszuarbeiten.

Das Referenzszenario repräsentiert eine Fortschreibung der Netzentwicklung nach der „Business as usual“ Strategie; außerdem wird unterstellt, dass alle nationalen sowie internationalen Ziele entsprechend der jeweiligen gegenwärtigen Planung umgesetzt werden. Folglich umfasst das Referenzszenario keine innovativen Flexibilitätsoptionen, sondern integriert einzig bereits etablierte Technologien. Dadurch kommen etwa lediglich Pumpspeicherkraftwerke als Flexibilitätsoption zum Einsatz. Die Integration der EE erfolgt somit hauptsächlich durch Netzausbaumaßnahmen, so dass jede durch EE erzeugte Einheit vom Stromnetz aufgenommen werden muss.

In allen weiteren Szenarien werden verschiedene Flexibilitätsoptionen analysiert und dabei ein Netzausbau ermittelt, welcher bei der Anwendung der jeweiligen Flexibilitätsoption erforderlich ist, um die Einbindung der EE mit der 100 %-Strategie in Rheinland-Pfalz (vgl. Kapitel 2.3 und 2.4) zu ermöglichen. So wird stets der ermittelte Netzausbau im Referenzszenario der Kombination aus Flexibilitätsoption zuzüglich Netzausbau in den Szenarien gegenübergestellt, die optimale Lösung herausgearbeitet und daraus schließlich Handlungsempfehlungen die Zukunft betreffend für die rheinland-pfälzischen Verteilnetze abgeleitet.

Wie alle Untersuchungen im Rahmen der vorliegenden Studie wird das Referenzszenario für die Zieljahre 2017 und 2030 ermittelt.

Im Folgenden werden – jeweils für die Jahre 2017 und 2030 – die in die Simulation des Referenzszenarios einfließenden Datengrundlagen (sowohl die nationale als auch internationale Zielsetzung) erörtert und die Simulationsergebnisse je Spannungsebene ausgewertet.

### 6.1 RHEINLAND-PFALZ

Für die Durchführung der Simulationen sind die prognostizierten installierten Leistungen sowie der Bruttostromverbrauch jeweils für die Jahre 2017 und 2030 sowie die dazugehörigen Jahresprofile der Windenergie, PV und Last in Rheinland-Pfalz erforderlich. Diese Daten für das Referenzszenario werden in den nachstehenden Kapiteln (6.1.1 und 6.1.2) dargelegt.

#### 6.1.1 Prognosen für Rheinland-Pfalz für 2017 und 2030

Unter der Voraussetzung einer bilanziellen Stromversorgung aus 100 % EE in Rheinland-Pfalz sowie einer beabsichtigten Senkung des Bruttostromverbrauchs jährlich um -1,5 %

(vgl. Kapitel 2.1.2 und 2.1.3) ergeben sich folgende, in Tabelle 11 zusammengefasste, Prognosen für die Jahre 2017 und 2030 für Rheinland-Pfalz.

**Tabelle 11: Prognostizierte installierte Leistungen [MW] und Bruttostromverbrauch [TWh/a] in Rheinland-Pfalz für 2017 und 2030 im Referenzszenario. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)**

Rheinland-Pfalz	Referenzszenario 2017	Referenzszenario 2030
<b>Installierte Gesamtleistung inkl. EE*</b>	<b>8.405 MW</b>	<b>15.647 MW</b>
Windenergie	3.388 MW	7.500 MW
PV	2.970 MW	5.500 MW
<b>Bruttostromverbrauch</b>	<b>26,6 TWh/a</b>	<b>21,8 TWh/a</b>

\* inkl. Gaskraftwerk Mainz, Biomasse, Wasserkraft, Pumpspeicherkraftwerk Vianden, sonstige

Deutlich ist der prognostizierte Anstieg der installierten Windenergie- und PV-Leistung zwischen den Jahren 2017 und 2030 zu erkennen. Die installierte Windenergie-Anlagenleistung wird zwischen den Jahren 2017 und 2030 vermutlich um mehr als das Doppelte steigen. Für die PV-Leistung wird eine Zunahme von rund 46 % angenommen. Aufgrund der Stromeffizienz ist von einer Senkung des Bruttostromverbrauchs auf 21,8 TWh im Jahr 2030 auszugehen.

Die installierten EE-Leistung aufgeteilt auf die einzelnen Landkreise bzw. kreisfreie Städte wird speziell für das Jahr 2030 in Abbildung 42 dargestellt. Danach ist die höchste installierte Leistung aus Windenergie und PV für das Jahr 2030 im „Eifelkreis Bitburg-Prüm“ zu erwarten. Weiterhin ist festzuhalten, dass voraussichtlich nahezu alle Landkreise eine installierte EE-Leistung von mindestens 200 MW aufweisen werden (im Vergleich: 2012 wiesen lediglich fünf Landreise eine installierte Leistung von mindestens 200 MW auf; vgl. Abbildung 11).

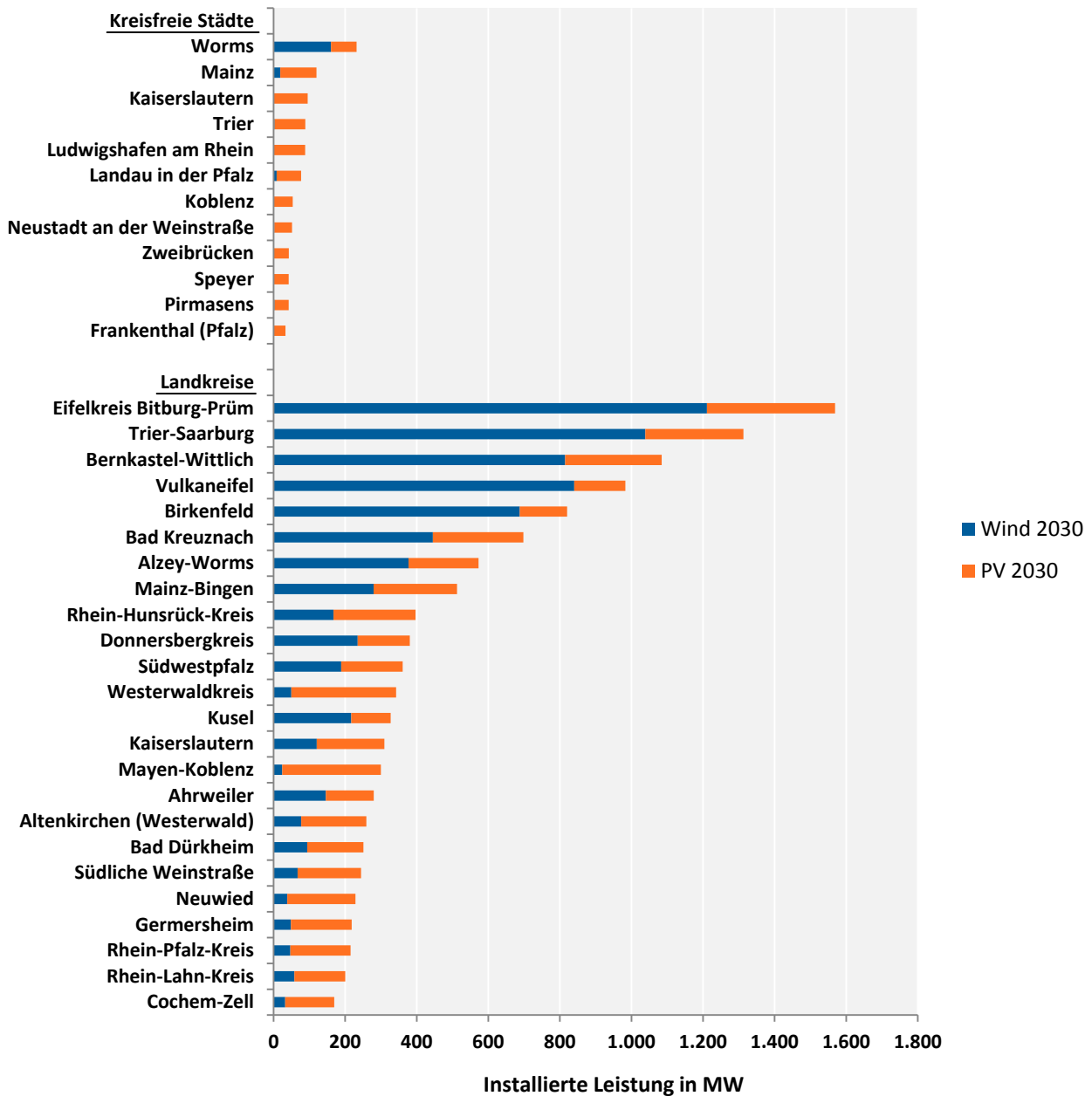


Abbildung 42: Installierte Wind- und PV-Leistung [MW] je Landkreis/kreisfreie Stadt in Rheinland-Pfalz für das Jahr 2030. Quelle: Eigene Berechnung (Energynautics GmbH)

### 6.1.2 Wind-, PV- und Last-Profil Rheinland-Pfalz für 2017 und 2030

Anhand der prognostizierten installierten Leistungen sowie der Annahmen für die Volllaststunden (vgl. Abschnitt 2.1.4) werden aus den Jahresprofilen des Ist-Zustandes die Jahresprofile für die Simulationen der Jahre 2017 und 2030 erzeugt. Das resultierende Gesamtprofil für die Last und Residuallast für 2030 ist in Abbildung 43 und Abbildung 44 dargestellt.

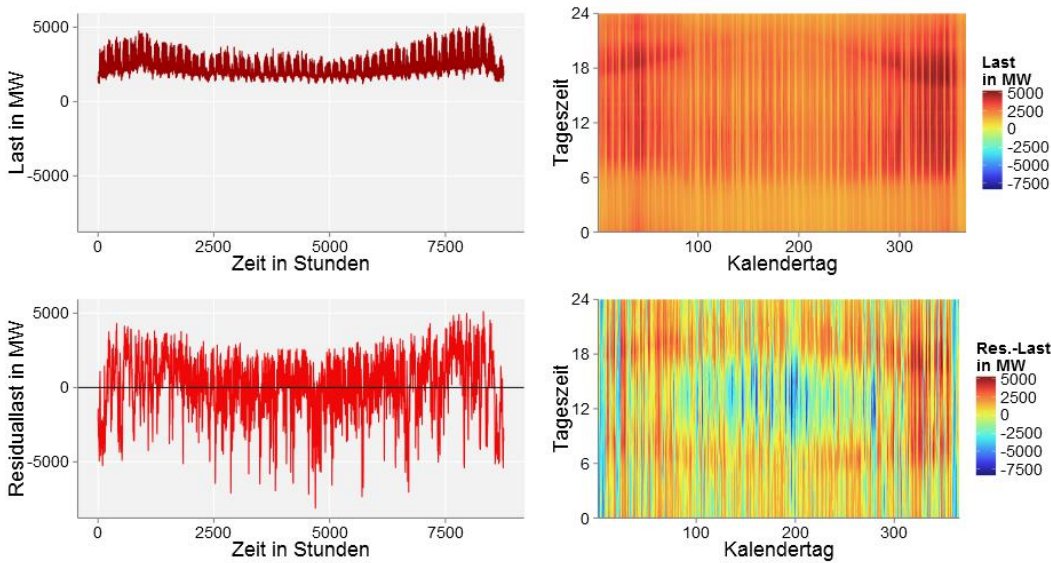


Abbildung 43: Jahresverlauf des Last- (oben) und des Residuallast-Profiles (unten) im Jahr 2030 in MW für Rheinland-Pfalz. Quelle: Eigene Darstellung (Energynautics GmbH)

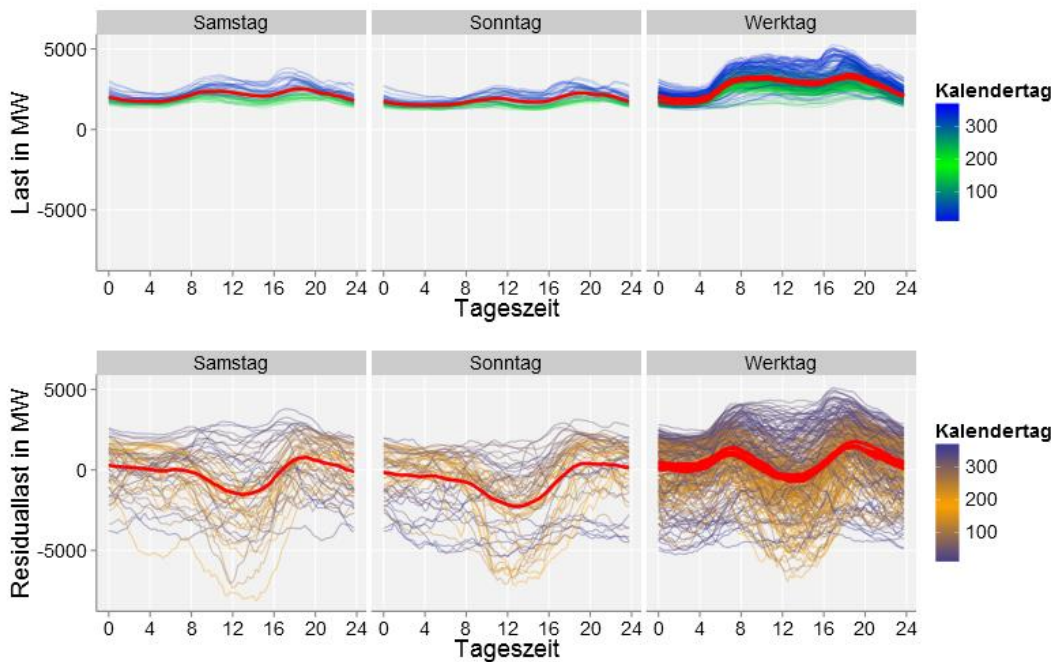


Abbildung 44: Tagesverläufe des Last- (oben) und des Residuallast-Profiles (unten) im Jahr 2030 in MW für Rheinland-Pfalz (rote Linie: Tagesmittelwert). Quelle: Eigene Darstellung (Energynautics GmbH)

Während im Jahr 2012 das Profil der Residuallast noch eine recht große Ähnlichkeit zum reinen Verbraucherlastprofil aufwies, hat diese Ähnlichkeit im Jahr 2030 deutlich abgenommen. Der Einfluss der Last zu den Zeiten niedriger Einspeisung aus Wind und PV ist noch gut zu erkennen, begünstigt durch die starke Fluktuation und niedrige Volllaststundenzahl der Einspeiser. In Verbindung mit der hohen installierten Leistung ergeben sich aus der starken Fluktuation nun jedoch Einspeisespitzen, die das bisherige Lastmaximum im Betrag deutlich überschreiten. Während der Jahresmittelwert der

Residuallast nun nahezu Null ist (bilanziell vollständig erneuerbare Versorgung), erkennt man in den Tagesmittelwertkurven sehr deutlich auch den Einfluss der PV. Aus den hohen Abweichungen zwischen den Tagesverläufen wird ersichtlich, welche Leistungs-differenzen nun in kurzer Zeit durch Flexibilität ausgeglichen oder durch Nachbarregionen absorbiert werden müssen. Eine Grundlast ist nicht mehr erkennbar.

### 6.1.3 Steuerbare Kraftwerksleistung

In Rheinland-Pfalz stehen eine Reihe kleinerer Kraftwerke zum aktiven Ausgleich von Schwankungen der Last und der Einspeisung aus EE-Anlagen zur Verfügung. Die Summe der installierten Leistungen je Kraftwerkstyp ist in Tabelle 13 wiedergegeben. Es wird angenommen, dass die berücksichtigten bereits heute verfügbaren Anlagen auch im Jahr 2030 noch einsetzbar sind und keine Änderungen der installierten Leistungen auftreten. Im Vergleich zur vorgesehenen EE-Leistung sind die Leistungen dieser anderen Kategorien auch so gering, dass Änderungen bis zu einer bestimmten Größe keine erheblichen Auswirkungen auf die Ergebnisse erwarten ließen. Alle Kraftwerke werden an den ihnen zugeordneten Netzknoten standortscharf berücksichtigt.

**Tabelle 12: Steuerbare Leistung aus Kraftwerken in Rheinland-Pfalz für die Jahre 2017 und 2030. Quelle: Eigene Angaben auf Grundlage von [5]**

Kraftwerkstyp	Steuerbare Leistung in Rheinland-Pfalz für 2017	Steuerbare Leistung in Rheinland-Pfalz für 2030
Gaskraftwerke	400 MW	400 MW
Biomasse	153 MW	153 MW
Laufwasser	250 MW	250 MW
Sonstige	76 MW	76 MW

Die in Tabelle 12 angegebenen Leistungen stehen sowohl im Referenzszenario als auch in allen anderen untersuchten Szenarien bei der Netzausbauminimierung als steuerbare Leistung zur Verfügung.

## 6.2 DEUTSCHLAND

Zur Gewährleistung einer soliden Aussagekraft des Referenzszenarios ist die Auswahl von fundierten Datenquellen entscheidend. Für den nationalen Kontext bildet nach Absprache mit dem MWKEL der erste Entwurf des NEP 2013<sup>54</sup> [11] die Basis.

Das Pumpspeicherkraftwerk Vianden in Luxemburg (inkl. dem Zubau in Höhe von 200 MW im Herbst 2013) ist in dem Referenzszenario berücksichtigt. Das Pumpspeicherkraftwerk Vianden liegt zwar außerhalb der deutschen Landesgrenzen, ist allerdings elektrisch an Rheinland-Pfalz angeschlossen [16].

In Tabelle 13 sind die erhobenen Daten bezogen auf Deutschland für das Referenzszenario für 2017 sowie 2030 zusammengefasst. Die Daten zur installierten PV- sowie Windenergie-Anlagenleistung sind in der Tabelle bereits um die bilanzielle 100 % EE-Strategie in Rheinland-Pfalz für das Jahr 2030 ergänzt.

**Tabelle 13: Überblick der Datengrundlage des Referenzszenarios für 2017 und 2030 bezogen auf den nationalen Kontext. Quelle: NEP 2013 [11] und [16]**

Deutschland	Referenzszenario 2017	Referenzszenario 2030
<b>Installierte Gesamtleistung</b>	<b>199.996 MW</b>	<b>258.293 MW</b>
Windenergie (onshore & offshore)	46.250 MW	85.854 MW
PV	43.300 MW	66.193 MW
Restliche EE	12.800 MW	15.850 MW
Konventionelle Erzeuger (ohne Pumpspeicherkraftwerke)	87.650 MW	78.100 MW
Pumpspeicherkraftwerke (inkl. Vianden & deren 200 MW Zubau)	9.996 MW	12.296 MW
<b>Bruttostromverbrauch</b>	<b>609 TWh/a</b>	<b>608 TWh/a</b>
<b>Netzausbau</b>	<b>3.181 km</b> (kumuliert von Ende 2012 bis einschließlich 2017)	<b>8.034 km</b> (kumuliert von 2018 bis 2023)

<sup>54</sup> In Bezug auf den NEP 2013 wird für die vorliegende Verteilnetzstudie stets das Szenario B herangezogen, da dieses insbesondere hinsichtlich installierter Leistung und des Nettostrombedarfs den Zeithorizont bis 2033 abdeckt.

Wie in Tabelle 13 dargestellt, ist zwischen den Jahren 2017 und 2030 von einem Anstieg der installierten Gesamtleistung von knapp 30 % auszugehen, was hauptsächlich auf den Ausbau der Windenergie sowie der PV zurückgeführt werden kann. Ebenso ist für die installierte Pumpspeicherkraftwerksleistung eine Zunahme von 23 % zu erwarten. Im Gegensatz dazu lässt sich bei den konventionellen Erzeugern (ohne Pumpspeicherkraftwerke) ein Rückgang der installierten Leistung bis zum Jahr 2030 abzeichnen. Der deutschlandweite Bruttostromverbrauch wird gemäß des NEP 2013 auf einen nahezu konstanten Wert angesetzt.<sup>55</sup>

Der angegebene Bruttostromverbrauch ist aus den Nettostromverbrauchsangaben des NEP 2013 [11] ermittelt worden. Der Nettostromverbrauch „ergibt sich aus der Bruttostromerzeugung, reduziert um den Nettoexport, den Eigenverbrauch der Kraftwerke und um den Netzverlust“ [43, p. 70]. Die eigenverbrauchte Eigenerzeugung, „die außerhalb der Stromnetze der allgemeinen Versorgung zumeist von der Industrie erzeugt und am eignen Standort verbraucht wird“ [45, p. 4], sowie der Eigenverbrauch von PV-Anlagenbetreibern sind Bestandteil des Nettostromverbrauchs [45, p. 4]. Zur Ermittlung des erforderlichen Bruttostromverbrauchs wurde das Verhältnis von Nettostromverbrauch zu Bruttostromverbrauch der letzten Jahre zu Grunde gelegt.

Die Angaben zum Netzausbau in Deutschland resultieren aus der Summe des definierten Startnetzes und des definierten Ergebnisnetzes nach Szenario B gemäß des NEP 2013 [11, pp. 73-101].

### 6.3 EUROPA

Zur Erstellung des Referenzszenarios sind neben den Daten bezogen auf Deutschland auch Daten der angrenzenden Nachbarländer Deutschlands<sup>56</sup> sowie von Norwegen und Schweden erforderlich. Die Berücksichtigung von letzteren ist insbesondere auf deren Speicherwasserkraftwerke<sup>57</sup> zurückzuführen.

Analog zu den verwendeten Datensätzen für Deutschland werden auch für den internationalen Rahmen valide Datenquellen benötigt. Die erforderlichen Angaben zum Bruttostromverbrauch sowie zur installierten Leistung für den internationalen Kontext stammen aus der EU Energy Trends 2009 [23]. Für Norwegen und die Schweiz mussten separate Quellen herangezogen werden, da diese Länder keine EU-Mitgliedsstaaten und demnach nicht Teil der EU Energy Trends sind. Die Daten für Norwegen sind der Statnett

<sup>55</sup> Abweichend von den Annahmen des NEP 2013 gibt es auf Bundesebene ebenfalls Ziele zur Reduktion des Stromverbrauches. So ist etwa im Energiekonzept der Bundesregierung eine Senkung des Stromverbrauchs um 10 % bis zum Jahr 2020 und um insgesamt 25 % bis zum Jahr 2050 angestrebt.

<sup>56</sup> Belgien, Dänemark, Frankreich, Luxemburg, Niederlande, Österreich, Polen, Schweiz und Tschechien (vgl. Kapitel 4.1.2).

<sup>57</sup> Detaillierte Informationen diesbezüglich können der Prognos-Studie „Bedeutung internationaler Wasserkraft-Speicherung für die Energiewende“ entnommen werden.  
[http://www.worldenergy.org/dnk/publikationen/bedeutung\\_der\\_internationalen\\_wasserkraftspeicherung/default.asp](http://www.worldenergy.org/dnk/publikationen/bedeutung_der_internationalen_wasserkraftspeicherung/default.asp)



[46] sowie ENTSO-E [25] entnommen worden. Für die Schweiz konnte mit Hilfe von Angaben des Bundesamts für Energie (BFE) [26, p. 40] der Bruttostromverbrauch ermittelt werden. Die installierte Leistung wurde seitens Greenpeace [27] zur Verfügung gestellt, wobei die installierte PV-Leistung auf eigenen Abschätzungen beruht.

**Tabelle 14: Überblick der Datengrundlage des Referenzszenarios für 2017 und 2030 bezogen auf den internationalen Kontext. Quelle: [23], [46], [25], [26], [27], eigene Abschätzungen (Energynautics GmbH)**

Europa (ohne Deutschland)	Referenzszenario 2017	Referenzszenario 2030
<b>Installierte Gesamtleistung</b>	<b>372.641 MW</b>	<b>443.014 MW</b>
Windenergie	35.489 MW	69.335 MW
PV	4.095 MW	11.954 MW
Restliche EE	121.288 MW	142.041 MW
Konventionelle Erzeuger	211.769 MW	219.684 MW
<b>Bruttostromverbrauch</b>	<b>1.339 TWh/a</b>	<b>1.512 TWh/a</b>

Analog zur Entwicklung in Deutschland ist auch im internationalen Rahmen von einer Zunahme der installierten Gesamtleistung zwischen den Jahren 2017 und 2030 auszugehen. Den größten Anteil hat hierbei der Ausbau der EE. Im Gegensatz zu Deutschland wird ebenso eine Steigung der Leistung aus konventionellen Erzeugern angenommen. Laut den EU Energy Trends 2009 [23] ist bezüglich des Bruttostromverbrauchs eine Zunahme von rund 13 % zu erwarten.

#### 6.4 NETZMODELL (HÖS-/HS-EBENE): SIMULATIONSERGEBNISSE

Durch die Einbettung des Netzmodells Rheinland-Pfalz in den europäischen Kontext wird der für Rheinland-Pfalz errechnete Ausbau des Höchstspannungsnetzes potenziell nicht nur durch die Einspeisung und Lastsituation in Rheinland-Pfalz selbst bestimmt, sondern ebenfalls durch weiträumige Leistungsflüsse durch das Land hindurch (Transit). Deren Einfluss auf den Netzausbau steht jedoch nicht im Fokus der Studie, jedenfalls solange sich keine Engpässe beim Abtransport von Leistung aus Rheinland-Pfalz ergeben. Die Netzausbauroptimierung versucht deshalb, großräumigen Leistungstransfer (wie etwa die Übertragung von Windstrom von der Nordsee in den Süden) um Rheinland-Pfalz herumzuführen. Ein Ausbau der Höchstspannungsebene in Rheinland-Pfalz erfolgt dann nur noch, wenn dies aufgrund der Erzeugungsleistung in Rheinland-Pfalz notwendig ist oder der Ausbaubedarf außerhalb von Rheinland-Pfalz unverhältnismäßig hoch wird.

Der Ausbau-Optimierungsalgorithmus strebt über alle im Netzmodell enthaltenen Netzebenen (110 kV bis 380 kV) hinweg eine Minimierung der auszubauenden Leitungslänge und Übertragungskapazität an. Das Berechnungssystem kann außerdem

nicht selbständig nach neuen Netzverbindungen suchen. Daher bleibt der berechnete zusätzliche Ausbau auf bestehende Leitungstrassen beschränkt.

Bestehende Planungen der Netzbetreiber für neue Netzverbindungen, Umspannwerke und Kapazitätserweiterungen wurden für die jeweiligen Betrachtungsjahre in das Netzmodell Rheinland-Pfalz integriert und berücksichtigt. Der als Ergebnis der Berechnungen im Folgenden ausgewiesene Netzausbau beziffert dementsprechend den über die bestehenden Planungen hinausgehenden zusätzlichen Netzausbau. Auch die in der Zusammenfassung aufgeführten Kostenschätzungen beziehen sich jeweils nur auf den zusätzlich ermittelten Ausbau und enthalten nicht die Kosten für geplante Maßnahmen.

#### 6.4.1 Netzmodell Rheinland-Pfalz: Auswertung Referenzszenario 2017

Für die quantitative Ausweisung des Leitungsaubaus in Form der Leitungslänge je Spannungsebene wird im Folgenden die Einheit „Stromkreiskilometer“ verwendet. Dabei ist zu beachten, dass die Kosten des Leitungsaubaus weniger durch die Kosten für einzelne Stromkreise als vielmehr durch die Kosten für die gesamte Leitungstrasse (mit fast immer mehreren Stromkreisen) entstehen. Dies wird bei der Berechnung der Kosten berücksichtigt. Weil in dieser Studie allerdings auch Netzausbau für die Mittel- und Niederspannungsebenen bestimmt wird, wo keine Trasseninformationen erfasst und betrachtet wurden, erlaubt nur die Darstellung in Stromkreiskilometern eine einheitliche Darstellung über alle Spannungsebenen.

Der ermittelte Leitungsausbau der Spannungsebenen 110 kV bis 380 kV innerhalb von Rheinland-Pfalz bis 2017 ist in Tabelle 15 zusammengefasst. Im Höchstspannungsnetz (220 kV und 380 kV) sind bis zu diesem Zeitpunkt keine Ausbaumaßnahmen erforderlich. Innerhalb der Hochspannungsebene (110 kV) wird im Referenzszenario eine notwendige Verstärkung um 70 Stromkreiskilometer berechnet.

**Tabelle 15: Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Leitungsausbau der Höchst- und Hochspannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis einschließlich 2017 im Referenzszenario in Stromkreiskilometern. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)**

Spannungs- ebene	Ist-Zustand 2012	Geplanter Ausbau bis 2017	Ermittelter Ausbau bis 2017	Stand 2017	Ausbau bezogen auf 2012
380 kV	1.183 km	0 km	0 km	1.183 km	0 %
220 kV	1.227 km	-40 km	0 km	1.187 km	-3,3 %
110 kV*	4.111 km	174 km	70 km	4.355 km	+5,9 %
<b>SUMME</b>	<b>6.521 km</b>	<b>134 km</b>	<b>70 km</b>	<b>6.725 km</b>	<b>+3,1 %</b>

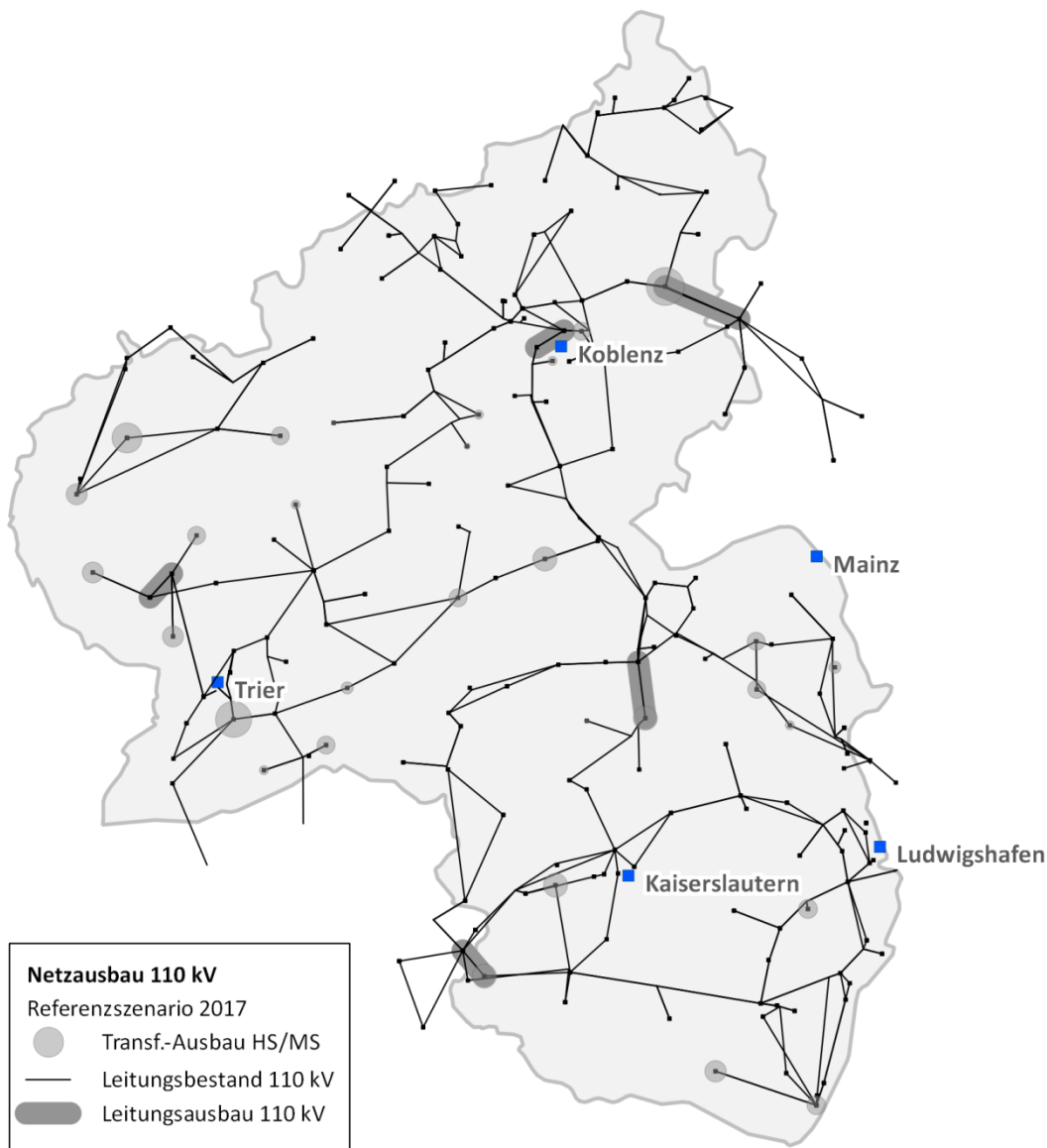
\* ohne Windparkanschlüsse (separat berechnet, vgl. Abschnitte 4.4 und 6.7)

Auch die Umspannstationen des Höchstspannungsnetzes zum Hochspannungsnetz in Rheinland-Pfalz benötigen bis zum Jahr 2017 keine Verstärkung, wie in Tabelle 16 zu sehen ist. Allerdings wird zum Abtransport von Leistung aus erneuerbaren Energien in der Umspannebene zur Mittelspannung eine Kapazitätserweiterung der Transformatorleistung um insgesamt 1.571 MVA erforderlich.

**Tabelle 16: Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Transformatorausbau der Höchst- und Hochspannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis einschließlich 2017 im Referenzszenario in MVA. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)**

Spannungsebene	Ist-Zustand 2012	Geplanter Ausbau bis 2017	Ermittelter Ausbau bis 2017	Stand 2017	Ausbau bezogen auf 2012
<b>380/220 kV</b>	4.000 MVA	0 MVA	0 MVA	4.000 MVA	0 %
<b>380/110 kV</b>	2.250 MVA	2.950 MVA	0 MVA	5.200 MVA	+131,1 %
<b>220/110 kV</b>	4.000 MVA	0 MVA	0 MVA	4.000 MVA	0 %
<b>110 kV/MS</b>	12.295 MVA	0 MVA	1.571 MVA	13.866 MVA	+12,8 %
<b>SUMME</b>	<b>22.545 MVA</b>	<b>2.950 MVA</b>	<b>1.571 MVA</b>	<b>27.066 MVA</b>	<b>20,1 %</b>

Die geographische Lage der ermittelten Maßnahmen im Einzelnen ist in Abbildung 45 wiedergegeben. Es ist gut zu erkennen, dass sich die ermittelten Maßnahmen nicht auf einen kleinen Teilbereich des Netzes konzentrieren, sondern über das gesamte Netzgebiet des Landes verteilt sind. Dies entspricht dem Zubau an Erzeugung aus erneuerbaren Energien, der ebenfalls über das gesamte Landesgebiet verteilt erfolgt.



**Abbildung 45:** Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Leitungs- und Transformatorausbau der Hochspannungsebene in Rheinland-Pfalz bis zum Jahr 2017 im Referenzszenario. Quelle: Eigene Darstellung (Energynavics GmbH)

#### 6.4.2 Netzmodell Rheinland-Pfalz: Auswertung Referenzszenario 2030

Anschließend an den ermittelten zusätzlichen Ausbau bis 2017 werden zunächst die geplanten Maßnahmen bis 2030 im Modell umgesetzt und dann der nach 2017 bis 2030 zusätzlich erforderliche Leitungsausbau bestimmt. Die Ergebnisse sind in Tabelle 17 zusammengefasst. Für die 220 kV-Ebene ist hier eine Verringerung der Stromkreis-kilometer angegeben. Dabei handelt es sich um Upgrade-Maßnahmen zur 380 kV-Ebene – zu verstärkende Leitungstrassen der 220 kV-Ebene werden in der Planung der Übertragungsnetzbetreiber auf diese Weise umgebaut. Die für die 380 kV-Ebene angegebene Zahl enthält die dabei entstandenen neuen Stromkreiskilometer dieser Ebene. Eine Verstärkung bereits bestehender 380 kV-Leitungen ist nicht erforderlich. Der Unterschied der Stromkreislängen bei der Umwandlung von 220 kV zu 380 kV ergibt sich daraus, dass ein kurzer Leitungsabschnitt gleich mit zwei Stromkreisen zu verstärken ist.

**Tabelle 17: Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Leitungsausbau der Höchst- und Hochspannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis einschließlich 2030 im Referenzszenario in Stromkreis-kilometern. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)**

Spannungs- ebene	Ist-Zustand 2012	Stand 2017	Geplanter Ausbau ab 2017 bis 2030	Ermittelter Ausbau ab 2017 bis 2030	Stand 2030	Ausbau bezogen auf 2012
<b>380 kV</b>	1.183 km	1.183 km	186 km	166 km	1.535 km	+29,8 %
<b>220 kV</b>	1.227 km	1.187 km	0 km	-160 km	1.027 km	-16,3 %
<b>110 kV*</b>	4.111 km	4.355 km	0 km	518 km	4.873 km	+18,5 %
<b>SUMME</b>	<b>6.521 km</b>	<b>6.725 km</b>	<b>186 km</b>	<b>524 km</b>	<b>7.435 km</b>	<b>+14,0 %</b>

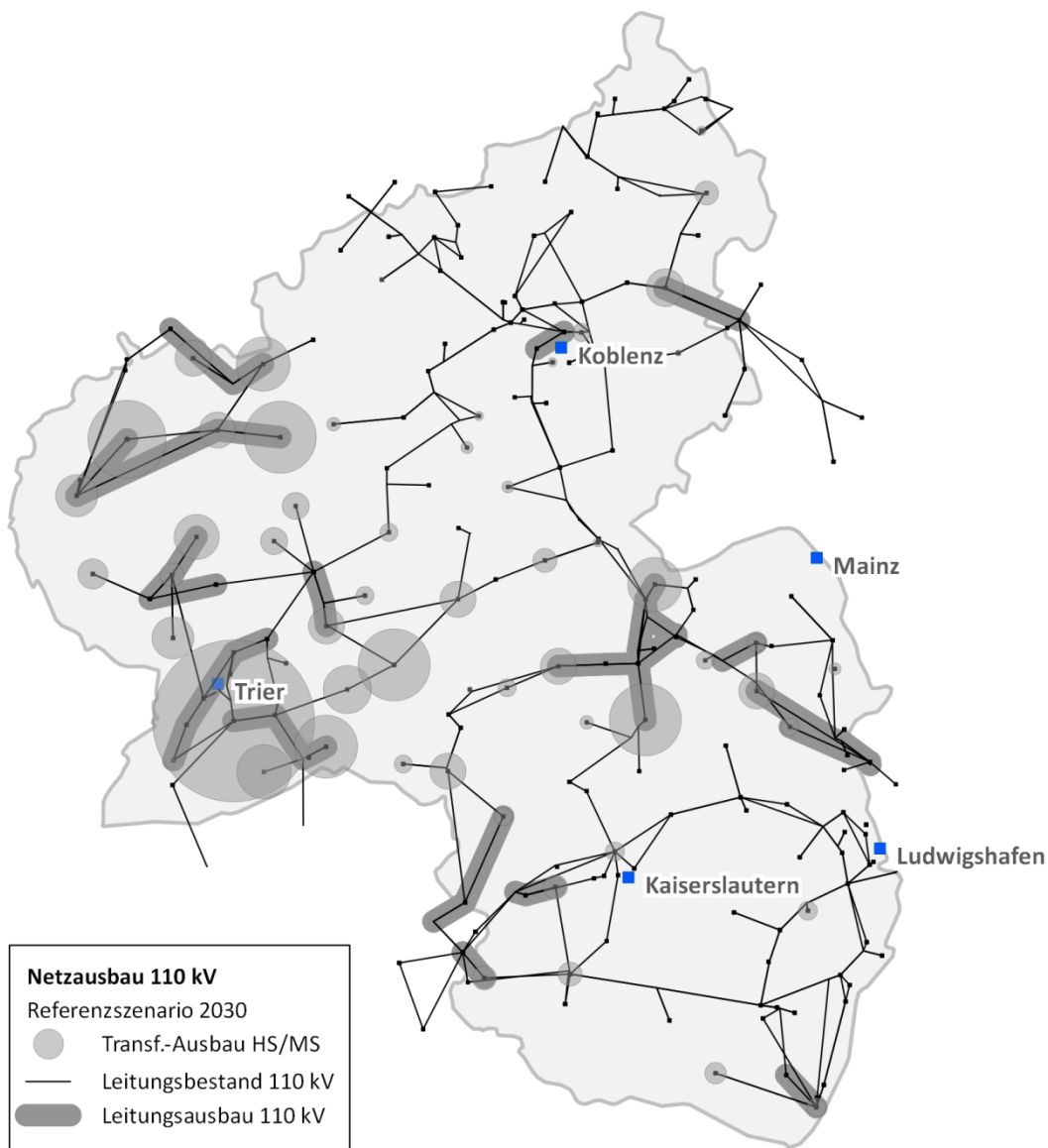
\* ohne Windparkanschlüsse

Die Umwandlung von Leitungen der 220 kV-Ebene in neue Leitungen der 380 kV-Ebene bedingt auch Umbaumaßnahmen in Umspannwerken, die in den berechneten Ergebnissen für den Transformatorausbau in Rheinland-Pfalz (zusammengefasst in Tabelle 18) enthalten sind. Insbesondere sind alle neuen Transformatoren der 380/220 kV-Ebene durch die Leitungsupgrades bedingt. Auch die sinkende Zahl von Transformatoren der 220/110 kV-Ebene folgt aus diesen Maßnahmen. Dagegen sind ein großer Teil der neuen 380/110 kV-Transformatoren sowie alle neue Kapazität der Hochspannung/Mittelspannung-Umspannebene durch die Auslastung der Betriebsmittel bestimmt, die nur mit den aufgeführten Verstärkungen die Spitzen der Einspeisung aus erneuerbaren Energien aufnehmen kann.

**Tabelle 18: Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Transformatorausbau der Höchst- und Hochspannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis einschließlich 2030 im Referenzszenario in MVA. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)**

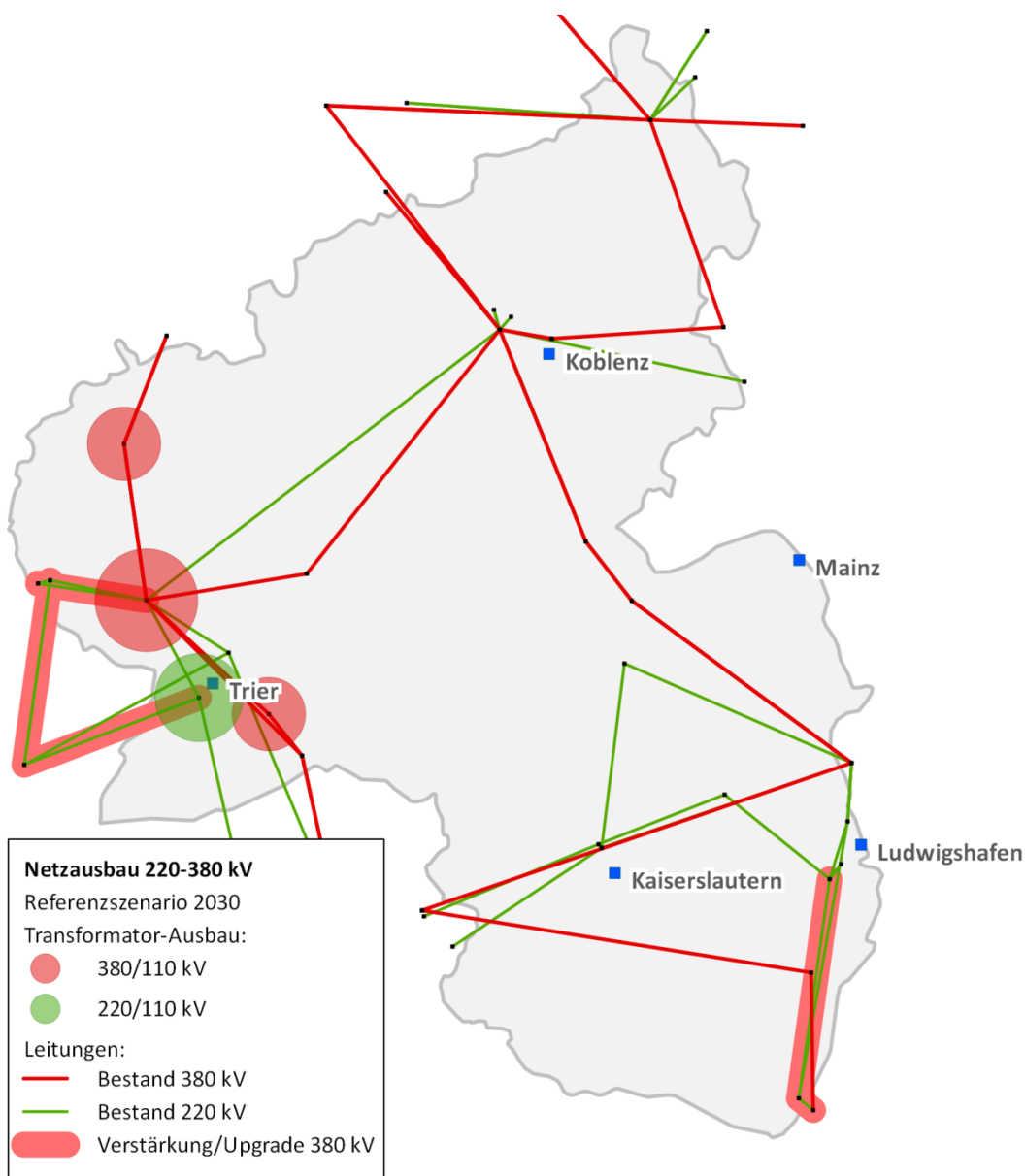
Spannungs- ebene	Ist-Zustand 2012	Stand 2017	Geplanter Ausbau ab 2017 bis 2030	Ermittelter Ausbau ab 2017 bis 2030	Stand 2030	Ausbau bezogen auf 2012
<b>380/220 kV</b>	4.000 MVA	4.000 MVA	0 MVA	2.400 MVA	6.400 MVA	+60,0 %
<b>380/110 kV</b>	2.250 MVA	5.200 MVA	700 MVA	1.350 MVA	7.250 MVA	+322,2 %
<b>220/110 kV</b>	4.000 MVA	4.000 MVA	-350 MVA	-400 MVA	3.250 MVA	-18,8 %
<b>110 kV/MS</b>	12.295 MVA	13.866 MVA	0 MVA	3.703 MVA	17.569 MVA	+42,9 %
<b>SUMME</b>	<b>22.545 MVA</b>	<b>27.066 MVA</b>	<b>350 MVA</b>	<b>7.053 MVA</b>	<b>34.469 MVA</b>	<b>+52,9 %</b>

Die Lage der ermittelten Ausbaumaßnahmen innerhalb der Hoch- und Höchstspannungsnetze in Rheinland-Pfalz ist in Abbildung 46 und Abbildung 47 dargestellt. Die Ausbaudarstellung des Hochspannungsnetzes enthält ebenfalls den ermittelten Ausbau bis 2017, eine weitere Verstärkung von bereits bis 2017 zu verstärkenden Leitungen bis 2030 ist nicht erforderlich. Im Vergleich zur Darstellung des Ausbaus bis 2017 zeigen sich im Betrachtungsjahr 2030 allerdings regionale Schwerpunkte im Westen und östlich der Mitte. Hintergrund dieser Schwerpunkte ist die in den Regionen stärker als im Durchschnitt wachsende Zubauleistung bzw. Leistungsdichte an Windenergie.



**Abbildung 46:** Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Leitungs- und Transformatorausbau der Hochspannungsebene in Rheinland-Pfalz bis zum Jahr 2030 im Referenzszenario. Quelle: Eigene Darstellung (Energynavics GmbH)

Im Höchstspannungsnetz (Abbildung 47) entsteht trotz der Gewichtung des Ausbaus zugunsten von umgebenden Leitungen ein Ausbaubedarf an den Übertragungsleitungen an den Grenzen zu Luxemburg und Baden-Württemberg. Während dieser auch durch Leistungstransite noch mit verursacht wird, ist der Ausbau der Transformatorkapazität zur Höchstspannungsebene im Westen von Rheinland-Pfalz der ansteigenden Einspeiseleistung aus PV und vor allem Windenergie geschuldet. Die im Zuge der Umstellung von Leitungen von 220 kV auf 380 kV entstehenden Maßnahmen für neue Transformatoren sind in der Abbildung nicht enthalten, wiedergegeben ist nur der durch die Einspeiseleistung notwendig werdende Ausbau der Umspannstationen zum Hochspannungsnetz.



**Abbildung 47: Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Leitungs- und Transformatorausbau der Höchstspannungsebene in Rheinland-Pfalz bis zum Jahr 2030 im Referenzszenario. Quelle: Eigene Darstellung (Energynavics GmbH)**

## 6.5 MS-REFERENZNETZ: SIMULATIONSERGEBNISSE

Der ermittelte Leitungsausbau der verschiedenen Mittelspannungsnetze innerhalb von Rheinland-Pfalz bis 2017 und bis 2030 ist in Tabelle 19 zusammengefasst. Angegeben sind die auf gesamt Rheinland-Pfalz anteilig hochgerechneten Leitungs- und ermittelten Ausbaulängen in Stromkreiskilometern je Netzklasse der Referenznetzanalyse. Aus der Addition der Angaben aller Netzklassen ergibt sich der gesamte Ausbau von Mittelspannungsleitungen in Rheinland-Pfalz.

**Tabelle 19: Erforderlicher Leitungsausbau der Mittelspannungsebene in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Referenzszenario in Stromkreiskilometern. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)**

Netz- klasse	Bestand 2012	Ermittelter Ausbau 2012 bis 2017	Ermittelter Ausbau 2017 bis 2030	Ermittelter Ausbau insgesamt bis 2030	Ausbau bezogen auf Summe 2012
A1	9.131 km	54 km	80 km	134 km	+0,7 %
A2	1.725 km	26 km	27 km	53 km	+0,3 %
B	3.942 km	68 km	65 km	133 km	+0,7 %
C/D/E	5.618 km	50 km	102 km	152 km	+0,7 %
<b>Summe</b>	<b>20.416 km</b>	<b>198 km</b>	<b>274 km</b>	<b>472 km</b>	<b>+2,3 %</b>

Mit insgesamt 472 Stromkreiskilometern Ausbaulänge bis 2030 ergibt sich ein Ausbaubedarf, der etwa 2 % des im Jahr 2012 vorhandenen Leitungsbestandes entspricht. Nahezu die Hälfte des ermittelten Ausbaubedarfes der Mittelspannungsebene wird bereits bis zum Jahr 2017 benötigt.

## 6.6 NS-MODELLNETZ: SIMULATIONSERGEBNISSE

In der Niederspannungs-Modellnetzanalyse wurde der Ausbaubedarf im Niederspannungsnetz einschließlich der Ortsnetztransformatoren zur Mittelspannung bestimmt. Tabelle 20 zeigt den anteilig auf gesamt Rheinland-Pfalz hochgerechneten Bestand und Ausbaubedarf der Modellnetze bis 2017 und 2030. Die Summe der vier Kategorien Land, Dorf, Vorstadt und Stadt ergibt den gesamten Ausbaubedarf der Umspannebene in Rheinland-Pfalz.



**Tabelle 20: Erforderlicher Transformatorausbau der MS/NS-Ebene in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Referenzszenario in MVA. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)**

Netztyp	Bestand 2012	Ermittelter Ausbau 2012 bis 2017	Ermittelter Ausbau 2017 bis 2030	Ermittelter Ausbau insgesamt bis 2030	Ausbau bezogen auf Summe 2012
Land	588 MVA	6 MVA	282 MVA	288 MVA	+3,8 %
Dorf	1.858 MVA	162 MVA	1.431 MVA	1.593 MVA	+21,2 %
Vorstadt	3.615 MVA	25 MVA	1.043 MVA	1.068 MVA	+14,2 %
Stadt	1.456 MVA	0 MVA	79 MVA	79 MVA	+1,1 %
<b>Summe</b>	<b>7.517 MVA</b>	<b>193 MVA</b>	<b>2.835 MVA</b>	<b>3.028 MVA</b>	<b>+40,3 %</b>

Bis zum Jahr 2017 zeigt sich zunächst nur ein geringer Ausbaubedarf in Höhe von etwa 2,5 % des Bestandes (2012). Der ermittelte Ausbaubedarf bis 2030 entspricht dagegen über 40 % des Bestandes.

Der für die Niederspannungsleitungen ermittelte Ausbaubedarf (Tabelle 21) umfasst bis 2030 insgesamt zusätzliche 4.356 Stromkreiskilometer, etwas mehr als 10 % des Bestandes. Dabei ist zu berücksichtigen, dass für städtische Netze der Leitungsquerschnitt generell als ausreichend angenommen wurde und deshalb für diese Kategorie weder Bestand noch Ausbaubedarf ermittelt wurden.

**Tabelle 21: Erforderlicher Leitungsausbau der Niederspannungsebene in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Referenzszenario in Stromkreiskilometern. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)**

Netztyp	Bestand 2012	Ermittelter Ausbau 2012 bis 2017	Ermittelter Ausbau 2017 bis 2030	Ermittelter Ausbau insgesamt bis 2030	Ausbau bezogen auf Summe 2012
Land	3.603 km	200 km	1.004 km	1.204 km	+2,8 %
Dorf	16.726 km	396 km	2.688 km	3.084 km	+7,3 %
Vorstadt	22.140 km	0 km	68 km	68 km	+0,2 %
Stadt	nicht ermittelt	0 km	0 km	0 km	+0 %
<b>Summe</b>	<b>42.469 km</b>	<b>596 km</b>	<b>3.760 km</b>	<b>4.356 km</b>	<b>+10,3 %</b>

## 6.7 KOSTEN FÜR WINDPARKANSCHLÜSSE

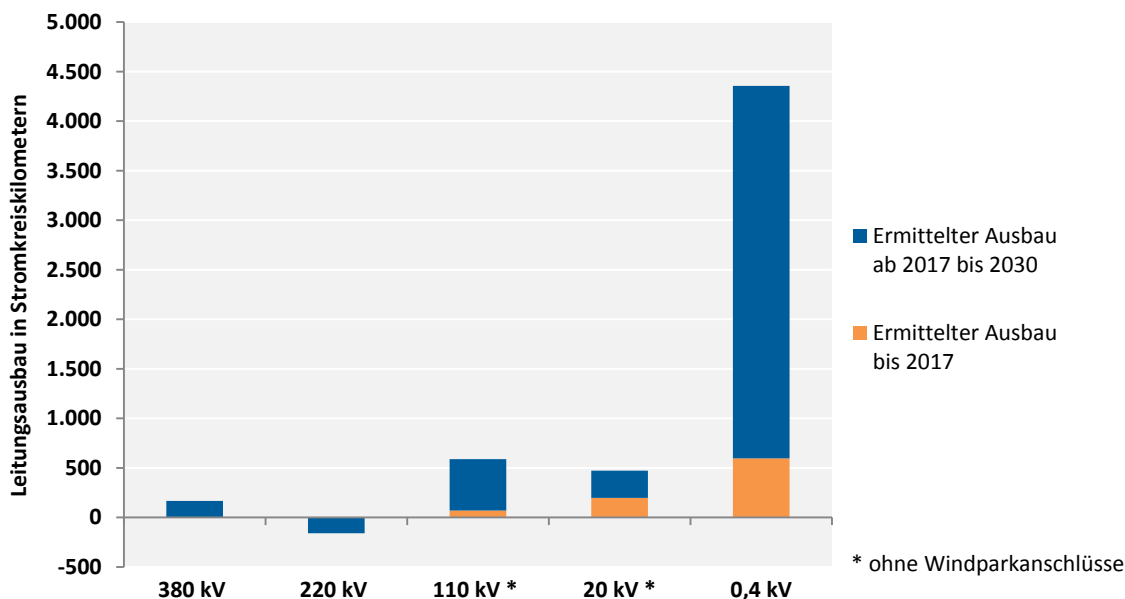
Aus der in Abschnitt 4.4.1 beschriebenen Methodik ergeben sich die in Tabelle 22 angegebenen Kostenschätzungen:

**Tabelle 22: Geschätzte Leitungskosten für Windparkanschlüsse in Rheinland-Pfalz bis zum Jahr 2030.**  
Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)

	2012 bis 2017	2017 bis 2030	Gesamt bis 2030
HS-Kabel	13 Mio. €	45 Mio. €	58 Mio. €
MS-Kabel	24 Mio. €	81 Mio. €	105 Mio. €
<b>Summe</b>	<b>37 Mio. €</b>	<b>126 Mio. €</b>	<b>163 Mio. €</b>

## 6.8 ZUSAMMENFASSUNG REFERENZSZENARIO

In Stromkreiskilometern gemessen fällt der größte Anteil des Leitungsausbaus im Referenzszenario in der Niederspannungsebene an (Abbildung 48). Für den Leitungsausbau für Windparkanschlüsse der Mittel- und Hochspannungsebenen (20 kV und 110 kV) wurden ausschließlich die Kosten ermittelt, so dass diese Darstellung der Leitungslängen nur den Ausbaubedarf bereits bestehender Verbindungen wiedergibt. Bezogen auf die Stromkreislänge weisen die Niederspannungsnetze auch mit Abstand den größten Leitungsbestand auf, so dass der ermittelte Leitungsausbau nicht überproportional hoch erscheint. Die Anhebung der Spannungsebene auf einigen Leitungstrassen der 220-kV-Ebene auf 380 Kilovolt verursacht den als negativ ausgewiesenen Ausbau der 220-kV-Ebene.



**Abbildung 48: Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Leitungsausbau aller Spannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Referenzszenario in Stromkreiskilometern.**  
Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)

Den in MVA bestimmten Ausbau der Umspannebenen im Referenzszenario zeigt Abbildung 49. Der größte an der Leistung gemessene Ausbau entsteht an der Umspannung von Hoch- auf Mittelspannung und wird für den Anschluss der Windparks benötigt. Der für Ortsnetztransformatoren (MS/NS) berechnete Ausbau ist geringer, weil die vor allem in der Niederspannungsebene angeschlossene PV-Erzeugung eine bessere Korrelation zur Last aufweist. Der für die Anbindung an das Höchstspannungsnetz (380 kV sowie 220 kV) benötigte Transformatorausbau wird durch den Umbau der Umspannstationen im Zusammenhang mit den Spannungsanhebungen der Leitungen dominiert, so dass die durch Belastungssteigerung verursachten Verstärkungsmaßnahmen nicht deutlich erkennbar sind. Aus diesem Grund sind die Angaben zu diesen Umspannebenen auch mit größerer Unsicherheit behaftet.

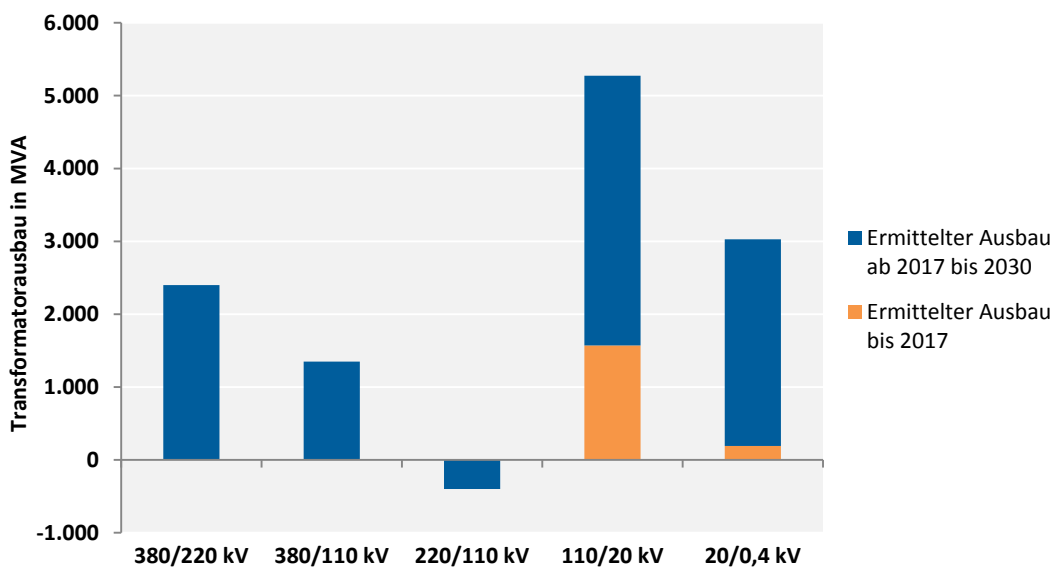


Abbildung 49: Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Transformatorausbau aller Spannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Referenzszenario in MVA. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)

Mit den in Abschnitt 4.4 aufgeführten Kostenannahmen ergeben sich die in Tabelle 23 zusammengefassten Kosten für den ermittelten Netzausbau in den Referenzszenarien 2017 und 2030. Wie schon bei der Beschreibung der einzelnen Simulationsergebnisse erwähnt, sind die Kosten der bereits durch die Netzbetreiber geplanten Ausbaumaßnahmen im Hoch- und Höchstspannungsnetz nicht in den ermittelten Kosten enthalten, sondern ausschließlich die Kosten der darüber hinausgehenden ermittelten Maßnahmen. Für die Mittel- und Niederspannungsebenen wurden von den Verteilnetzbetreibern keine Planungsumfänge abgefragt.

**Tabelle 23: Über geplante Maßnahmen der Netzbetreiber hinaus ermittelte Netzausbaukosten in Rheinland-Pfalz im Referenzszenario 2017 und 2030 in Mio. €. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynavics GmbH)**

Kosten	bis 2017	2017 bis 2030	Gesamt bis 2030
<b>HöS-Leitungen</b>	-	116,2 Mio. €	116,2 Mio. €
<b>HöS/HS Umspannung</b>	-	80,6 Mio. €	80,6 Mio. €
<b>HS-Leitungen (Summe)</b>	45,1 Mio. €	293,3 Mio. €	338,4 Mio. €
Ausbau bestehender Verbindungen	31,9 Mio. €	248,8 Mio. €	280,7 Mio. €
Windparkanschlüsse	13,2 Mio. €	44,5 Mio. €	57,7 Mio. €
<b>HS/MS Umspannung (Summe)</b>	157,1 Mio. €	370,3 Mio. €	527,4 Mio. €
Ausbau bestehender Verbindungen	-	-	-
Windparkanschlüsse	157,1 Mio. €	370,3 Mio. €	527,4 Mio. €
<b>MS-Leitungen (Summe)</b>	47,9 Mio. €	114,0 Mio. €	161,8 Mio. €
Ausbau bestehender Verbindungen	23,7 Mio. €	32,8 Mio. €	56,5 Mio. €
Windparkanschlüsse	24,2 Mio. €	81,2 Mio. €	105,3 Mio. €
<b>MS/NS Umspannung</b>	13,4 Mio. €	198,1 Mio. €	211,5 Mio. €
<b>NS-Leitungen</b>	47,7 Mio. €	301,8 Mio. €	349,5 Mio. €
<b>SUMME</b>	<b>311,2 Mio. €</b>	<b>1.474,3 Mio. €</b>	<b>1.785,4 Mio. €</b>

Die ermittelten Netzausbaukosten der Referenzszenarien zeigen bereits bis zum Jahr 2017 einen Investitionsbedarf von über einer Viertelmilliarde Euro. Mehr als die Hälfte dieser Kosten wird für die Verstärkung der Umspannebene Hochspannung zu Mittelspannung benötigt, wo sich der starke Zubau an Einspeisung aus erneuerbaren Energien besonders auswirkt. Auch in der Perspektive bis 2030 bleibt der Ausbaubedarf in dieser Netzebene der Anteil mit dem größten Kostenvolumen. Der relative Anteil am gesamten Investitionsbedarf bis 2030 sinkt allerdings, wobei von den Gesamtkosten von 1,8 Milliarden Euro bis 2030 noch nahezu ein Drittel auf die Umspannebene HS/MS entfällt. Ebenfalls hohe Beträge weisen die ermittelten Kosten für Niederspannungsnetze (Leitungen und Ortsnetzstationen) und Hochspannungsleitungen auf, während für den Ausbau bestehender Leitungen der Mittelspannungsebene der anteilmäßig geringste Kostenanteil anfällt.

## 7. SZENARIO DSM

Das Szenario Lastmanagement (auch bezeichnet als Demand Side Management, DSM) untersucht die Möglichkeit, durch Beeinflussung der Verbraucherleistung eine Verringerung von Lastspitzen im Versorgungsnetz erzielen zu können. Dabei werden die Annahmen zur Entwicklung des Energieverbrauchs im Vergleich zum Referenzszenario unverändert gelassen (vgl. Tabelle 24). Die Verringerung der Belastungsspitzen des Netzes muss also durch eine zeitliche Verschiebung von Verbrauchseinheiten aus den Spitzenlastzeiten heraus oder in die Spitzenzeiten der Erzeugung hinein umgesetzt werden. Dadurch kann eine Vergleichmäßigung des resultierenden Belastungsprofils erreicht werden.

Wenn beim Lastmanagement ausschließlich die lokale Belastungssituation des Netzes als Steuerkriterium verwendet wird, bezeichnet man dies als netzgeführte Betriebsweise. Im Gegensatz dazu kann die Lastverschiebung potenziell auch als Produkt im Strommarkt verwertet werden, so dass dann am Markt getroffene Liefervereinbarungen den Fahrplan der Last beeinflussen. Diese Art der Fahrplanbestimmung wird als marktgeführter Betrieb bezeichnet.

**Tabelle 24: Prognostizierte installierte Leistungen [MW] und Bruttostromverbrauch [TWh/a] für 2017 und 2030 im Szenario DSM. Quelle: RLP: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH); BRD: NEP 2013; Europa: insbesondere EU Energy Trends 2009**

	Szenario DSM 2017			Szenario DSM 2030		
	RLP	BRD (inkl. RLP)	Europa (ohne BRD)	RLP	BRD (inkl. RLP)	Europa (ohne BRD)
<b>Wind- energie</b>	3.388 MW	46.250 MW	35.489 MW	7.500 MW	85.854 MW	69.335 MW
Delta Referenz- szenario	0 MW	0 MW	0 MW	0 MW	0 MW	0 MW
<b>PV</b>	2.970 MW	43.300 MW	4.095 MW	5.500 MW	66.193 MW	11.954 MW
Delta Referenz- szenario	0 MW	0 MW	0 MW	0 MW	0 MW	0 MW
<b>Brutto- strom- verbrauch</b>	26,6 TWh/a	609 TWh/a	1.339 TWh/a	21,8 TWh/a	608 TWh/a	1.512 TWh/a

Als Datengrundlage für den Input des Simulationsmodells wurden die Potenziale und deren Verteilung berücksichtigt, die vom Öko-Institut im Rahmen des Arbeitspaketes 3 erarbeitet wurden. Die ausführliche Beschreibung dieser DSM-Potenzialanalyse findet sich in Teil B, Kapitel 17.2. Die wichtigsten Angaben werden im Folgenden noch einmal kurz zusammengefasst und um die darüber hinausgehenden Annahmen für die Simulation ergänzt.

## 7.1 POTENZIAL UND VERTEILUNG

Im Rahmen der Potenzialanalyse für DSM wurde zunächst für eine Vielzahl verschiedener Lasttypen ermittelt, zu welcher Zeit des Jahres wie viel Last mit welchen Beschränkungen (lokal verfügbare verschiebbare Leistung, zeitliche Begrenzung der Verschiebung) verschoben werden kann. Daraus ergeben sich aggregierte Potenzialprofile, getrennt für Leistungsreduktion und Leistungsanhebung. Im zweiten Schritt wurde mit dem PowerFlex-Werkzeug des Öko-Instituts anhand des prognostizierten Lastverlaufes (entsprechend dem Referenzszenario) ein marktbasierter Fahrplan zum Abruf der DSM-Potenziale in den Jahren 2017 und 2030 erstellt. Alle verwendeten Fahrpläne basieren auf den entsprechend in Teil B, Kapitel 17.2 anteilig erschlossenen DSM-Potenzialen.

Um die Potenziale und Fahrpläne im Netz-Simulationsmodell berücksichtigen zu können, müssen diese je nach Lasttyp und Charakteristik den Lastknoten des Modells zugeordnet werden. Für diese Zuordnung wurde der folgende Verteilschlüssel angewandt:

- Chlorindustrie gibt es in Rheinland-Pfalz ausschließlich in Ludwigshafen (BASF)
- Papierindustrie ist an den Standorten Altenkirchen, Koblenz, Raubach, Bad Kreuznach, Mayen und Mainz angesiedelt. Das ermittelte Potenzial wird für jeden der genannten Standorte als gleich angenommen. Für jeden Standort wird der zugeordnete Netzknoten ermittelt und diesem das Potenzial bzw. der DSM-Fahrplan anteilig zugeschlagen.
- Zementindustrie ist auf die Standorte Göllheim, Üxheim, Neuwied und Kruft in Rheinland-Pfalz verteilt, deren zugeordneten Netzknoten die Potenziale und Fahrpläne ebenso anteilmäßig hinzugefügt werden.
- Alle weiteren DSM-Lasten wie Haushalte, Kühlhäuser, Kläranlagen etc. werden als proportional zum aggregierten Jahresenergieverbrauch der Netzknoten (d.h. der den Netzknoten zugeordneten Gemeinden) verteilt angenommen.

## 7.2 HÖCHST- UND HOCHSPANNUNG

Bei vollständig marktbasierter Betriebsweise müssen nur die Fahrpläne in der Simulation berücksichtigt werden. Allerdings kann es vorkommen, dass die ermittelten markt-basierten Fahrpläne nicht optimal auf die Belastungssituation des Netzes abgestimmt sind und im schlechtesten Fall (z.B. Lastreduktion zur Zeit maximaler lokaler Einspeisung) zu zusätzlichem Netzausbaubedarf führen. Um dieses Problem abzumildern, wurde die Simulation um ein Verfahren erweitert, für das jedem Netzknoten auch ein zeit-abhängiges DSM-Potenzial und nicht nur ein DSM-Fahrplan zur Verfügung steht.

Das in der Simulation verwendete Verfahren des DSM-Einsatzes nutzt in den meisten Betriebssituationen die aus der Marktsimulation erhaltenen DSM-Fahrpläne, kann allerdings in den für den Netzausbau besonders relevanten Zeitpunkten das DSM-Potenzial zur Minimierung des Netzausbaubedarfs einsetzen. Im Grundsatz entspricht die Simulationsmethode der Vorgehensweise aus dem Referenzszenario: Der Algorithmus ermittelt den zur Versorgung der Last und Aufnahme der erneuerbaren

Einspeiseleistung minimal notwendigen Netzausbau und kann dabei die steuerbaren Erzeugungseinheiten entsprechend ihrer Betriebsparameter einstellen. DSM kann in diesem Verfahren entweder als nicht steuerbar angesehen werden (Verwendung der Fahrpläne aus der Marktsimulation) oder als steuerbar (Verwendung der Potenzialwerte).<sup>58</sup> Da nicht beides zugleich möglich ist, wird zwischen den beiden Möglichkeiten geeignet umgeschaltet:

Bei der Analyse einzelner Ausbauschnitte des Optimierungsprogramms im Referenzszenario war zu erkennen, dass der Umfang des Netzausbaus im Wesentlichen von wenigen Zeitpunkten abhing, in denen jeweils die Einspeisung aus erneuerbaren Energien ihre höchsten Werte aufwies. Idealerweise sollten die DSM-Potenziale zu diesen Zeiten zur Minimierung des Netzausbaues eingesetzt werden. Zu allen anderen Zeiten spielt der DSM-Einsatz keine Rolle für den Netzausbaubedarf und kann dann beliebig marktgeführt umgesetzt werden. Als Umschaltkriterium wird ein Schwellwert des resultierenden Residuallastprofils aller Lasten und Einspeisung aus Wind und PV verwendet. In der Simulation wird die Schwelle zur Umschaltung auf netzgeführten DSM-Einsatz auf etwa 60 % der maximalen Residuallast des Jahres 2030 gesetzt. Diese Schwelle wird im Jahr 2030 in etwa 2 % der Zeit von der Residuallast unterschritten, in den weitaus meisten Zeitintervallen wird also die marktgeführte Betriebsweise aus den Simulationen aus PowerFlex beibehalten. Im Jahr 2017 kommt es damit überhaupt nicht zum netzgeführten Betrieb, dort werden durchgängig die marktgeführten Fahrpläne verwendet.

In den Höchstspannungsebenen ergibt sich aus der Simulation keine Änderung im Ausbaubedarf, wie in Tabelle 25 zu sehen ist. In der Hochspannungsebene wird eine sehr geringe Reduktion um 21 Stromkreiskilometer ermittelt.

**Tabelle 25: Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Leitungsausbau der Höchst- und Hochspannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario DSM in Stromkreiskilometern. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)**

	<b>Bestand 2012</b>	<b>Ermittelter Ausbau 2012 bis 2017</b>	<b>Ermittelter Ausbau 2017 bis 2030</b>	<b>Ermittelter Ausbau insgesamt</b>	<b>Ausbau bezogen auf 2012</b>	<b>Vergleich Referenz- Szenario (Delta)</b>
<b>380 kV</b>	1.183 km	0 km	166 km	166 km	+14,0 %	+0 km
<b>220 kV</b>	1.227 km	0 km	-160 km	-160 km	-13,0 %	+0 km
<b>110 kV*</b>	4.111 km	70 km	498 km	568 km	+13,8 %	-20 km
<b>SUMME</b>	<b>6.521 km</b>	<b>70 km</b>	<b>504 km</b>	<b>574 km</b>	<b>+8,8 %</b>	<b>-20 km</b>

\* ohne Windparkanschlüsse

<sup>58</sup> Damit verbunden ist die Frage, wer das Lastmanagement betreibt (vgl. Teil C, Kapitel 18.5).

Der notwendige Transformatorausbau der Höchst- und Hochspannungsebenen bleibt durch den Einsatz von DSM völlig unbeeinflusst (Tabelle 26).

**Tabelle 26: Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Transformatorausbau der Höchst- und Hochspannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario DSM in MVA. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)**

	Bestand 2012	Ermittelter Ausbau 2012 bis 2017	Ermittelter Ausbau 2017 bis 2030	Ermittelter Ausbau insgesamt	Ausbau bezogen auf 2012	Vergleich Referenz- Szenario (Delta)
<b>380/220 kV</b>	4.000 MVA	0 km	2.400 MVA	2.400 MVA	+60,0 %	+0 MVA
<b>380/110 kV</b>	2.250 MVA	0 km	1.350 MVA	1.350 MVA	+60,0 %	+0 MVA
<b>220/110 kV</b>	4.000 MVA	0 km	-400 MVA	-400 MVA	-10,0 %	+0 MVA
<b>110/Mittelsp.</b>	12.295 MVA	1.571 MVA	3.703 MVA	5.274 MVA	+42,9 %	+0 MVA
<b>SUMME</b>	<b>22.545 MVA</b>	<b>1.571 MVA</b>	<b>7.053 MVA</b>	<b>8.624 MVA</b>	<b>+38,3 %</b>	<b>+0 MVA</b>

## 7.3 MS- UND NS-EBENE

### 7.3.1 MS-Ebene: Vorgehensweise

Im Mittelspannungsnetz sind die DSM-Potenziale folgender Kategorien zu berücksichtigen:

- Alle DSM-Potenziale aus der Niederspannung
- Nahrungsmittelherstellung
- Klimatisierung (Industrie)
- Wasserwerke
- Kühlhäuser
- Kläranlagen

Für alle aufgeführten Technologien wurden vom Öko-Institut Potenzial-Profile für das Jahr 2030 bereitgestellt. Außerdem wurden Profile für einen marktgeführten Einsatz von DSM-Technologien für die Jahre 2017 und 2030 bereitgestellt. Weil für die Potenziale im Jahr 2017 keine Angaben ermittelt wurden, wurden diese durch Energynautics über das Maximum der jeweils eingesetzten Technologie in den Einsatzprofilen abgeschätzt. Das DSM-Potenzial wurde gleichmäßig auf die jeweiligen Gemeinden entsprechend der Jahresenergieverbräuche verteilt.



In der Mittelspannungssimulation mittels Referenznetzanalyse ist das Jahresmaximum des Betrags der Residuallast ausschlaggebend für den Netzausbaubedarf. In der Simulation wird deshalb dieser Wert als einziger Wert des Jahresprofils verwendet. Um herauszufinden, welcher Anteil des DSM-Potenzials zur Verringerung dieser Spitze zur Verfügung steht, wurde dennoch der Zeitverlauf der Residuallast betrachtet. Dabei wurden die Zeiträume bestimmt, in denen die Residuallast größer ist als ihr um das vollständige DSM-Potenzial reduziertes Jahresmaximum. In den betrachteten Jahresprofilen war dies nur zweimal der Fall, einmal für einen Zeitraum von einer Stunde und einmal für einen Zeitraum für vier Stunden. Da bei der DSM-Potenzialermittlung vorab eine Verfügungszeit von bis zu vier Stunden festgestellt worden war, kann damit tatsächlich das gesamte DSM-Potenzial zur Verringerung der Belastungsspitze eingesetzt werden. Die Lastspitze kann auf diese Weise im Jahr 2017 um 2,0 % reduziert werden – im Jahr 2030 sind es 5,9 %.

### 7.3.2 MS-Ebene: Resultate

In der Mittelspannungsebene kann durch die Erschließung von DSM-Potenzial eine Verringerung des Leitungsausbaus erreicht werden (Tabelle 27), die im Vergleich zum Ausbau des Referenzszenarios allerdings nur 20 Kilometer umfasst.

**Tabelle 27: Erforderlicher Leitungsausbau der Mittelspannungsebene in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario DSM in Stromkreis kilometern. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)**

Netz- klasse	Bestand 2012	Ermittelter Ausbau 2012 bis 2017	Ermittelter Ausbau 2017 bis 2030	Ermittelter Ausbau insgesamt bis 2030	Ausbau bezogen auf Summe 2012	Vergleich Referenz- Szenario (Delta)
<b>A1</b>	9.131 km	54 km	74 km	128 km	+0,6 %	-6 km
<b>A2</b>	1.725 km	26 km	25 km	51 km	+0,2 %	-2 km
<b>B</b>	3.942 km	68 km	60 km	128 km	+0,6 %	-5 km
<b>C/D/E</b>	5.618 km	50 km	95 km	145 km	+0,7 %	-7 km
<b>Summe</b>	<b>20.416 km</b>	<b>198 km</b>	<b>254 km</b>	<b>452 km</b>	<b>+2,2 %</b>	<b>-20 km</b>

### 7.3.3 NS-Ebene: Vorgehensweise

Im Niederspannungsnetz sind die DSM-Potenziale folgender Kategorien relevant:

- Boiler (nur im Jahr 2030) [wärmegeführt]

- Wärmepumpen (nur im Jahr 2030) [wärmegeführt]
- Klimatisierung GHD
- Haushalte (nur im Jahr 2030)
- Lebensmittel-Einfamilienhaus (EH)
- Gewächshäuser

Wie in der Mittelspannungsanalyse ist in der Modellnetzanalyse für die Niederspannung der maximale Betrag der Residuallast die entscheidende Größe für den Netzausbau, so dass die Lastflussberechnung keine weiteren Belastungssituationen berücksichtigen muss. Dennoch ist auch hier die Betrachtung des Zeitverlaufes wichtig zur Ermittlung des nutzbaren DSM-Potenzials.

Im Jahr 2030 wird die Einspeiseleistung aus PV in den Niederspannungsnetzen die Verbraucherleistung in einem Maße überschreiten, dass die Belastungsspitze des Netzes durch PV-Einspeisung erzeugt wird. Die DSM-Potenziale müssen also sinnvollerweise so eingesetzt werden, dass sie zu einer Absenkung der Erzeugungsspitze führen. Welche Absenkung durch die einzelnen DSM-Kategorien jeweils erzielt werden kann, hängt sowohl von deren Verfügungsleistung als auch von den Verfügungsdauern ab.

Für die nicht wärmegeführten DSM-Kategorien Klimatisierung GHD, Haushalte, Lebensmittel-EH sowie Gewächshäuser wurden vom Öko-Institut jeweils beide Parameter zur Verfügung gestellt. Zusammengerechnet lässt sich mit diesen Kategorien eine Absenkung der Erzeugungsspitze um 0,7 % erreichen. Zur Bestimmung der möglichen Gesamtabenkung müssen jetzt noch die Potenziale der wärmegeführten Kategorien bestimmt werden.

Als wichtiges DSM-Potenzial in der Niederspannung erweist sich die Erschließung der elektrischen Wärmeerzeugung von Brauchwasser in Form von Boilern, die dafür mit ausreichend dimensionierten Wärmespeichern versehen sein müssen. Es wird angenommen, dass der damit abgedeckte Warmwasserverbrauch über das Jahr weitgehend konstant ist und nicht wie der Heizwärmebedarf durch die Außentemperatur beeinflusst wird. Aus den vom Öko-Institut bereitgestellten Angaben der Wärmeenergiemenge für Boiler (336 GWh im Jahr) und der Anzahl der Boiler (216.000) ergibt sich ein mittlerer Warmwasserbedarf von 4,26 kWh pro Tag und Haushalt mit Boiler. Da es sich bei Boilern um elektrische Wärmeerzeuger handelt, wird nun davon ausgegangen, dass sich diese Technik im Grundsatz nur für jene Haushalte lohnt, die über eine eigene PV-Anlage verfügen. Dann ist es sinnvoll, die Leistungsklasse des Boilers auf die PV-Einspeisung abzustimmen:

- Aus der mittleren PV-Anlagenleistung je Haushalt (4,13 kW, Quelle: eigene Berechnung) ergibt sich ein maximales Einspeiseprofile je Haushalt an einem idealen Sommertag.
- Die benötigte Wärmeenergie stellt der Boiler mit einer konstanten Leistung bereit, die zur Zeit der Einspeisespitze eingesetzt wird. Die Reduktion der

Einspeisespitze hängt von der Boilerleistung und der Einsatzdauer ab, wobei die Energiemenge vorgegeben ist.

- Für die maximale Spitzenabsenkung wäre eine Boilerleistung von 0,75 kW erforderlich. Stattdessen wird eine übliche Boilergröße von 1,0 kW verwendet. Daraus ergeben sich eine Einsatzdauer von 4,25 Stunden und eine Spitzenabsenkung um 20 Prozent an den betreffenden Haushalten.

Nach Berücksichtigung aller weiteren Haushalte und PV-Einspeisung bleibt eine Absenkung der PV-Einspeisespitze im Niederspannungsnetz durch Boiler um 3,8 %.

Wärmepumpen werden im Gegensatz zu Boilern nicht nur zur Deckung des Warmwasserbedarfs, sondern auch zur Bereitstellung von Heizwärme eingesetzt. Nach den Daten des Öko-Instituts ist ihr elektrischer Bedarf je Haushalt aufgrund ihres Funktionsprinzips dennoch nicht höher, sondern etwa genauso hoch. Da die Heizwärme allerdings zur Zeit der höchsten PV-Einspeisung nicht benötigt wird, muss deren Energiemenge aus dem Bedarf herausgerechnet werden. Dazu wird der elektrische Bedarf (Energiemenge) pauschal auf ein Viertel reduziert. Außerdem werden in der Prognose bis 2030 nur etwa ein Viertel so viele Wärmepumpen wie Boiler in Haushalten in Betrieb sein. Dadurch besteht bei gleicher Einsatzdauer wie bei Boilern nur ein sehr geringes Potenzial zur Leistungsspitzenabsenkung durch gesteuerten Wärmepumpeneinsatz, das in der Analyse vernachlässigt werden kann.

Insgesamt ergibt sich die Nutzung des DSM-Potenzials von Boilern als wichtigstes Instrument zur Absenkung der Belastungsspitze des Niederspannungsnetzes, alle anderen DSM-Potenziale erreichen zusammen nur etwa ein Fünftel der Wirkung. Vereinfachend wurde deshalb letztlich nur die Boiler-Technologie bei der Berechnung der tatsächlichen Belastungsspitze berücksichtigt und der entstehende Fehler durch eine Anhebung der Boilerleistung um ein Fünftel auf 1,2 kW kompensiert.

#### **7.3.4 NS-Ebene: Resultate**

Tabelle 28 zeigt den ermittelten Ausbau der MS/NS-Umspannebene aus der Modellnetzanalyse. Hier kann durch DSM-Einsatz die Lastspitze so weit gesenkt werden, dass im Vergleich zum Referenzszenario etwa 200 MVA eingespart werden können. Dennoch bleibt der ermittelte Zubaubedarf im Vergleich zum Bestand erheblich.

**Tabelle 28: Erforderlicher Transformatorausbau der MS/NS-Ebene in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario DSM in MVA. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)**

Netztyp	Bestand 2012	Ermittelter Ausbau 2012 bis 2017	Ermittelter Ausbau 2017 bis 2030	Ermittelter Ausbau insgesamt bis 2030	Ausbau bezogen auf Summe 2012	Vergleich Referenz-Szenario (Delta)
Land	588 MVA	6 MVA	243 MVA	249 MVA	+3,3 %	-39 MVA
Dorf	1.858 MVA	162 MVA	1.281 MVA	1.443 MVA	+19,2 %	-150 MVA
Vorstadt	3.615 MVA	25 MVA	900 MVA	925 MVA	+12,3 %	-143 MVA
Stadt	1.456 MVA	0 MVA	68 MVA	68 MVA	+0,9 %	-11 MVA
<b>Summe</b>	<b>7.517 MVA</b>	<b>193 MVA</b>	<b>2.492 MVA</b>	<b>2.685 MVA</b>	<b>+35,7 %</b>	<b>-343 MVA</b>

Hinsichtlich des Leitungsausbaus der Niederspannungsebene ist in Tabelle 29 ebenfalls eine Verringerung des Ausbaubedarfs durch DSM-Einsatz zu erkennen. Der größte Ausbaubedarf ergibt sich wie bei den Transformatoren im dörflichen Bereich. Dementsprechend zeigt sich hier auch die Wirkung des DSM-Einsatzes am stärksten. Sowohl im Verhältnis zur Leitungsbestand als auch im Verhältnis zum insgesamt bis 2030 ermittelten notwendigen Leitungsausbau der Niederspannungsebene bleiben die Einsparmöglichkeiten durch DSM gering.

**Tabelle 29: Erforderlicher Leitungsausbau der Niederspannungsebene in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario DSM in Stromkreiskilometern. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)**

Netztyp	Bestand 2012	Ermittelter Ausbau 2012 bis 2017	Ermittelter Ausbau 2017 bis 2030	Ermittelter Ausbau insgesamt bis 2030	Ausbau bezogen auf Summe 2012	Vergleich Referenz-Szenario (Delta)
Land	3.603 km	200 km	872 km	1.072 km	+2,5 %	-132 km
Dorf	16.726 km	396 km	2.350 km	2.746 km	+6,5 %	-338 km
Vorstadt	22.140 km	0 km	59 km	59 km	+0,1 %	-9 km
Stadt	nicht ermittelt	0 km	0 km	0 km	+0 %	+0 km
<b>Summe</b>	<b>42.469 km</b>	<b>596 km</b>	<b>3.281 km</b>	<b>3.877 km</b>	<b>+9,1 %</b>	<b>-479 km</b>

Im DSM-Szenario ist die installierte Leistung von Windenergieanlagen in den Jahren 2017 und 2030 jeweils identisch mit den Angaben aus dem Referenzszenario. Da keines der erfassten DSM-Potenziale spezifisch an Windeinspeisung anzusiedeln ist, ergibt sich keine Änderung der Kosten für Windparkanschlüsse.

### 7.4 ZUSAMMENFASSUNG SZENARIO DSM

Der im Szenario DSM ermittelte Leitungsausbau ist gegenüber dem Referenzszenario weitgehend unverändert (Abbildung 50). Lediglich in der Niederspannungsebene kann eine geringfügige Reduktion des Netzausbaus durch Einsatz von DSM erzielt werden.

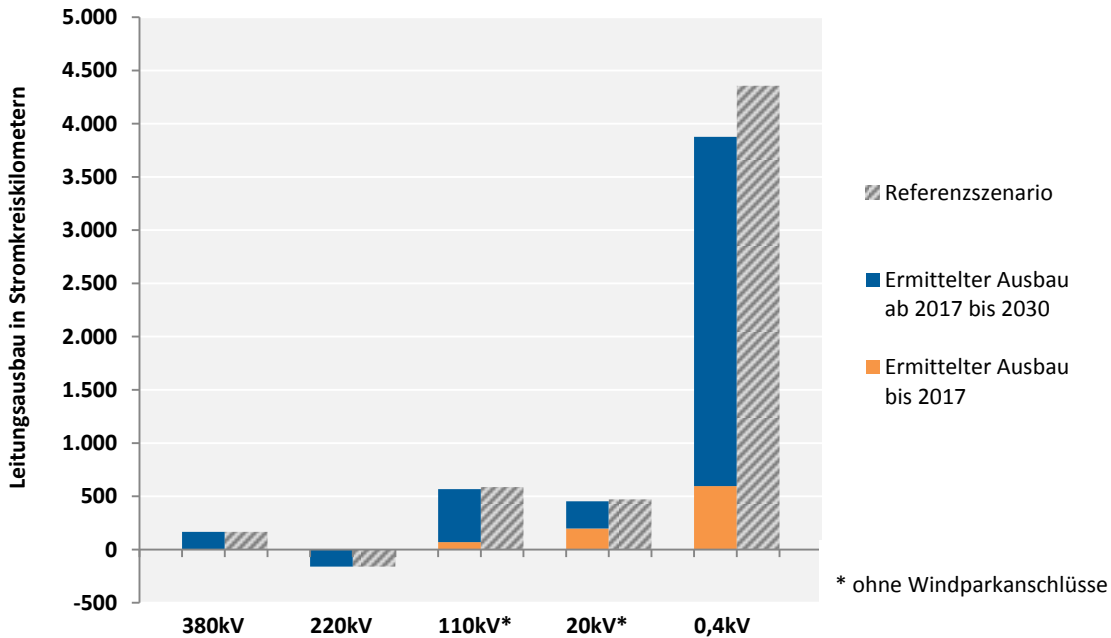


Abbildung 50: Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Leitungsausbau aller Spannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario DSM in Stromkreiskilometern. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)

Der durch DSM reduzierte Netzausbaubedarf in der Niederspannung findet sich auch in der ermittelten Ausbauleistung der MS/NS-Transformatoren wieder (Abbildung 51).

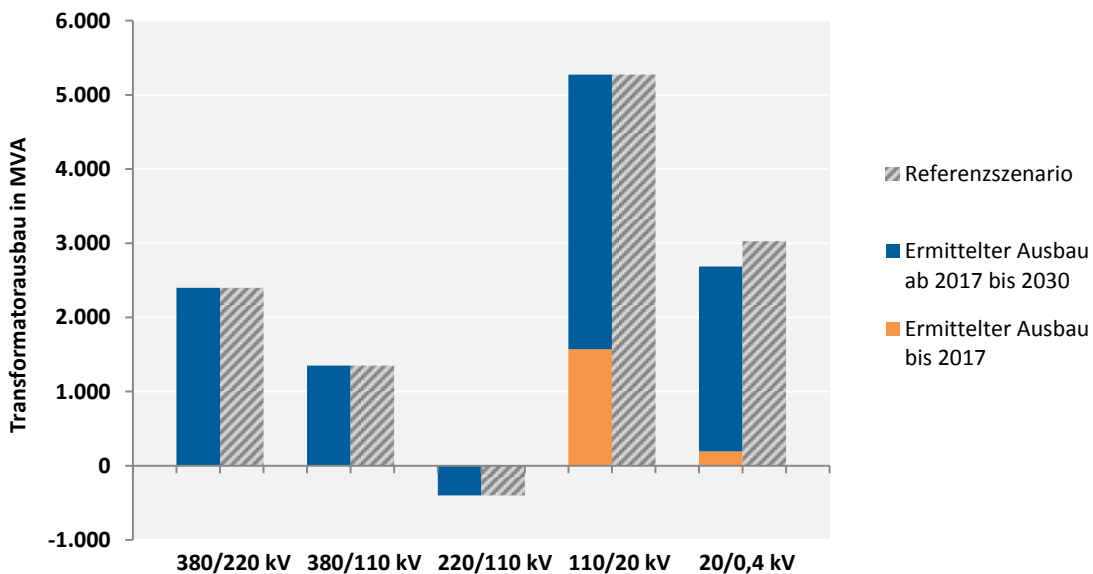


Abbildung 51: Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Transformatorausbau aller Spannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario DSM in MVA. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)

Die mit den Kostenannahmen aus Abschnitt 4.4 berechneten Ausbaurkosten der elektrischen Versorgungsnetze unter Einsatz von DSM sind in Tabelle 30 zusammengefasst. Wie auch im Referenzszenario sind die Kosten für bereits geplante Maßnahmen der Netzbetreiber nicht enthalten. Ebenfalls nicht in der Aufstellung enthalten sind die Kosten für die Erschließung der DSM-Potenziale. Zusätzlich zu den Kosten des oben beschriebenen Netzausbaus sind die nach Abschnitt 4.4.1 berechneten Leitungskosten für Windparkanschlüsse enthalten.

**Tabelle 30: Über geplante Maßnahmen der Netzbetreiber hinaus ermittelte Netzausbaukosten in Rheinland-Pfalz im Szenario DSM 2017 und 2030 in Mio. €. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)**

Kosten	2012 bis 2017	2017 bis 2030	insgesamt bis 2030	Vergleich Referenzszenario (Delta)
<b>HöS-Leitungen</b>	-	116,2 Mio. €	116,2 Mio. €	+0 Mio. €
<b>HöS/HS Umspannung</b>	-	80,6 Mio. €	80,6 Mio. €	+0 Mio. €
<b>HS-Leitungen (Summe)</b>	45,1 Mio. €	291,6 Mio. €	336,7 Mio. €	-1,7 Mio. €
Ausbau bestehender Verbindungen	31,9 Mio. €	247,1 Mio. €	279,0 Mio. €	-1,7 Mio. €
Windparkanschlüsse	13,2 Mio. €	44,5 Mio. €	57,7 Mio. €	+0 Mio. €
<b>HS/MS Umspannung (Summe)</b>	157,1 Mio. €	370,3 Mio. €	527,4 Mio. €	+0 Mio. €
Ausbau Bestand	-	-	-	+0 Mio. €
Windparkanschlüsse	157,1 Mio. €	370,3 Mio. €	527,4 Mio. €	+0 Mio. €
<b>MS-Leitungen (Summe)</b>	47,9 Mio. €	111,7 Mio. €	159,5 Mio. €	-2,3 Mio. €
Ausbau bestehender Verbindungen	23,7 Mio. €	30,5 Mio. €	54,2 Mio. €	-2,3 Mio. €
Windparkanschlüsse	24,2 Mio. €	81,2 Mio. €	105,3 Mio. €	+0 Mio. €
<b>MS/NS Umspannung</b>	13,5 Mio. €	174,0 Mio. €	187,5 Mio. €	-24,0 Mio. €
<b>NS-Leitungen</b>	47,7 Mio. €	263,4 Mio. €	311,1 Mio. €	-38,4 Mio. €
<b>SUMME</b>	<b>311,3 Mio. €</b>	<b>1.407,8 Mio. €</b>	<b>1.719,0 Mio. €</b>	<b>-66,4 Mio. €</b>

Mit 66 Millionen Euro können etwa 4,3 % des im Referenzszenario ermittelten erforderlichen Investitionsbedarfs von 1,8 Milliarden Euro bis 2030 eingespart werden. Es wurde nicht untersucht, ob die entstehenden Kosten zur Erschließung des DSM-Potenzials in einem günstigen Verhältnis zu dieser Einsparung stehen.

Die größten Posten in der Kostenaufstellung bis 2030 entstehen durch den Anschluss von Erzeugungsleistung aus Windenergie. Gerade in diesem Bereich können die betrachteten DSM-Potenziale keinen Beitrag leisten, da sie vor allem in Verbrauchernähe angesiedelt sind und der Anschluss von Windparks netztechnisch zunehmend separat von Verbraucherlast erfolgt.

## 8. SZENARIO INTELLIGENTER EE-AUSBAU

---

Im Szenario „intelligenter EE-Ausbau“ wird eine Abstimmung des Zubaus und des Betriebs von erneuerbaren Energien mit dem Netzausbau als Möglichkeit vorausgesetzt: Die Einspeisespitzen aus Windenergie und PV können für ab dem Jahr 2013 errichtete Neuanlagen durch die Netzbetreiber abgeregelt werden, um Netzausbau zu vermeiden. Im Gegensatz zu aktuell gültigen Rahmenbedingungen wird angenommen, dass dieses Einspeisemanagement nicht nur vorübergehend bis zur Errichtung der notwendigen Anschluss- und Übertragungskapazität erfolgt, sondern dauerhaft betrieben werden kann. Das heißt, dass einzelne Einspeiser dann möglicherweise gar nicht mehr bis zu ihrer vollen Nennleistung einspeisen können.

Da sich durch Abregelung die eingespeiste Energiemenge aus erneuerbaren Energien verringert, muss unter der Maßgabe der vollständig erneuerbaren Deckung des Stromverbrauchs die installierte Leistung erhöht werden (vgl. Tabelle 31). Geschuldet der Tatsache, dass keinerlei Vergütung für die nicht eingespeiste Energie im Szenario berücksichtigt wird, wäre es äußerst unwahrscheinlich, dass es an den bereits stark von Abregelung betroffenen Netzknoten zum Anschluss weiterer Erzeugungskapazität kommt. Aus diesem Grund wird für das Szenario „intelligenter EE-Ausbau“ eine geänderte regionale Gewichtung der installierten EE-Leistung gegenüber dem Referenzszenario verwendet. Dabei wird die zu installierende Erzeugungskapazität aus erneuerbaren Energien bevorzugt an den Standorten eingesetzt, die möglichst wenig von Abregelung betroffen sind.

Im Simulationsverlauf ist keine feste Grenze für die Abregelung vorgegeben. Dadurch können einzelne Anlagen zu Zeitpunkten mit noch ausreichender Netzkapazität in vollem Umfang einspeisen, während dieselben Anlagen dann bei erhöhter Netzauslastung (z.B. aufgrund anderer regionaler Lastflüsse) ihre Leistung reduzieren. Umgekehrt bedeutet der Verzicht auf eine Abregelungsgrenze, dass die Leistung im Einzelfall auch erheblich reduziert werden kann. In der Simulation wird berücksichtigt, dass Bestandsanlagen (errichtet bis einschließlich 2012) gar nicht abgeregelt werden dürfen. Sowohl der Verzicht auf die Abregelungsgrenze als auch die geänderte regionale Gewichtung zielen darauf, die abgeregelt Energiemenge zu minimieren, so dass gleichzeitig der benötigte Netzausbau minimiert und die zusätzlich zu installierende Erzeugungskapazität begrenzt werden können.

Als zweites Hilfsmittel des intelligenten EE-Ausbaus neben der Abregelung wird in diesem Szenario im Mittelspannungsbereich die Bereitstellung von Blindleistung durch Erzeugungsanlagen berücksichtigt. Dazu können nur die PV-Anlagen und die bestehenden Windenergieanlagen herangezogen werden, da neue Windenergieanlagen nicht in die bestehenden Mittelspannungsstränge integriert werden.

Aufgrund der durch Abregelung sinkenden Einspeisemengen müssen die installierten Erzeugungskapazitäten erhöht werden, um weiterhin den Strombedarf vollständig

decken zu können. Die daraus resultierenden installierten Kapazitäten sind in Tabelle 31 zusammengefasst.

**Tabelle 31: Prognostizierte installierte Leistungen [MW] und Bruttostromverbrauch [TWh/a] für 2017 und 2030 im Szenario intelligenter EE-Ausbau. Quelle: RLP: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH); BRD: NEP 2013; Europa: insbesondere EU Energy Trends 2009**

	Szenario intelligenter EE-Ausbau 2017			Szenario intelligenter EE-Ausbau 2030		
	RLP	BRD (inkl. RLP)	Europa (ohne BRD)	RLP	BRD (inkl. RLP)	Europa (ohne BRD)
<b>Wind- energie</b>	3.525 MW	46.250 MW	35.489 MW	8.018 MW	85.854 MW	69.335 MW
Delta Referenz- szenario	+137 MW	0 MW	0 MW	+518 MW	0 MW	0 MW
<b>PV</b>	2.998 MW	43.300 MW	4.095 MW	5.583 MW	66.193 MW	11.954 MW
Delta Referenz- szenario	+28 MW	0 MW	0 MW	+83 MW	0 MW	0 MW
<b>Brutto- strom- verbrauch*</b>	26,6 TWh/a	609 TWh/a	1.339 TWh/a	22,9 TWh/a	608 TWh/a	1.512 TWh/a

\* inkl. Verluste durch Abregelung

Im Vergleich zum Referenzszenario ist die installierte Windleistung im Szenario „intelligenter EE-Ausbau“ im Jahr 2017 um 137 MW und im Jahr 2030 um 518 MW höher. Die installierte PV-Leistung ist im Jahr 2017 um 28 MW erhöht, im Jahr 2030 um 83 MW.

## 8.1 HÖCHST- UND HOCHSPANNUNG

Die Bestimmung der (oben angegebenen) gegenüber dem Referenzszenario zusätzlich zu installierenden Leistung wird in einem iterativen Prozess ermittelt: Ausgehend von den installierten Leistungen des Referenzszenarios wird zunächst ermittelt, welche Energiemenge nicht eingespeist werden kann, wenn auf Netzausbau nach Möglichkeit vollständig verzichtet werden soll. Aus der so bestimmten Energiemenge wird mit Annahmen zu Volllaststunden die zusätzlich zu installierende Leistung bestimmt. Die so modifizierte installierte Leistung wird dann anhand der in Kapitel 5 beschriebenen Verteilungsmethode auf die Netzknoten verteilt. Damit kann dann wieder eine nicht eingespeiste Energiemenge berechnet werden. Das Verfahren ist abgeschlossen, wenn sich die installierte Leistung nicht mehr nennenswert ändert.

Wie bereits erwähnt, wird gegenüber dem Referenzszenario auch die regionale Verteilung der installierten Leistung modifiziert. Das Verfahren entsprechend der Beschreibung in Kapitel 5 bleibt dabei im Grundsatz erhalten. Anhand der abgeregelten



Energiemenge je Netzknoten wird allerdings eine Verringerung der mittleren Windgeschwindigkeit und damit der Standorteignung in den Einzugsgebieten der Netzknoten vorgenommen. Dadurch erfolgt eine regionale Verschiebung der installierten Leistung zu den Netzknoten, an denen noch höhere Kapazitätsreserven vorliegen. Insgesamt werden im Szenario „intelligenter EE-Ausbau“ im Jahr 2030 im etwa 5 % der potenziell eingespeisten Energiemenge aus Windenergie und PV in Rheinland-Pfalz abgeregelt. Die Abregelung einzelner Anlagen kann dabei im Einzelfall darüber liegen.

Die Ausbau-Optimierungssimulation im Szenario „intelligenter EE-Ausbau“ schließt Netzausbau nicht vollständig aus, sondern enthält lediglich eine starke Gewichtung nur Vermeidung von Leitungsausbau. Zu allen Zeitpunkten soll so die maximal mögliche Einspeisung aus erneuerbaren Energien aufgenommen werden, die ohne Leitungsausbau auskommt. In den Ergebnissen trotzdem ausgewiesener Netzausbau ist dann nicht auf die prinzipiell abregelbare erneuerbare Energie zurückzuführen, sondern auf andere Randbedingungen wie nicht abregelbare Erzeugung oder Annahmen zur Lastverteilung. Die Minimierung des Transformatorausbaus ist nicht Teil der Ausbauminimierung in der Simulation. Erzeugungsanlagen aus dem Anlagenbestand von Ende 2012 werden nicht abgeregelt; allerdings wird auch ein Ersatz solcher Anlagen nach Ablauf von 20 Betriebsjahren in der Bestandsentwicklung bis 2030 berücksichtigt.

Tabelle 32 zeigt den für die HÖS- und HS-Ebenen ermittelten Leitungsausbau. Wie im Referenzszenario beschreiben die Angaben den über die Planung der Netzbetreiber hinausgehenden ermittelten Netzausbau. Durch das beschriebene Simulationsverfahren kann der Ausbau bestehender Verbindungen der Höchstspannungsebene vollständig vermieden werden. Auf der Hochspannungsebene verbleibt ein sehr geringer Ausbau, der vor allem auf Änderungen der Lastverteilung zurückzuführen ist.

**Tabelle 32: Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Leitungsausbau der Höchst- und Hochspannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario intelligenter EE-Ausbau in Stromkreis kilometern. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)**

	Bestand 2012	Ermittelter Ausbau 2012 bis 2017	Ermittelter Ausbau 2017 bis 2030	Ermittelter Ausbau insgesamt	Ausbau bezogen auf 2012	Vergleich Referenz- Szenario (Delta)
<b>380 kV</b>	1.183 km	0 km	0 km	0 km	0 %	-166 km
<b>220 kV</b>	1.227 km	0 km	0 km	0 km	0 %	+160 km
<b>110 kV*</b>	4.111 km	50 km	35 km	85 km	+2,1 %	-503 km
<b>SUMME</b>	<b>6.521 km</b>	<b>50 km</b>	<b>35 km</b>	<b>85 km</b>	<b>+1,3 %</b>	<b>-509 km</b>

\* ohne Windparkanschlüsse

Der Ausbau der Umspann-Ebenen des Höchst- und Hochspannungsmodells im Szenario „intelligenter EE-Ausbau“ ist in Tabelle 33 angegeben. Auch bei den Transformatorleistungen ist im Bereich der Transformatoren mit Anschluss an das Höchstspannungsnetz kein über die Planungen der Netzbetreiber hinausgehender Ausbau notwendig. Allerdings wird im Bereich der Umspannung zwischen Hoch- und Mittelspannung weiterhin ein erheblicher (wenn auch im Vergleich zum Referenzszenario reduzierter) Ausbau an Transformatorleistung errechnet. Hier wird jeweils Transformatorleistung zugebaut, bis die Aufnahmekapazität der bestehenden Leitungen erschöpft ist. Erst ab diesem Punkt trägt die Abregelung auch zu einer Reduktion des Transformatorausbaus bei, so dass trotz steigender insgesamt installierter Leistung (im Vergleich zum Referenzszenario) weniger Transformatorleistung benötigt wird.

**Tabelle 33: Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Transformatorausbau der Höchst- und Hochspannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario intelligenter EE-Ausbau in MVA. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)**

	<b>Bestand 2012</b>	<b>Ermittelter Ausbau 2012 bis 2017</b>	<b>Ermittelter Ausbau 2017 bis 2030</b>	<b>Ermittelter Ausbau insgesamt</b>	<b>Ausbau bezogen auf 2012</b>	<b>Vergleich Referenz- Szenario (Delta)</b>
<b>380/220 kV</b>	4.000 MVA	0 MVA	0 MVA	0 MVA	0 %	-2.400 MVA
<b>380/110 kV</b>	2.250 MVA	0 MVA	0 MVA	0 MVA	0 %	-1.350 MVA
<b>220/110 kV</b>	4.000 MVA	0 MVA	0 MVA	0 MVA	0 %	+400 MVA
<b>110/Mittelsp.</b>	12.295 MVA	1.691 MVA	2.738 MVA	4.429 MVA	+36,0 %	-845 MVA
<b>SUMME</b>	<b>22.545 MVA</b>	<b>1.691 MVA</b>	<b>2.738 MVA</b>	<b>4.429 MVA</b>	<b>+19,6 %</b>	<b>-4.195 MVA</b>

## 8.2 MS- UND NS-EBENE

Entsprechend der in den Kapiteln 4.2 und 4.3 dargelegten Methodik wird die MS-Ebene mittels der Referenznetzanalyse sowie die NS-Ebene mittels der Modellnetzanalyse untersucht. Im vorliegenden Szenario wird speziell der Fokus auf die Abregelung und die Blindleistungsbereitstellung von Windenergie- bzw. PV-Anlagen gelegt und deren Auswirkungen auf den erforderlichen Netzausbau der MS- und NS-Ebene analysiert.

### 8.2.1 MS-Ebene: Vorgehensweise

In der MS-Ebene werden im Rahmen des Szenarios „intelligenter EE-Ausbau“ die Bereitstellung von Blindleistung durch EE-Anlagen und Abregelung berücksichtigt.

Im ersten Schritt wird durch kontrollierten Einsatz von Blindleistung durch die Erzeugungsanlagen versucht, die Spannung in seinen maximal zulässigen Grenzen von  $\pm 4\%$  [10, p. 92] zu halten. Dabei wird angenommen, dass in 2017 ein maximaler Leistungsfaktor von  $\pm 0,98$ <sup>59</sup> erreicht wird. Um den möglichen Beitrag der Erzeugungsanlagen durch Blindleistungsbereitstellung auf den Netzausbau zu überprüfen, wurde angenommen, dass in 2030 ein Leistungsfaktor von  $\pm 0,9$ <sup>60</sup> durch die Anlagen bereitgestellt werden kann.

Im zweiten Schritt wird eine Abregelung der Anlagen an den Standorten zugelassen, an denen eine Verletzung des zulässigen Spannungsbandes zu beobachten ist (vgl. Kapitel 4.2.2).

Das Ergebnis ist in Kapitel 8.2.2 zusammengefasst.

### 8.2.2 MS-Ebene: Resultate

In allen Netzklassen ist eine Reduktion des ermittelten Leitungsausbaus bezogen auf das Referenzszenario zu verzeichnen (vgl. Tabelle 34). Insgesamt lässt sich eine Reduktion in Höhe von rund 274 Stromkreiskilometern bestimmen. Zwischen den Jahren 2017 und 2030 wird kein weiterer Leitungsausbau benötigt. Dies ist zum einen darauf zurückzuführen, dass alle neuen Windenergieanlagen der HS-Ebene zugeordnet werden, so dass im Jahr 2030 lediglich die PV-Anlagen in der MS-Ebene und darunter anzutreffen sind. Zum anderen kommt der Effekt der Blindleistungskompensation zum Tragen. Durch die Unterstützung der Blindleistungskompensation bei der Einhaltung der Spannungsgrenzen können spannungsbedingte Netzausbauten vollständig verhindert werden. Schlussendlich kann durch minimale Abregelung ( $\ll 1\%$ ) der Netzausbau zwischen den Jahren 2017 und 2030 vollständig vermieden werden.

<sup>59</sup> Bei Anschluss einer Erzeugungsanlage an die Mittelspannungsebene ist ein Leistungsfaktor von  $\pm 0,95$  vorgeschrieben. Da in 2017 noch ältere Anlagen in Betrieb sind, die noch keine Blindleistung bereitstellen können, ist davon auszugehen, dass im Durchschnitt weniger Blindleistung bereitgestellt werden kann. Daher wurde ein maximaler Leistungsfaktor von  $\pm 0,98$  gewählt.

<sup>60</sup> Dies betrifft insbesondere die PV-Anlagen in der Niederspannung. Hier ist durch die aktuelle Vorgabe der Niederspannungsrichtlinie (VDE-AR-N 4105) bereits heute ein Leistungsfaktor von  $\pm 0,9$  bei PV-Anlagen größer 13,8 kVA gefordert.

**Tabelle 34: Erforderlicher Leitungsausbau der Mittelspannungsebene in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario intelligenter EE-Ausbau in Stromkreiskilometern. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)**

Netz- klasse	Bestand 2012	Ermittelter Ausbau 2012 bis 2017	Ermittelter Ausbau 2017 bis 2030	Ermittelter Ausbau insgesamt bis 2030	Ausbau bezogen auf Summe 2012	Vergleich Referenz- Szenario (Delta)
<b>A1</b>	9.131 km	54 km	0 km	54 km	+0,3 %	-80 km
<b>A2</b>	1.725 km	26 km	0 km	26 km	+0,1 %	-27 km
<b>B</b>	3.942 km	68 km	0 km	68 km	+0,3 %	-65 km
<b>C/D/E</b>	5.618 km	50 km	0 km	50 km	+0,2 %	-102 km
<b>Summe</b>	<b>20.416 km</b>	<b>198 km</b>	<b>0 km</b>	<b>198 km</b>	<b>+1,0 %</b>	<b>-274 km</b>

### 8.2.3 NS-Ebene: Vorgehensweise

Basierend auf der Methodik der Modellnetzanalyse ist die höchste PV-Erzeugungsspitze, die in das Netz eingespeist wird, ausschlaggebend für den erforderlichen Netzausbau in der NS-Ebene (vgl. Kapitel 4.3).

Durch einen Einsatz von Blindleistung können Spannungsprobleme in der Niederspannung gelöst werden. Aufgrund der resistiven Eigenschaften der Niederspannungsnetze ist allerdings der Einfluss auf die Spannung im Vergleich zu der Mittel- oder Hochspannungsebene deutlich geringer. Um eine Auswirkung zu erreichen, sind daher hohe Blindflüsse notwendig. Diese führen wiederum zu einer zusätzlichen thermischen Belastung der Leitungen und Transformatoren und damit einer Verschiebung des Problems. Ein über das heute schon geforderte Mass an Blindleistungsbereitstellung in der Niederspannung ist daher nicht zielführend und wird nicht weitergehend untersucht.

Durch eine Leistungsbegrenzung kann die maximale PV-Erzeugungsspitze gekappt und das Netz somit sowohl hinsichtlich Spannungsproblemen als auch Netzkapazität entlastet werden. In den Berechnungen wurde gemäß § 6, Art.2, Abs. 2b EEG [47] eine Leistungsbegrenzung der PV-Anlagen auf 70 % der installierten Leistung vorgesehen. Daraus ergibt sich auf das Jahr gesehen eine Mindererzeugung der PV Anlagen von rund 3,1 %.

Um eine Stromversorgung aus bilanziell 100 % EE zu sichern, müssen zusätzliche PV-Anlagen installiert werden, die die aufgrund der Leistungsbegrenzung nichterzeugte Energie bereitstellen. Dies wurde bei der Hochrechnung der Modellnetzergebnisse berücksichtigt.

Die Simulationen erfolgen nach der in Kapitel 4.3 dargelegten Methodik.

### 8.2.4 NS-Ebene: Resultate

Der ermittelte Transformatorausbau ist in Tabelle 35 zusammengefasst.

Mittels Leistungsbegrenzung lässt sich insgesamt eine deutliche Senkung des ermittelten Ausbaus der MS/NS-Umspannebene um 1.559 MVA verglichen zum Referenzszenario erreichen. Während der Effekt der Leistungsbegrenzung zwischen den Jahren 2012 und 2017 keine erkennbaren Auswirkungen im Vergleich zum Referenzszenario aufweist<sup>61</sup>, wird ab dem Jahr 2017 eine deutliche Reduktion des Transformatorausbaus bewirkt. Der Rückgang des Transformatorausbaubedarfs vollzieht sich in jeder Netzkategorie, wobei die stärksten Rückgänge im Bereich der Vorstadt sowie im dörflichen Bereich zu verzeichnen sind.

**Tabelle 35: Erforderlicher Transformatorausbau der MS/NS-Ebene in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario intelligenter EE-Ausbau in MVA. Quelle: Eigene Berechnungen (Energyntautics GmbH)**

Netztyp	Bestand 2012	Ermittelter Ausbau 2012 bis 2017	Ermittelter Ausbau 2017 bis 2030	Ermittelter Ausbau insgesamt bis 2030	Ausbau bezogen auf Summe 2012	Vergleich Referenz-Szenario (Delta)
Land	588 MVA	6 MVA	108 MVA	114 MVA	+1,5 %	- 174 MVA
Dorf	1.858 MVA	162 MVA	751 MVA	913 MVA	+12,1 %	-680 MVA
Vorstadt	3.615 MVA	25 MVA	396 MVA	421 MVA	+5,6 %	-647 MVA
Stadt	1.456 MVA	0 MVA	21 MVA	21 MVA	+0,3 %	-58 MVA
<b>Summe</b>	<b>7.517 MVA</b>	<b>193 MVA</b>	<b>1.276 MVA</b>	<b>1.469 MVA</b>	<b>+19,5 %</b>	<b>-1.559 MVA</b>

Hinsichtlich des Leitungsausbaus der NS-Ebene ist in Tabelle 36 ebenfalls eine deutliche Verringerung des Ausbaubedarfs durch 'Leistungsbegrenzung – verglichen zum Referenzszenario – zu erkennen. Der stärkste Rückgang des Leitungsausbaubedarfs tritt auch hier ab 2017 ein und ist insbesondere im dörflichen und ländlichen Bereich wahrzunehmen.

<sup>61</sup> Der Abregelungsbedarf ist aufgrund der zu dem Zeitpunkt installierten PV-Leistung noch nicht so hoch.

Tabelle 36: Erforderlicher Leitungsausbau der Niederspannungsebene in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario intelligenter EE-Ausbau in Stromkreiskilometern. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynavics GmbH)

Netztyp	Bestand 2012	Ermittelter Ausbau 2012 bis 2017	Ermittelter Ausbau 2017 bis 2030	Ermittelter Ausbau insgesamt bis 2030	Ausbau bezogen auf Summe 2012	Vergleich Referenz-Szenario (Delta)
Land	3.603 km	200 km	539 km	739 km	+1,7 %	-465 km
Dorf	16.726 km	396 km	1.389 km	1.785 km	+4,2 %	-1.299 km
Vorstadt	22.140 km	0 km	10 km	10 km	+0 %	-58 km
Stadt	nicht ermittelt	0 km	0 km	0 km	+0 %	+0 km
<b>Summe</b>	<b>42.469 km</b>	<b>596 km</b>	<b>1.938 km</b>	<b>2.534 km</b>	<b>+6,0 %</b>	<b>-1.822 km</b>

### 8.3 ZUSAMMENFASSUNG SZENARIO INTELLIGENTER EE-AUSBAU

Im Vergleich zum Referenzszenario kann im Szenario „Intelligenter EE-Ausbau“ der Leitungsausbau aller Spannungsebenen erheblich reduziert werden. In den Ebenen der Höchstspannung (380 kV und 220 kV) wird gar kein Leitungsausbau mehr benötigt (Abbildung 52). Gemessen in Stromkreiskilometern wird in der Niederspannungsebene die größte Einsparung erzielt.

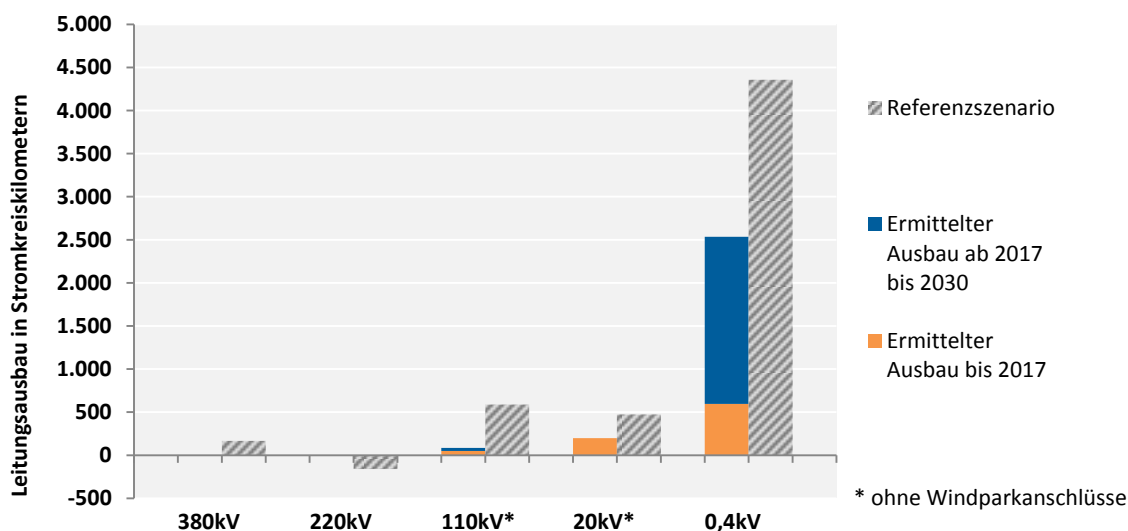


Abbildung 52: Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Leitungsausbau aller Spannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario intelligenter EE-Ausbau in Stromkreiskilometern. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynavics GmbH)

Abbildung 53 illustriert den ermittelten Transformatorausbau. Der Transformatorausbau mit direkter Verbindung zum Höchstspannungsnetz kann im Szenario „Intelligenter EE-Ausbau“ vollständig durch Abregelungsmaßnahmen vermieden werden. Im Bereich der Ortsnetztransformatoren (20/0,4 kV) wird der Ausbaubedarf auf etwa die Hälfte des Referenzszenarios reduziert. Nur bei der Umspannung zwischen der Hoch- und der Mittelspannung ergibt sich ein geringeres Einsparpotenzial, weil die Windparkanschlüsse weiterhin eine hohe Leistung aufnehmen können müssen.

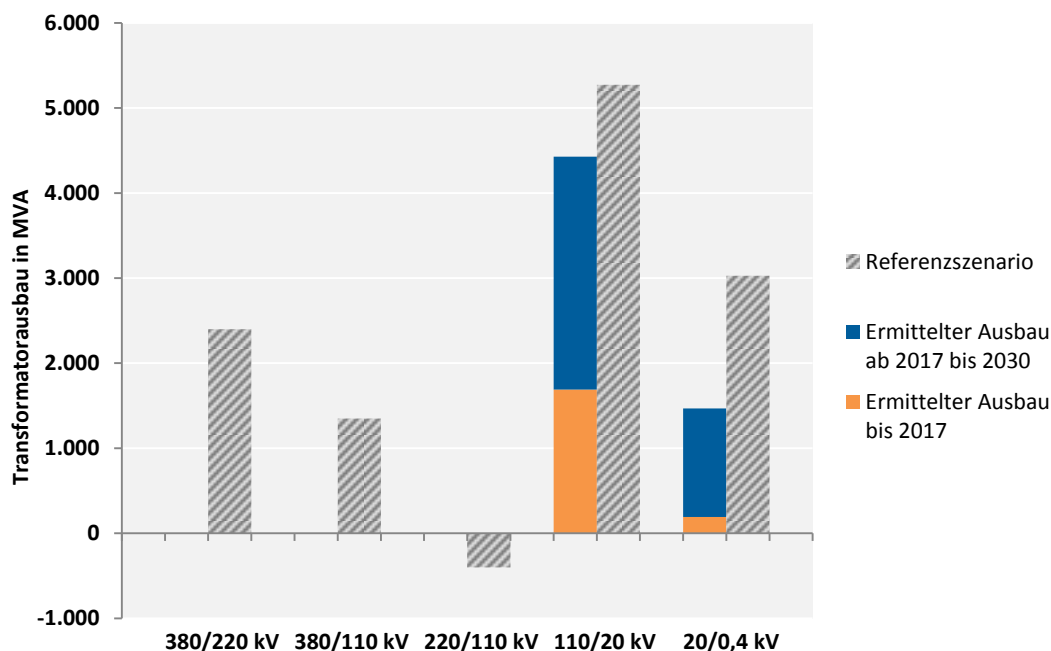


Abbildung 53: Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Transformatorausbau aller Spannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario intelligenter EE-Ausbau in MVA. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)

Die Kosten, die sich aus dem Leitungs- und Transformatorausbau ableiten lassen, sind in Tabelle 37 zusammengefasst. Analog zu den bisherigen Szenarien sind auch hier die Kosten für bereits geplante Maßnahmen der Netzbetreiber nicht enthalten. Ebenfalls nicht in der Aufstellung enthalten sind Kosten für abgeregelte Energiemengen oder den zusätzlich notwendigen Ausbau an Erzeugungsanlagen. Zusätzlich zu den Kosten des oben beschriebenen Netzausbaus sind die nach Abschnitt 4.4.1 berechneten Leitungskosten für Windparkanschlüsse enthalten.

Tabelle 37: Über geplante Maßnahmen der Netzbetreiber hinaus ermittelte Netzausbaukosten in Rheinland-Pfalz im Szenario intelligenter EE-Ausbau 2017 und 2030 in Mio. €. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)

Kosten	2012 bis 2017	2017 bis 2030	insgesamt bis 2030	Vergleich Referenzszenario (Delta)
HöS-Leitungen	-	-	-	-116,2 Mio. €
HöS/HS Umspannung	-	-	-	-80,6 Mio. €
<b>HS-Leitungen (Summe)</b>	37,6 Mio. €	69,1 Mio. €	106,7 Mio. €	-231,7 Mio. €
Ausbau bestehender Verbindungen	22,1 Mio. €	16,2 Mio. €	38,3 Mio. €	-242,4 Mio. €
Windparkanschlüsse	15,5 Mio. €	52,9 Mio. €	68,4 Mio. €	+10,7 Mio. €
<b>HS/MS Umspannung (Summe)</b>	169,1 Mio. €	273,8 Mio. €	442,9 Mio. €	-84,5 Mio. €
Ausbau Bestand	-	-	-	+0 Mio. €
Windparkanschlüsse	169,1 Mio. €	273,8 Mio. €	442,9 Mio. €	-84,5 Mio. €
<b>MS-Leitungen (Summe)</b>	52,1 Mio. €	96,5 Mio. €	148,6 Mio. €	-13,2 Mio. €
Ausbau bestehender Verbindungen	23,7 Mio. €	-	23,7 Mio. €	-32,8 Mio. €
Windparkanschlüsse	28,4 Mio. €	96,5 Mio. €	124,9 Mio. €	+19,6 Mio. €
<b>MS/NS Umspannung</b>	13,5 Mio. €	89,1 Mio. €	102,6 Mio. €	-108,9 Mio. €
<b>NS-Leitungen</b>	47,7 Mio. €	155,2 Mio. €	202,9 Mio. €	-146,6 Mio. €
<b>SUMME</b>	<b>320,0 Mio. €</b>	<b>683,7 Mio. €</b>	<b>1.003,7 Mio. €</b>	<b>-781,7 Mio. €</b>

Die Ergebnisse der Berechnungen im Szenario intelligente Erneuerbare zeigen ein massives Einsparpotenzial beim Netzausbau. Auf fast allen Ebenen können die Kosten reduziert werden, lediglich bei den Leitungen zum Anschluss von Windparks zeigt sich ein Anstieg. Die folgenden Sachverhalte unter Beachtung des geltenden und gegebenenfalls anzupassenden regulierungsrechtlichen Gesetzesrahmens sind maßgeblich für diese Ergebnisse:



1. Die Abregelung von Erzeugungsanlagen greift in ihrer Wirkung auf den Netzausbau des Hoch- und Höchstspannungsnetzes immer in dem Punkt, wo sonst die Einspeisespitze für den Netzausbau dimensionierend ist. Diese optimale Verteilung des Potenzials ist bei anderen Maßnahmen wie Speicher oder DSM nicht gegeben.
2. Der verwendete Algorithmus zum Einsatz von Abregelungsmaßnahmen im Hoch- und Höchstspannungsnetz führt keine lokale Optimierung für den Anschlusspunkt, sondern eine globale Optimierung in Rheinland-Pfalz durch. Obwohl die durchschnittlich abgeregelte Energiemenge mit etwa 5 % relativ gering ist, würde an einzelnen Standorten teilweise deutlich mehr abgeregelt werden. Obwohl er in der Optimierung nicht direkt berücksichtigt wurde, verringert sich dadurch sogar der benötigte Transformatorausbau für die Windparkanschlüsse. Dabei spielt allerdings auch die räumliche Umverteilung (vgl. Punkt 4) eine Rolle.
3. Aufgrund der durch Abregelung verloren gegangenen Energiemenge müssten die installierten Leistungen erhöht werden, damit weiter 100 % des Stromverbrauchs durch Erneuerbare bereitgestellt werden könnten. Bei der Ermittlung der Leitungskapazitäten für Windparkanschlüsse wurde weiterhin die gesamte Anschlussleistung zugrunde gelegt und keine Abregelung berücksichtigt. Deswegen steigen hier die Netzausbaukosten.
4. Die räumliche Verteilung der Windleistung wurde so angepasst, dass Standorte ohne Abregelung bevorzugt wurden. Trotz der höheren installierten Gesamtleistung im Vergleich zum Referenzszenario weisen deshalb manche Standorte eine geringere Anschlussleistung auf.
5. In der Mittelspannungsebene ist es durch Blindleistungseinsatz und Abregelung möglich, den Netzausbau zwischen 2017 und 2030 komplett zu vermeiden.
6. In der Niederspannungsebene sind durch eine Leistungsbegrenzung auf 70 % der installierten PV-Leistung erhebliche Einsparungen im Netzausbau gegenüber dem Referenzszenario möglich. Ein über das heutige Maß hinausgehender Einsatz der Blindleistung ist nicht zielführend.

Weil die für den Netzausbau verantwortlichen Einspeisespitzen (insbesondere von Wind) nur selten auftreten, muss nur 5 % der Energie aus Erneuerbaren pro Jahr abgeregelt werden, um einen hohen Anteil des Netzausbaus zu vermeiden.

#### SCHWACHWINDANLAGEN

Diese Anlagen haben eine im Verhältnis zum Generator größere Rotorfläche und erreichen daher eine bessere Ausnutzung von windschwachen Standorten. Ihr Verhalten ist ähnlich dem einer in der Leistung begrenzten Starkwindanlage mit gleichem Rotordurchmesser. Bei verstärktem Einsatz von Schwachwindanlagen sind die zu erwartenden Ergebnissen daher mit den Ergebnissen der Abregelung von Windenergieanlagen identisch.

#### OST-WEST-PV

Bei Ausrichtung von PV in Ost- und West-Richtung kann der Wechselrichter im Verhältnis zur PV Peakleistung deutlich kleiner dimensioniert werden. Aus Netzsicht wird gleichzeitig eine Vergleichmäßigung der Leistungsabgabe über den Tag erreicht. Nach [73] kann gezeigt werden, dass die Erzeugungskurve von Ost-West- und Südanlagen sehr ähnlich ist, wenn man die Leistung der Südanlage begrenzt. Die zu erwartenden Ergebnisse eines verstärkten Einsatzes von Ost-West-Anlagen sind daher mit denen einer leistungsbegrenzter PV-Einspeisung identisch.

## 9. SZENARIO INTELLIGENTER NETZAUSBAU

---

Im Szenario „intelligenter Netzausbau“ wird der mögliche Einfluss einiger bestehender, innovativer Technologieoptionen auf die Netzausbaukosten untersucht. Folgende Technologien werden untersucht:

- Dynamic Line Rating, kurz DLR (Höchst- und Hochspannung)
- Hochtemperaturleiterseile (Höchst- und Hochspannung)
- Weitbereichs-Spannungsregelung (Mittelspannung)
- Regelbare Ortsnetztransformatoren, kurz RONT (Niederspannung)

Durch die beiden im Höchst- und Hochspannungsnetz eingesetzten neuen Technologien wird die Übertragungskapazität bestehender Leitungen beziehungsweise Leitungstrassen erhöht, ohne dass zusätzliche Stromkreise geschaffen werden müssten. Hochtemperaturleiterseile können als Ersatz herkömmlicher Leiterseile verwendet werden, wobei keine erheblichen Änderungen an den Masten erforderlich sein müssen [48]. Dynamic Line Rating (auch bezeichnet als Freileitungs-Temperatur-Monitoring bzw. Freileitungs-Temperatur-Überwachung) erlaubt es, die eigentlich vorhandene Übertragungskapazität von Leitungen besser auszunutzen, wenn der Wind weht oder die Temperatur sinkt. Insbesondere bei kalter Witterung und Wind können höhere Leistungen übertragen werden, ohne dass es zu einer Überschreitung der für die Lebensdauer der Betriebsmittel wichtigen maximalen Betriebstemperatur kommt.

Die Technologieoptionen Weitbereichs-Spannungsregelung und regelbare Ortsnetztransformatoren erweitern die in der Praxis nutzbaren Spannungsbänder in den Mittel- und Niederspannungsnetzen, ohne dass es zu einer Verletzung der einzuhaltenden Spannungsgrenzen kommt. Da die Einhaltung der Spannungsgrenzen in diesen Spannungsebenen oft Ursache für notwendige Netzverstärkung ist, können die Technologien zur Verringerung des Netzausbaubedarfs beitragen.

Bei der Festlegung der installierten Leistungen für das Szenario „intelligenter Netzausbau“ wurde davon ausgegangen, dass durch die eingesetzten Technologien nicht in erheblichem Umfang zusätzliche Verluste entstehen, die durch einen Zubau von installierter Leistung gegenüber dem Referenzszenario zur Einhaltung der bilanziell vollständig erneuerbaren Stromversorgung ausgeglichen werden müssten. Den Berechnungen liegen demzufolge dieselben installierten Leistungen wie im Referenzszenario zugrunde (Tabelle 38). Hierbei handelt es sich um eine Vereinfachung: In der Praxis ergäben sich durch die höheren Strombelastungen auf den Leitern steigende elektrische Verluste, die zu einer Anhebung des Bruttostromverbrauchs führen würden. Die Höhe der Verluste und ihre Änderung im Szenario „Intelligenter Netzausbau“ wurden erst im Nachgang der Simulationen näherungsweise ermittelt.

**Tabelle 38: Prognostizierte installierte Leistungen [MW] und Bruttostromverbrauch [TWh/a] für 2017 und 2030 im Szenario intelligenter Netzausbau. Quelle: RLP: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH); BRD: NEP 2013; Europa: insbesondere EU Energy Trends 2009**

	Szenario intelligenter Netzausbau 2017			Szenario intelligenter Netzausbau 2030		
	RLP	BRD (inkl. RLP)	Europa (ohne BRD)	RLP	BRD (inkl. RLP)	Europa (ohne BRD)
<b>Wind- energie</b>	3.388 MW	46.250 MW	35.489 MW	7.500 MW	85.854 MW	69.335 MW
Delta Referenz- szenario	0 MW	0 MW	0 MW	0 MW	0 MW	0 MW
<b>PV</b>	2.970 MW	43.300 MW	4.095 MW	5.500 MW	66.193 MW	11.954 MW
Delta Referenz- szenario	0 MW	0 MW	0 MW	0 MW	0 MW	0 MW
<b>Brutto- strom- verbrauch</b>	26,6 TWh/a	609 TWh/a	1.339 TWh/a	21,8 TWh/a	608 TWh/a	1.512 TWh/a

## 9.1 HÖCHST- UND HOCHSPANNUNG

Für die betrachteten Technologien gibt es aus veröffentlichten Quellen verschiedene Angaben zur Leistungsfähigkeit und Kosten, auf deren Grundlage Annahmen für die Simulationen und für die Kostenberechnungen getroffen werden.

### 9.1.1 Technologie-Option: Hochtemperaturleiterseile

Die die Stromtragfähigkeit begrenzende zugelassene Höchsttemperatur eines Leiterseiles hängt von seiner mechanischen Festigkeit ab. Konventionelle, als ACSR (Aluminum Conductor Steel Reinforced) bezeichnete Leiterseile sind aus einem Kern aus Stahldrähten mit einer Umwicklung aus runden oder trapezförmigen Aluminiumdrähten ausgeführt. Das Gewicht des Leiters wird von Aluminium- und Stahlstrahlen gleichermaßen getragen. Aluminium dehnt sich bei steigender Temperatur etwa doppelt so stark aus wie Stahl. Die Temperatur von konventionellen Leitern wird auf 75 bis 100°C begrenzt, um starkes Durchhängen und Überlastung der Aluminiumkomponenten zu vermeiden. [49], [50]

Hochtemperaturleiterseile zeichnen sich durch ein mechanisch stabiles Verhalten bis zu Temperaturen von über 200°C aus. Solche Leiterseile wurden mit dem Ziel entwickelt, bei gleichem Leiterquerschnitt und dabei weitgehend gleichem Gewicht mehr elektrische Leistung übertragen zu können, ohne die Mastanlagen der Freileitung ausbauen zu müssen. Es wurden seit den 1970er Jahren verschiedene Technologien entwickelt, die meisten bestehen aus Kompositwerkstoffen oder einem hochfesten Kern aus speziellem Stahl, der das gesamte Eigengewicht des Leiters trägt, sowie einer Umwicklung aus geglühtem Aluminium. Letzteres ist temperaturresistenter, aber weicher als üblicherweise verwendetes Aluminium. Dadurch weisen Hochtemperaturleiterseile bei hohen

Temperaturen ein stabiles Verhalten mit geringem Durchhang auf, sind aber oft empfindlicher gegen mechanische Belastung durch Wind und Vereisung. Allerdings weisen Leiterseile aus geglühtem Aluminium durch die höhere Dämpfung im Betrieb ein günstigeres Schwingungsverhalten auf als konventionelle Leiter und können somit schon mit geringerem Durchhang installiert werden. Neuere japanische und europäische Entwicklungen verwenden eine Aluminium-Zirkonium-Legierung sehr hoher Festigkeit anstatt des Weichaluminiums, was die mechanischen Eigenschaften nochmals verbessert und die Verlegung der Leitungen vereinfacht. Durch den Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen können über eine Leitung je nach verwendeter Technologie zwischen 40 und 80 % mehr Leistung als beim Einsatz vergleichbarer konventioneller Leiter übertragen werden. Eine weitere Einsatzmöglichkeit für Hochtemperaturleiterseile sind Trassen mit geringer Bodenfreiheit, da der Durchhang bei gleicher Temperatur deutlich kleiner ist als bei konventionellen Leiterseilen. [49], [50]

Mit Hochtemperaturleiterseilen liegen aus Pilotprojekten bereits seit einigen Jahren praktische Betriebserfahrungen vor. In [48] sind einige Pilotprojekte aufgelistet.

Für die Simulation wird in Abstimmung mit Experten pauschal die Annahme getroffen, dass bei etwa gleichbleibenden Impedanzen eine um 50 % höhere Übertragungsleistung gegenüber herkömmlichen Leiterseilen möglich ist. Dieser Wert ist als eine konservative Schätzung zu verstehen. Die Kosten der Leiterseile werden als 30 % höher als die Kosten herkömmlicher Leiterseile angenommen.

### 9.1.2 Technologie-Option: Dynamic Line Rating

Die maximale Stromtragfähigkeit von Leiterseilen wird durch die maximale Leitertemperatur bestimmt, von der die mechanische Festigkeit des Seiles abhängt. Der zugelassene Nennstrom des Leiterseiles wird bislang meist aus einem Worst-Case-Szenario bestimmt, welches die sich im Jahresverlauf ändernden Wetterverhältnisse allenfalls über einen Faktor berücksichtigt, der im Winterhalbjahr einen etwas höheren Strom erlaubt als im Sommer. In der Regel wird bei der Leiterauslegung eine Umgebungstemperatur von 40°C, entweder Windstille oder eine Windgeschwindigkeit von 0,5 m/s im Winkel von 90° zum Leiterseil sowie eine Sonneneinstrahlung von 1300 W/m<sup>2</sup> angenommen. Gerade in Mitteleuropa herrschen die meiste Zeit des Jahres Wetterverhältnisse mit niedrigeren Temperaturen und höheren Windgeschwindigkeiten. Dadurch ergibt sich die Möglichkeit, den zugelassenen Nennstrom von Leiterseilen wetterabhängig in Echtzeit anzupassen, sofern geeignete Messeinrichtungen, die entweder die Wetterdaten aufzeichnen oder direkt die aktuelle Leitertemperatur ermitteln, vorhanden sind. In den meisten Fällen werden sich durch dieses sogenannte Dynamic Line Rating Verfahren größere zugelassene Nennströme ergeben. [51], [52]

Den größten Einfluss auf die Stromtragfähigkeit hat dabei die abkühlende Wirkung von Wind. Hierzu wurden u.a. an der ETH Zürich Berechnungen auf Basis der physikalischen Eigenschaften eines Leiters durchgeführt. Bei einem konventionell bei 40°C Umgebungstemperatur und 0,5 m/s auf 750 A ausgelegten Leiterseil ergab sich bei einer Windgeschwindigkeit von 2 m/s eine um 50 % und bei 10 m/s eine um 130 % erhöhte

Stromtragfähigkeit. Bei gleichbleibender Windgeschwindigkeit führte eine auf 20°C abgesenkte Umgebungstemperatur zu einer um 50 % größeren Kapazität, bei 20°C und 2,5 m/s Windgeschwindigkeit erhöhte sich der zugelassene Nennstrom um 100 %. Der Einfallswinkel des Windes betrug hier bei allen Berechnungen 90° zur Leitung. Eine Veränderung der Sonneneinstrahlung hatte hingegen nur geringe Auswirkungen; eine Reduzierung von ursprünglich 1000 auf 0 W/m<sup>2</sup> bei gleicher Umgebungstemperatur erhöhte die Übertragungskapazität um weniger als 1 %. [53]

Die offiziellen von IEEE und CIGRE bereitgestellten Berechnungsmodelle liefern bei gleichen Anfangswerten noch höhere Potenziale mit einer Erhöhung der Stromtragfähigkeit von bis zu 167 % bei einer Temperatur von 20°C und 10 m/s Windgeschwindigkeit. Der Einfluss des Windrichtungswinkels ist dabei nicht zu vernachlässigen, bei gleichbleibender Windgeschwindigkeit von 2 m/s ist die Stromtragfähigkeit bei einem Einfallswinkel von 90° um 25 % höher als bei einem Einfallswinkel von 45°. Allerdings ergibt sich auch bei einem 45°-Winkel bei einer Erhöhung der Windgeschwindigkeit um 4,5 m/s eine um 127 % höhere Stromtragfähigkeit. [49], [50], [54]

Die Übertragungskapazität einer doppelten 132-kV-Freileitung in Skegness in Nordengland konnte von E.on durch den Einsatz von wetterbasiertem Dynamic Line Rating um 20 bis 50 % gesteigert werden. Dieser deutlich niedrigere Wert erklärt sich dadurch, dass hier nur die Windgeschwindigkeit gemessen wurde, nicht aber die Windrichtung. Diese wurde sehr konservativ als in einem Winkel von 20° auf die Leitung treffend angenommen, die sich dabei ergebenden Ergebnisse sind konsistent mit dem IEEE-Berechnungsmodell. [54]

Eine von ELIA<sup>62</sup> in Belgien mit direktem Dynamic Line Rating betriebene 400-kV-Doppelleitung wies im Jahresverlauf zu mehr als 90 % der Zeit eine um mindestens 25 % erhöhte Stromtragfähigkeit auf, mit Spitzenwerten von bis zu 250 %. [54]

Für die Simulation werden die folgenden Annahmen getroffen:

1. Sinkende Umgebungstemperatur erhöht die Übertragungskapazität linear. Bei 25 °C kann die Leitung ihren Nennstrom aufnehmen. Bei -15 °C ist die Übertragungskapazität um 50 % höher. Für die Berücksichtigung der Umgebungstemperatur wurden Zeitreihen mehrerer Messstationen in Rheinland-Pfalz aus den Jahren 2011 und 2012 ausgewertet.
2. Auch durch den Einfluss von Wind kann sich die Übertragungskapazität von Freileitungen um bis zu 50 % erhöhen. Da keine Messdaten von Windgeschwindigkeiten in ausreichender Auflösung vorliegen, wird die eingespeiste Leistung aus Windenergieanlagen zugrunde gelegt: Bei der höchsten Einspeisespitze von Windenergie in Rheinland-Pfalz wird die höchste Steigerung der Übertragungskapazität (+50 %) angesetzt, bei der niedrigsten Einspeisung der Nennwert. Zwischen den beiden Werten wird entsprechend der Höhe der Einspeiseleistung linear interpoliert.

<sup>62</sup> Belgischer Übertragungsnetzbetreiber.

Weder die Abhängigkeit von der Temperatur noch die Abhängigkeit von der Windgeschwindigkeit wird als räumlich verschieden berücksichtigt, beide werden in diesem Zusammenhang als einheitlich in Rheinland-Pfalz angenommen. Der Anteil an Kabelstrecken im Hoch- und Höchstspannungsnetz wird vernachlässigt, so dass die Annahmen für alle Leitungen des Netzmodells Rheinland-Pfalz verwendet werden. Im Mittel- und Niederspannungsnetz werden dagegen wesentlich mehr Kabel eingesetzt, dort wird kein Dynamic Line Rating in der Untersuchung berücksichtigt.

### 9.1.3 Höchst- und Hochspannung: Ergebnisse

In der Simulation werden die Wirkungen der beiden Technologien Hochtemperaturleiterseile und Dynamic Line Rating kombiniert, so dass etwa beim Einsatz von Hochtemperaturleiterseilen im Zeitpunkt mit höchster Windeinspeisung die Übertragungskapazität der Leitungen im Höchst- und Hochspannungsnetz den doppelten Wert des Nennstromes erreicht. Bei gleichzeitig noch niedriger Temperatur würde eine weitere Erhöhung der Übertragungskapazität berücksichtigt.

Bei der Bestimmung des Leitungsausbaus wird zunächst die durch Dynamic Line Rating erhöhte Übertragungskapazität in den betrachteten Spannungsebenen ausgenutzt. Sofern diese Erhöhung nicht ausreicht, erfolgt der Ersatz von konventionellen Leiterseilen mit Hochtemperaturleiterseilen. Dabei wird innerhalb der 220 kV-Ebene kein Upgrade vorgenommen, hier erfolgt stattdessen eine Anhebung der Spannung auf 380 kV, wobei dann in dieser Spannungsebene gleich Hochtemperatur-Leiterseile vorgesehen werden. Eventuell bereits vorhandene Stromkreise mit Hochtemperaturleiterseilen werden genauso wenig berücksichtigt wie eine Verstärkung durch zusätzliche Stromkreise mit konventionellen Leiterseilen.

Die Ergebnisse hinsichtlich der Stromkreislängen im Höchst- und Hochspannungsnetz im Szenario „intelligenter Netzausbau“ sind in Tabelle 39 wiedergegeben. Die angegebenen Zahlenwerte beschreiben hier keine zusätzlichen Stromkreiskilometer, sondern die kumulierten Längen der modifizierten Stromkreise. Das heißt, auch der Austausch von Leiterseilen mit Hochtemperaturleiterseilen ist in den Angaben enthalten, auch wenn sich tatsächlich die kumulierte Länge der Stromkreise nicht ändert.

**Tabelle 39: Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Leitungsausbau der Höchst- und Hochspannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario intelligenter Netzausbau in Stromkreiskilometern. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)**

	<b>Bestand 2012</b>	<b>Ermittelter Ausbau 2012 bis 2017</b>	<b>Ermittelter Ausbau 2017 bis 2030</b>	<b>Ermittelter Ausbau insgesamt</b>	<b>Ausbau bezogen auf 2012</b>	<b>Vergleich Referenz- Szenario (Delta)</b>
<b>380 kV</b>	1.183 km	0 km	28 km	28 km	+2,4 %	-138 km
<b>220 kV</b>	1.227 km	0 km	-28 km	-28 km	-2,3 %	+132 km
<b>110 kV*</b>	4.111 km	43 km	202 km	245 km	+6,0 %	-343 km
<b>SUMME</b>	<b>6.521 km</b>	<b>43 km</b>	<b>202 km</b>	<b>245 km</b>	<b>+3,8 %</b>	<b>-349 km</b>

\* ohne Windparkanschlüsse

Im Vergleich zum Referenzszenario ergibt sich ein deutlich verminderter Ausbaubedarf. In der 220 kV-Ebene reduziert der Einsatz von Dynamic Line Rating den Bedarf für Upgrades auf die 380 kV-Ebene deutlich. In der 380 kV-Ebene selbst ist wie bereits im Referenzszenario kein Bedarf für Verstärkungen zur Aufnahme der EE-Leistung aus Rheinland-Pfalz notwendig. Auf der 110 kV-Ebene wird die positive Wirkung von Dynamic Line Rating ebenfalls deutlich: der Ausbaubedarf wird erheblich reduziert. Wegen des Einsatzes der Hochtemperaturleiterseile wird darüber hinaus auf keiner Leitungstrasse eine Schaffung zusätzlicher Stromkreise notwendig, so dass alle Verstärkungsmaßnahmen auf 110 kV-Ebene durch den Austausch von Leiterseilen erfolgen können. Daraus ergibt sich trotz höherer Kosten für die Leiterseile insgesamt eine zusätzliche Einsparung bei den Leitungsausbaukosten.

Der benötigte Einsatzumfang von Dynamic Line Rating lässt sich anhand des ermittelten Leitungsaubaus im Referenzszenario abschätzen. Bis 2030 entspricht dies etwa 160 Stromkreiskilometer der Höchstspannungsebene und 588 Stromkreiskilometer der Hochspannungsebene.

Hinsichtlich des Transformatorausbaus (Tabelle 40) zeigen sich gegenüber dem Referenzszenario vor allem Einsparungen durch die eingesparte Umrüstung von Umspannstationen des Höchstspannungsnetzes, wo wegen der geringeren Zahl der von 220 auf 380 kV umgestellten Leitungstrassen auch weniger zusätzliche Verbindungspunkte zwischen diesen zwei Ebenen benötigt werden. Beim Transformatorausbau der 220/110 kV-Umspannebene erfolgt im Szenario „intelligenter Netzausbau“ gegenüber dem Referenzszenario ein Anstieg um 200 MVA, was in dieser Ebene einem einzigen Transformator entspricht. Dieser wird laut Simulation bis 2017 in einer Umspannstation benötigt, die laut Planung des Übertragungsnetzbetreibers bereits wenig später (vor 2030) in eine 380/110 kV-Station umgewandelt und mit höherer Transformatorleistung versehen wird. Im Bereich der Umspannung von 110 kV zur Mittelspannung ergibt sich aufgrund der gleichen installierten Leistung und der unterschiedlichen Lastflüsse im Hochspannungsnetz ein ähnlicher Ausbaubedarf wie im Referenzszenario.

**Tabelle 40: Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Transformatorausbau der Höchst- und Hochspannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario intelligenter Netzausbau in MVA. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)**

	Bestand 2012	Ermittelter Ausbau 2012 bis 2017	Ermittelter Ausbau 2017 bis 2030	Ermittelter Ausbau insgesamt	Ausbau bezogen auf 2012	Vergleich Referenz- Szenario (Delta)
<b>380/220 kV</b>	4.000 MVA	0 km	600 MVA	600 MVA	+15,0 %	-1.800 MVA
<b>380/110 kV</b>	2.250 MVA	0 km	1.350 MVA	1.350 MVA	+60,0 %	+0 MVA
<b>220/110 kV</b>	4.000 MVA	200 MVA	-400 MVA	-200 MVA	-5,0 %	+200 MVA
<b>110/Mittelsp.</b>	12.295 MVA	1.611 MVA	3.795 MVA	5.406 MVA	+44,0 %	+132 MVA
<b>SUMME</b>	<b>22.545 MVA</b>	<b>1.811 MVA</b>	<b>5.345 MVA</b>	<b>7.156 MVA</b>	<b>+31,7 %</b>	<b>-1.468 MVA</b>

## 9.2 MS- UND NS-EBENE

Wie bereits dargelegt, behandelt das Szenario „intelligenter Netzausbau“ die Aufrüstung des Stromnetzes mittels innovativer Technologien. In der MS-Ebene wird in diesem Zusammenhang der Effekt der Weitbereichs-Spannungsregelung untersucht. In der NS-Ebene kommen regelbare Ortsnetztransformatoren zum Einsatz.

### 9.2.1 MS-Ebene: Vorgehensweise

Weitbereichs-Spannungsregelung stellt eine Technologie dar, bei der die Stufenstellung des HS/MS-Transformators in Abhängigkeit der Spannung an ausgewählten Stellen im MS-Stromnetz geregelt wird. Es werden die Stellen ausgewählt, an denen die höchste (aufgrund von Erzeugung) und die niedrigste (aufgrund von Last) zu erwartenden Spannungen entstehen.

Für die Untersuchungen wurde festgelegt, dass die Spannung an den ausgewählten Stellen in einem Spannungsband von  $\pm 4\%$  gehalten wird.

Die Auswirkungen des Einsatzes von Weitbereichs-Spannungsregelung in der MS-Ebene werden im Folgenden erörtert.

### 9.2.2 MS-Ebene: Resultate

In Tabelle 41 ist der ermittelte Leitungsausbau in der MS-Ebene dargelegt, der aus dem Einsatz der Weitbereichs-Spannungsregelung sowie aus durchgeführten Netztopologieänderungen resultiert. Hauptsächlich durch die Anwendung der



Weitbereichs-Spannungsregelung kann ein Leitungsausbau in der MS-Ebene vollständig vermieden werden. Die Weitbereichs-Spannungsregelung kann daher als ein sehr wirksames Instrument zur Vermeidung von Netzausbau bezeichnet werden.

**Tabelle 41: Erforderlicher Leitungsausbau der Mittelspannungsebene in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario intelligenter Netzausbau in Stromkreiskilometern. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)**

Netz- klasse	Bestand 2012	Ermittelter Ausbau 2012 bis 2017	Ermittelter Ausbau 2017 bis 2030	Ermittelter Ausbau insgesamt bis 2030	Ausbau bezogen auf Summe 2012	Vergleich Referenz- Szenario (Delta)
<b>A1</b>	9.131 km	0 km	0 km	0 km	0 %	-134 km
<b>A2</b>	1.725 km	0 km	0 km	0 km	0 %	- 53 km
<b>B</b>	3.942 km	0 km	0 km	0 km	0 %	- 133 km
<b>C/D/E</b>	5.618 km	0 km	0 km	0 km	0 %	- 152 km
<b>Summe</b>	<b>20.416 km</b>	<b>0 km</b>	<b>0 km</b>	<b>0 km</b>	<b>0 %</b>	<b>- 472 km</b>

### 9.2.3 NS-Ebene: Vorgehensweise

Im Rahmen des Szenarios „intelligenter Netzausbau“ kommen in der NS-Ebene regelbare Ortsnetztransformatoren (RONT) zum Einsatz, mit deren Hilfe Spannungsprobleme im Niederspannungsnetz behoben werden sollen.

Regelbare Ortsnetztransformatoren sind durch ihre regelbaren Stufen in der Lage, das Übersetzungsverhältnis zwischen Oberspannungsseite und Unterspannungsseite stufenlos oder in diskreten Schritten zu regulieren.

Nach Rücksprache mit den Verteilnetzbetreibern in Rheinland-Pfalz wurde ein zulässiges Spannungsband von  $\pm 4\%$  festgelegt (vgl. Kapitel 4.2.2). Bei einer unzulässig hohen (oder niedrigen) Spannung in einem Strang kann mittels eines regelbaren Ortsnetztransformators durch Absenkung (bzw. Anhebung) der Transformatorstufe eine niedrigere (bzw. höhere) Spannung am Stranganfang eingestellt werden, die sich bis zum Ende des Strangs fortsetzt (vgl. Abbildung 54). Falls die höchste (bzw. niedrigste) Transformatorstufe erreicht und das Spannungsband weiterhin verletzt ist, muss das Niederspannungsnetz ausgebaut werden.

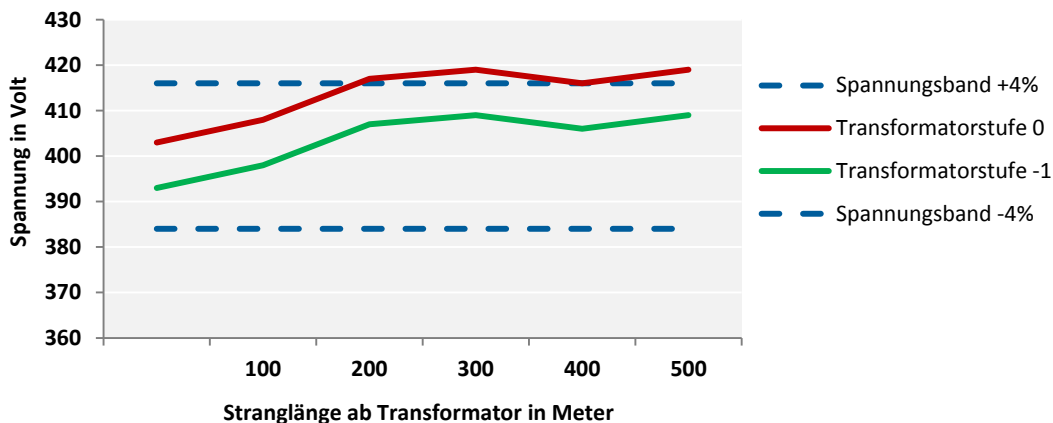


Abbildung 54: Behebung von Spannungsproblemen durch Transformatorstufung. Quelle: Eigene Darstellung (Energynautics GmbH)

In Abbildung 54 ist skizzenhaft dargestellt, wie bei einer unzulässig hohen Spannung (rot: Transformatorstufe 0) durch Absenkung auf die Transformatorstufe -1 (grün) das Spannungsband eingehalten werden kann.

Die Simulationen für die NS-Modellnetze erfolgen analog zu allen anderen Szenarien (vgl. Methodik in Kapitel 4.3). Im Unterschied zu den restlichen Szenarien sind durch den Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren diese Transformatoren automatisiert spannungsregelnd. Die Transformatorstufung wird hierbei kontinuierlich eingesetzt. Dies ist hilfreich für eine genauere Hochrechnung der Ergebnisse auf ganz Rheinland-Pfalz. Für die Untersuchungen wurde eine Transformatorstufung von bis zu  $\pm 5\%$  zugelassen.

Den Anteil des Zubaus von regelbaren Ortsnetztransformatoren und konventionellen Ortsnetztransformatoren (ONT) in Rheinland-Pfalz im Jahr 2017 stellt Tabelle 42, den im Jahr 2030 Tabelle 43 dar. Zu erkennen ist, dass der überwiegende Anteil von regelbaren Ortsnetztransformatoren im ländlichen Bereich, gefolgt vom dörflichen Bereich, anzutreffen ist.

Tabelle 42: Verhältnis zwischen zugebauten RONT und ONT in der Niederspannungsebene in Rheinland-Pfalz für das Jahr 2017 im Szenario intelligenter Netzausbau. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)

	RONT	ONT	Summe Transformatorleistung	Anteil RONT
Land	84 MVA	2 MVA	86 MVA	97 %
Dorf	97 MVA	93 MVA	189 MVA	51 %
Vorstadt	0 MVA	22 MVA	22 MVA	0,1 %
Stadt	-	0 MVA	0 MVA	0 %
<b>Gesamt</b>	<b>180 MVA</b>	<b>117 MVA</b>	<b>297 MVA</b>	<b>61 %</b>

**Tabelle 43: Verhältnis zwischen zugebauten RONT und ONT in der Niederspannungsebene in Rheinland-Pfalz für das Jahr 2030 im Szenario intelligenter Netzausbau. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)**

	RONT	ONT	Summe Transformatorleistung	Anteil RONT
<b>Land</b>	455 MVA	94 MVA	549 MVA	83 %
<b>Dorf</b>	887 MVA	735 MVA	1.622 MVA	55 %
<b>Vorstadt</b>	28 MVA	1.000 MVA	1.028 MVA	3 %
<b>Stadt</b>	-	79 MVA	79 MVA	0 %
<b>Gesamt</b>	<b>1.370 MVA</b>	<b>1.908 MVA</b>	<b>3.278 MVA</b>	<b>42 %</b>

Zu beachten ist, dass in der Modellnetzkategorie „Stadt“ keine regelbaren Ortsnetztransformatoren eingesetzt werden, da diese Netze als ausreichend dimensioniert anzusehen sind und demzufolge keine regelbaren Ortsnetztransformatoren zur Beseitigung von Spannungsproblemen benötigen.

#### 9.2.4 NS-Ebene: Resultate

In Tabelle 44 ist der ermittelte Transformatorausbau dargelegt. Ein deutlicher Ausbaubedarf ist im ländlichen Bereich zu verzeichnen. In Summe ist ein ermittelter Transformatorausbau in Höhe von 3.278 MVA bis zum Jahr 2030 berechnet worden, was eine Steigerung um +250 MVA im Vergleich zum Referenzszenario bedeutet. Dieser Mehrbedarf entsteht durch den notwendigen Austausch von konventionellen Ortsnetztransformatoren durch regelbare Ortsnetztransformatoren aufgrund von Spannungsproblemen im NS-Netz, schon bevor die Belastbarkeitsgrenzen des ursprünglichen Transformators erreicht werden.

**Tabelle 44: Erforderlicher Transformatorausbau der MS/NS-Ebene in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario intelligenter Netzausbau in MVA. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)**

Netztyp	Bestand 2012	Ermittelter Ausbau 2012 bis 2017	Ermittelter Ausbau 2017 bis 2030	Ermittelter Ausbau insgesamt bis 2030	Ausbau bezogen auf Summe 2012	Vergleich Referenz- Szenario (Delta)
<b>Land</b>	588 MVA	86 MVA	463 MVA	549 MVA	+7,3 %	+261 MVA
<b>Dorf</b>	1.858 MVA	189 MVA	1.433 MVA	1.622 MVA	+21,6 %	+29 MVA
<b>Vorstadt</b>	3.615 MVA	22 MVA	1.006 MVA	1.028 MVA	+13,7 %	-40 MVA
<b>Stadt</b>	1.456 MVA	0 MVA	79 MVA	79 MVA	+1,1 %	+0 MVA
<b>Summe</b>	<b>7.517 MVA</b>	<b>297 MVA</b>	<b>2.981 MVA</b>	<b>3.278 MVA</b>	<b>+43,6 %</b>	<b>+250 MVA</b>

Der ermittelte Leitungsausbau ist in Tabelle 45 zusammengefasst. Eindeutig ist im Vergleich zum Referenzszenario die starke Reduktion des Netzausbaus in allen Kategorien zu erkennen, wobei der höchste Rückgang im ländlichen Bereich vorzufinden ist. Hier wurden die meisten regelbaren Ortsnetztransformatoren eingesetzt. Folglich ist festzuhalten, dass durch den Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren Netzausbauten, die aus Spannungsproblemen resultieren, deutlich reduziert werden können. Die Kosten für regelbare Ortsnetztransformatoren liegen über 60 % der Gesamtkosten für konventionelle Ortsnetztransformatoren<sup>63</sup>. Diese Mehrausgaben lassen sich durch die hohe Leitungsausbaureduktion allerdings mehr als kompensieren (vgl. hierzu Tabelle 46). Zu beachten ist, dass es sich hierbei um Investitionskosten handelt, Betriebs- sowie Wartungskosten sind nicht explizit enthalten. Diese sind im Vergleich zu konventionellen Ortsnetztransformatoren höher.

**Tabelle 45: Erforderlicher Leitungsausbau der Niederspannungsebene in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario intelligenter Netzausbau in Stromkreiskilometern. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)**

Netztyp	Bestand 2012	Ermittelter Ausbau 2012 bis 2017	Ermittelter Ausbau 2017 bis 2030	Ermittelter Ausbau insgesamt bis 2030	Ausbau bezogen auf Summe 2012	Vergleich Referenz-Szenario (Delta)
Land	3.603 km	11 km	229 km	240 km	+0,6 %	-964 km
Dorf	16.726 km	5 km	391 km	396 km	+0,9 %	-2.688 km
Vorstadt	22.140 km	0 km	0 km	0 km	+0 %	-68 km
Stadt	nicht ermittelt	0 km	0 km	0 km	+0 %	+0 km
<b>Summe</b>	<b>42.469 km</b>	<b>16 km</b>	<b>620 km</b>	<b>636 km</b>	<b>+1,5 %</b>	<b>-3.720 km</b>

<sup>63</sup> Angabe der Verteilnetzbetreiber in Rheinland-Pfalz.

### 9.3 ZUSAMMENFASSUNG SZENARIO INTELLIGENTER NETZAUSBAU

Im Szenario „Intelligenter Netzausbau“ ergibt sich im Vergleich zum Referenzszenario in allen Spannungsebenen eine erhebliche Reduktion des Leitungsaubaus (Abbildung 55). Der Leitungsaubau in der Mittelspannung kann vollständig vermieden werden. Durch die regelbaren Ortsnetztransformatoren kann im Niederspannungs-Leitungsaubau eine massive Einsparung erreicht werden.

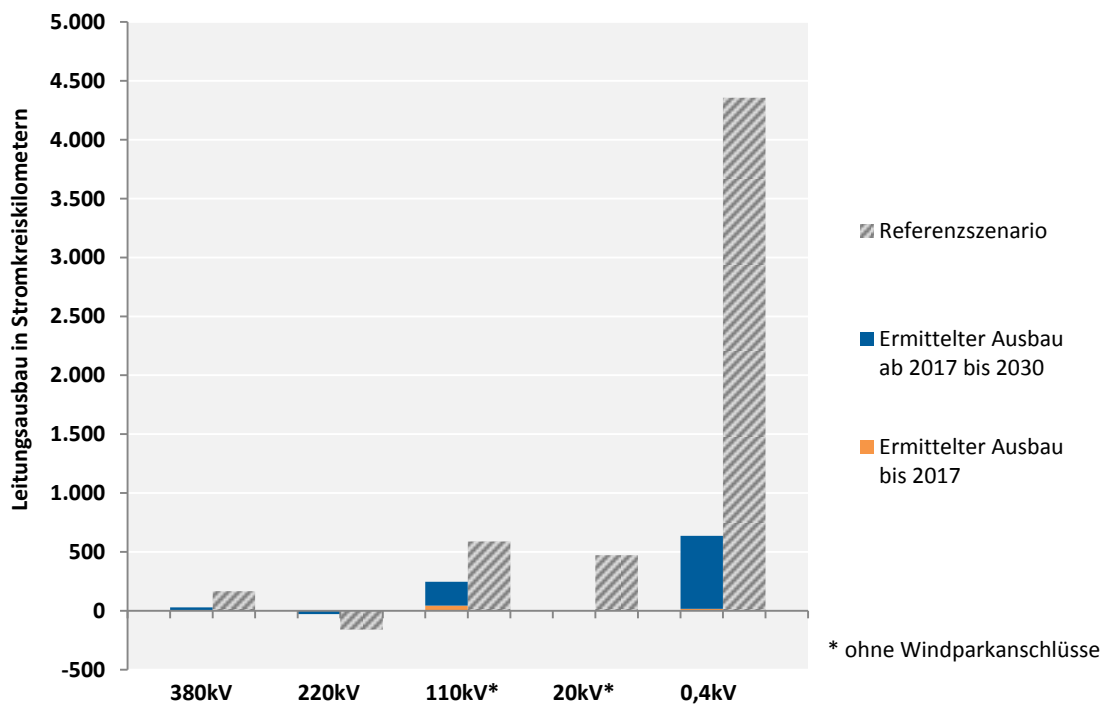


Abbildung 55: Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Leitungsaubau aller Spannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario intelligenter Netzausbau in Stromkreiskilometern. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)

Demgegenüber sind die Einsparungen beim Transformatorausbau sehr gering (Abbildung 56). Tatsächlich ist nur im Bereich der Umspannung zwischen den beiden Spannungsebenen der Höchstspannung eine Einsparung zu erkennen. Da im Bereich der Höchstspannung die Umstellung von Leitungen von 220 kV auf 380 kV einen wichtigen Teil auch der Änderungen an den Umspannstationen bewirkt, ist die Aussagekraft der Ergebnisse gerade in diesem Bereich auch mit Vorsicht zu bewerten. Der Transformatorausbau der HS/MS-Umspannebene nimmt aufgrund geänderter Lastflüsse geringfügig zu. In der MS/NS-Umspannebene steigt der Transformatorausbau durch den Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren an, die teilweise bereits dann eingesetzt werden, wenn die Auslastungsgrenze des davor eingesetzten Transformators noch nicht erreicht ist.

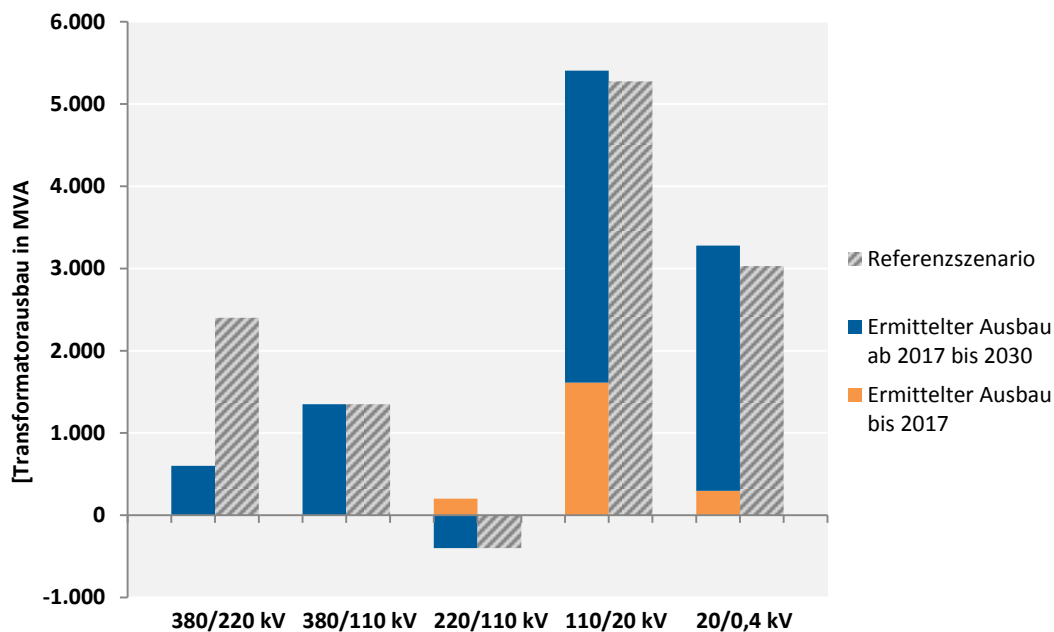


Abbildung 56: Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Transformatorausbau aller Spannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario intelligenter Netzausbau in MVA. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)

Die Kosten für den über die Planungen der Netzbetreiber hinaus notwendigen Netzausbaubedarf im Szenario „intelligenter Netzausbau“ sind in Tabelle 46 zusammengefasst. Die angegebenen Kosten enthalten die Kosten, die bei der Umrüstung auf Hochtemperaturleiterseile anfallen, jedoch keine Kostenschätzungen für Dynamic Line Rating. Auf Mittel- und Niederspannungsebene sind die Kosten für regelbare Ortsnetztransformatoren berücksichtigt. Zusätzlich zu den Kosten des oben beschriebenen Netzausbaus sind die nach Abschnitt 4.4.1 berechneten Leitungskosten für Windparkanschlüsse enthalten.

Tabelle 46: Über geplante Maßnahmen der Netzbetreiber hinaus ermittelte Netzausbaukosten in Rheinland-Pfalz im Szenario intelligenter Netzausbau 2017 und 2030 in Mio. €. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)

Kosten	2012 bis 2017	2017 bis 2030	insgesamt bis 2030	Vergleich Referenzszenario (Delta)
<b>HöS-Leitungen</b>	-	21,2 Mio. €	21,2 Mio. €	-95,0 Mio. €
<b>HöS/HS Umspannung</b>	4,3 Mio. €	41,9 Mio. €	46,2 Mio. €	-34,4 Mio. €
<b>HS-Leitungen (Summe)</b>	16,6 Mio. €	60,2 Mio. €	76,8 Mio. €	-261,6 Mio. €
Ausbau bestehender Verbindungen	3,4 Mio. €	15,7 Mio. €	19,1 Mio. €	-261,6 Mio. €
Windparkanschlüsse	13,2 Mio. €	44,5 Mio. €	57,7 Mio. €	+0 Mio. €
<b>HS/MS Umspannung (Summe)</b>	161,1 Mio. €	379,5 Mio. €	540,6 Mio. €	+13,2 Mio. €
Ausbau Bestand	-	-	-	+0 Mio. €
Windparkanschlüsse	161,1 Mio. €	379,5 Mio. €	540,6 Mio. €	+13,2 Mio. €
<b>MS-Leitungen (Summe)</b>	24,2 Mio. €	81,2 Mio. €	105,3 Mio. €	-56,5 Mio. €
Ausbau bestehender Verbindungen	-	-	-	-56,5 Mio. €
Windparkanschlüsse	24,2 Mio. €	81,2 Mio. €	105,3 Mio. €	+0 Mio. €
<b>MS/NS Umspannung</b>	28,3 Mio. €	258,1 Mio. €	286,4 Mio. €	+74,9 Mio. €
<b>NS-Leitungen</b>	1,3 Mio. €	49,6 Mio. €	50,9 Mio. €	-298,6 Mio. €
<b>SUMME</b>	<b>235,8 Mio. €</b>	<b>891,7 Mio. €</b>	<b>1.127,4 Mio. €</b>	<b>-658,0 Mio. €</b>

Insgesamt zeigt sich im Szenario „intelligenter Netzausbau“ durch den Einsatz innovativer Technologien ein erhebliches Einsparpotenzial gegenüber dem Referenzszenario, dessen Netzausbaukosten um nahezu ein Drittel reduziert werden:

1. Den größten Einfluss auf die ermittelten Kosten hat der Einsatz der regelbaren Ortsnetztransformatoren in der NS-Ebene, mit deren Einsatz in Rheinland-Pfalz bis 2030 etwa 300 Millionen Euro gegenüber der Netzverstärkung mit konventioneller Technik eingespart werden können.
2. Weiterhin sehr hohe Beiträge zur Verminderung der Netzausbaukosten liefern die in der Hoch- und Höchstspannung eingesetzten Hochtemperaturleiterseile

und Dynamic Line Rating, was insbesondere sehr wirksam ist, da es die Übertragungskapazitäten genau während der Wind-Einspeisespitzen erhöht. Kosten für Hochtemperaturleiterseile sind in Tabelle 46 bereits berücksichtigt. Für Dynamic Line Rating im benötigten Umfang (etwa 750 Stromkreiskilometer, verteilt auf 66 Stromkreise) werden die zusätzlichen Kosten auf einen ein- bis kleinen zweistelligen Millionenbetrag geschätzt.

3. Der Ausbau bestehender Verbindungen in der Mittelspannung kann in der Analyse komplett durch den Einsatz von Weitbereichs-Spannungsregelung vermieden werden, wenn der Anschluss von Windenergieanlagen wie angenommen nicht mehr über den Anschluss an bestehende Mittelspannungsleitungen vorgenommen wird. Die Kosten für die zum Betrieb der Weitbereichs-Spannungsregelung im erforderlichen Umfang notwendigen Mess- und Kommunikationseinrichtungen werden auf einen kleinen einstelligen Millionenbetrag geschätzt.

Wie bereits beschrieben, erweisen sich Dynamic Line Rating sowie Hochtemperaturseile in den Ergebnissen des Szenarios „Intelligenter Netzausbau“ als besonders zur Reduktion der Netzausbaukosten geeignete Maßnahmen. Bei ihrem Einsatz in der Praxis muss allerdings beachtet werden, dass diese Technologien auch Nachteile mit sich bringen, die im Rahmen dieser Studie bedingt durch die Zielsetzung und die darauf angepasste Methodik möglicherweise nicht vollständig abgebildet werden konnten:

- Die elektrischen Verluste steigen, weil Leitungen mit höheren Strömen belastet werden. In einer der Simulation nachgelagerten Abschätzung wurde ermittelt, dass die Verluste im Szenario „Intelligenter Netzausbau“ um nahezu 50 % über den Verlusten des Referenzszenarios liegen.
- Die höheren Ströme verändern auch den Blindleistungsbedarf der Netze, wodurch neue Kompensationseinrichtungen notwendig werden können. Obwohl im Rahmen der Lastflussuntersuchungen keine schwerwiegenden Spannungsprobleme beobachtet wurden, wären zu dieser Fragestellung weitergehende Untersuchungen durch die Netzbetreiber zu erwarten.
- Eventuell mögliche Beeinflussungen der Stabilität des Netzbetriebs müssten in der Betriebsführung berücksichtigt werden.
- Für den Einsatz aller neuen Technologien sowie Wartung und Instandsetzung der Betriebsmittel wird geeignet qualifiziertes Personal benötigt, was nur über langfristig vorausschauende Personalplanung und Ausbildung sichergestellt werden kann.



## 10. SZENARIO SPEICHER (ANTEILIG ERSCHLOSSEN)

---

Im Szenario „Speicher (anteilig erschlossen)“ wird untersucht, inwieweit der Einsatz von Speichertechnologien in Rheinland-Pfalz eine Reduktion des erforderlichen Netzausbaus bewirken kann. Betrachtet werden die folgenden Speichertechnologien:

1. Pumpspeicherkraftwerke (Hoch- und Höchstspannung): In Rheinland-Pfalz befinden sich die Pumpspeicherkraftwerke Schweich und Heimbach in Planung. Netztechnisch ebenfalls für Rheinland-Pfalz relevant ist das bereits existierende Pumpspeicherkraftwerk Vianden in Luxemburg.
2. Power-to-Gas (Hochspannung): An Schwerpunkten der Stromerzeugung vor allem aus Windenergie kann aus Wasser durch Elektrolyse Wasserstoff und darüber Methan gewonnen werden. Das Gas kann in das Gasnetz eingespeichert und an anderer Stelle wieder zur Stromerzeugung eingesetzt werden.
3. Batteriespeicher für PV-Anlagen (Mittel- und Niederspannung): Sofern direkt an PV-Anlagen Energie in Batterien gespeichert wird, kann über die Steuerung der Belade- und Entladeleistung der Lastfluss im Netz genau dort beeinflusst werden, wo sonst durch PV-Einspeisung Netzverstärkung benötigt würde.
4. Power-to-Heat (Mittel- und Niederspannung): Unter der Voraussetzung eines Wärmebedarfs, der durch Entladung eines Wärmespeichers gedeckt werden kann, stellt die Wärmeerzeugung mit Strom aus EE-Anlagen eine Möglichkeit der sinnvollen Nutzung von EE-Überschüssen dar. Rechnerisch wird dadurch Gas zur Wärmeerzeugung eingespart, das dann an anderer Stelle wieder zur Stromerzeugung eingesetzt werden kann.

Bei den mit dem Gassektor verknüpften Technologien Power-to-Gas und Power-to-Heat ist zu beachten, dass die Leistungsentnahme aus dem elektrischen Netz im Allgemeinen an anderen Orten erfolgt als die Einspeisung. Während die Entnahme als dezentrales Element im Verteilnetz angesiedelt ist, erfolgt die Einspeisung aus Gasverbrennung zum größten Teil in zentralen Gaskraftwerken mit Anschluss an das Hoch- oder Höchstspannungsnetz. Als Technologieoption zum Zweck der Netzausbauvermeidung kann deshalb nur die Entnahmekomponente eingesetzt werden, die sich im elektrischen Netz als Lasterhöhung darstellt. Die im Folgenden als Kapazitäten bezeichneten Leistungen der Technologien Power-to-Gas und Power-to-Heat beziehen sich daher immer auf die Entnahmeleistung.

Das Öko-Institut hat bei der Ermittlung der Speicherpotenziale (vgl. Teil B, Kapitel 17.1) zwischen anteilig erschlossenen Potenzialen und maximal zu erwartenden Kapazitäten (Potenzialen) unterschieden, da realistischerweise davon auszugehen ist, dass nicht das gesamte Speicherpotenzial bis 2030 ausgeschöpft werden kann. Daher werden für dieses Szenario die als anteilig erschlossen bezeichneten Kapazitäten verwendet, welche seitens des Öko-Instituts im Rahmen des Arbeitspaketes 3 erhoben wurden (Tabelle 47).

**Tabelle 47: Speicherkapazitäten (Lasterhöhung) in Rheinland-Pfalz für die Jahre 2017 und 2030 im Szenario „Speicher (anteilig erschlossen)“ in MW. Quelle: Öko-Institut (Teil B, Kapitel 17.1)**

Jahr	PV-Batterie	Power-to-Heat	Pumpspeicherkraftwerk	Power-to-Gas
2017	25 MW	100 MW		7 MW
2030	350 MW	3.110 MW	600 MW	195 MW

Wie Lastmanagement können auch Speicher grundsätzlich netzgeführt oder marktgeführt betrieben werden. Während bei netzgeführter Betriebsweise eine Belastungsminimierung der lokalen Netzbetriebsmittel angestrebt wird, bezeichnet der marktgeführte Betrieb die Vorgabe eines Leistungsfahrplans als Ergebnis von Liefervereinbarungen am Strommarkt, wofür im allgemeinen ausreichende Netzkapazität zur Übertragung der Leistung vorausgesetzt wird.

Im Rahmen der Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz wird für jedes Szenario stets eine bilanzielle Stromversorgung aus 100 % EE gewährleistet. Geschuldet der Tatsache, dass Speicher aufgrund ihrer Verluste auch als zusätzliche Stromverbraucher wirken, sind im Vergleich zum Referenzszenario höhere installierte Windenergie- sowie PV-Leistungen in Rheinland-Pfalz zu installieren, um diese Verluste mit Hilfe von EE ausgleichen zu können. Die Höhe der Speicherverluste wird auf Grundlage der Untersuchungen des Öko-Instituts abgeschätzt, woraus dann die gegenüber dem Referenzszenario zusätzlich zu installierende Leistung berechnet werden kann (vgl. Tabelle 48). Die Annahmen für Deutschland sowie Europa bleiben unverändert zum Referenzszenario.

**Tabelle 48: Prognostizierte installierte Leistungen [MW] und Bruttostromverbrauch [TWh/a] für 2017 und 2030 im Szenario Speicher (anteilig erschlossen). Quelle: RLP: Eigene Berechnungen (Energyntautics GmbH); BRD: NEP 2013; Europa: insbesondere EU Energy Trends 2009**

	Szenario Speicher (anteilig erschlossen) 2017			Szenario Speicher (anteilig erschlossen) 2030		
	RLP	BRD (inkl. RLP)	Europa (ohne BRD)	RLP	BRD (inkl. RLP)	Europa (ohne BRD)
<b>Wind- energie</b>	3.441 MW	46.250 MW	35.489 MW	8.970 MW	85.854 MW	69.335 MW
Delta Referenz- szenario	+53 MW	0 MW	0 MW	+1.470 MW	0 MW	0 MW
<b>PV</b>	3.012 MW	43.300 MW	4.095 MW	6.578 MW	66.193 MW	11.954 MW
Delta Referenz- szenario	+42 MW	0 MW	0 MW	+1.078 MW	0 MW	0 MW
<b>Brutto- strom- verbrauch*</b>	26,7 TWh/a	609 TWh/a	1.339 TWh/a	25,5 TWh/a	608 TWh/a	1.512 TWh/a

\* inkl. Speicherverluste

Im Vergleich zum Referenzszenario ist die installierte Windleistung im Szenario „Speicher (anteilig erschlossen)“ im Jahr 2017 um 53 MW und im Jahr 2030 um 1.470 MW höher. Die installierte PV-Leistung ist im Jahr 2017 um 42 MW erhöht, im Jahr 2030 um 1.078 MW.

## 10.1 HÖCHST- UND HOCHSPANNUNG

Die in der Simulation verwendeten Speichereinsatzprofile des Öko-Instituts bilden im Prinzip einen marktgeführten Betrieb ab. Würden solche Profile unverändert verwendet, so wiesen die Ergebnisse einen hohen zusätzlichen Netzausbau aus, wie auch etwa in der dena-Verteilnetzstudie [10] gezeigt wurde. Andererseits würde ein rein netzgeführter Speicherbetrieb dazu führen, dass Speicher nur zu den wenigen Zeiten hoher Netzauslastung eingesetzt würden und demnach nur auf sehr wenige Betriebsstunden kämen. Dann wäre allerdings nicht mit einer signifikanten Ausschöpfung des Speicherpotenzials bis zum Jahr 2030 zu rechnen, weil ein Betreiber bei nur sehr wenigen Betriebsstunden kaum die benötigten Erlöse erzielen könnte. Deshalb wird in der Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz im Szenario „Speicher (anteilig erschlossen)“ ähnlich wie bereits im Szenario DSM eine modifizierte Betriebsweise gewählt, die die Nachteile der rein marktgeführten oder rein netzgeführten Betriebsweisen vermeidet: In besonders für den Netzausbau relevanten Zeitpunkten wird in der Simulation auf von marktgeführter auf netzgeführte Betriebsweise umgeschaltet.

Aufgrund der im Vergleich zum Szenario DSM höheren installierten Leistungen ergibt sich ein geänderter Verlauf der Einspeise-Zeitverläufe. Auf der Lastseite ergibt sich durch die Speicherverluste ebenfalls eine Änderung. Wie im Szenario DSM wird die Umschaltsschwelle der Speicher-Betriebsmodi auf etwa 60 % der maximalen Residuallast (Betrag der Last minus Einspeisung aus Windenergie und PV) festgelegt. Überschreitet der Zeitverlauf der Residuallast diese Schwelle, wird netzgeführter Betrieb angenommen. Zu allen anderen Zeitpunkten werden die Zeitverläufe des marktgeführten Betriebs unverändert berücksichtigt. Im Szenario Speicher (anteilig erschlossen) kommt es im Jahr 2030 so zu 225 Stunden netzgeführten Betriebs (2,5 % der Zeit). Im Jahr 2017 wird die Schwelle noch nicht unterschritten, so dass hier ausschließlich marktgeführter Betrieb zugrunde liegt.

Die regionale Verteilung der Speicherpotenziale unterscheidet sich je nach Technologie:

- Die Pumpspeicherkraftwerke Schweich und Heimbach, deren Anschluss und Inbetriebnahme bis zum Jahr 2030 angenommen wird, sind jeweils genau einem Netzknoten zugeordnet.
- Als Standorte für Power-to-Gas-Anlagen werden Standorte mit Anschluss an das Hochspannungsnetz gewählt, wo einerseits ein potenzieller Nutzen zur Verringerung des Netzausbaus zu erwarten ist (gemessen über die Höhe der Abregelung im Szenario Intelligenter EE-Ausbau), andererseits ein Anschluss an das vorhandene Gas-Versorgungsnetz möglich erscheint. Insgesamt 14 Netzknoten erhalten so Lastanstiegskapazitäten zwischen einem und 40 MW.

- Für PV-Batterien wird anteilig dieselbe regionale Verteilung wie für die installierte PV-Leistung angenommen.
- Die regionale Verteilung von Power-to-Heat folgt der Verteilung der Last (Energimengen der Gemeinden).

Die Simulation des Höchst- und Hochspannungsnetzes im Szenario Speicher (anteilig erschlossen) liefert die in Tabelle 49 dargestellten Angaben für den über die Planungen der Netzbetreiber hinausgehenden Netzausbau in Stromkreiskilometern. Für das Höchstspannungsnetz wird ein Ausbau- bzw. Verstärkungsbedarf ermittelt, der über die Ergebnisse des Referenzszenarios hinausgeht. Die angenommenen Lastanstiegskapazitäten der Speicher sind mit der gewählten Betriebsweise nicht geeignet, den wegen der erhöhten EE-Anschlussleistung höheren Ausbaubedarf zu kompensieren. Lediglich auf der Hochspannungsebene kann eine sehr geringe Reduktion erreicht werden.

**Tabelle 49: Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Leitungsausbau der Höchst- und Hochspannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario Speicher (anteilig erschlossen) in Stromkreiskilometern. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)**

	Bestand 2012	Ermittelter Ausbau 2012 bis 2017	Ermittelter Ausbau 2017 bis 2030	Ermittelter Ausbau insgesamt	Ausbau bezogen auf 2012	Vergleich Referenz- Szenario (Delta)
<b>380 kV</b>	1.183 km	0 km	277 km	277 km	+23,4 %	+111 km
<b>220 kV</b>	1.227 km	0 km	-235 km	-235 km	-19,2 %	-75 km
<b>110 kV*</b>	4.111 km	70 km	499 km	569 km	+13,8 %	-19 km
<b>SUMME</b>	<b>6.521 km</b>	<b>70 km</b>	<b>541 km</b>	<b>611 km</b>	<b>+9,4 %</b>	<b>+17 km</b>

\* ohne Windparkanschlüsse

Bei den ermittelten Transformatorleistungen des Höchstspannungsnetzes weichen die Ergebnisse im Szenario Speicher (anteilig erschlossen) nur wenig von den Ergebnissen des Referenzszenarios ab. Die zusätzlichen 200 MVA in der Umspannebene 220/110 kV stammen vom Ausbau der Station Wengerohr bis zum Jahr 2017, die nach Planung des Übertragungsnetzbetreibers im Anschluss ohnehin auf 380/110 kV umgerüstet wird. Im Bereich der Umspannung von der Hochspannung zur Mittelspannung ist gegenüber dem Referenzszenario ein deutlicher Anstieg des Transformatorausbaus zu erkennen, der auf die zusätzlich installierte Leistung von Windenergie und PV zurückzuführen ist.

**Tabelle 50: Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Transformatorausbau der Höchst- und Hochspannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario Speicher (anteilig erschlossen) in MVA. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)**

	Bestand 2012	Ermittelter Ausbau 2012 bis 2017	Ermittelter Ausbau 2017 bis 2030	Ermittelter Ausbau insgesamt	Ausbau bezogen auf 2012	Vergleich Referenz- Szenario (Delta)
<b>380/220 kV</b>	4.000 MVA	0 MVA	2.400 MVA	2.400 MVA	+60,0 %	+0 MVA
<b>380/110 kV</b>	2.250 MVA	0 MVA	1.350 MVA	1.350 MVA	+60,0 %	+0 MVA
<b>220/110 kV</b>	4.000 MVA	200 MVA	-400 MVA	-200 MVA	-5,0 %	+200 MVA
<b>110/Mittelsp.</b>	12.295 MVA	1.631 MVA	5.379 MVA	7.010 MVA	+57,0 %	+1.736 MVA
<b>SUMME</b>	<b>22.545 MVA</b>	<b>1.831 MVA</b>	<b>8.729 MVA</b>	<b>10.560 MVA</b>	<b>+46,8 %</b>	<b>+1.936 MVA</b>

## 10.2 MS- UND NS-EBENE

Analog zur HöS- und HS-Ebene gilt es in der Mittelspannung sowie Niederspannung den Einfluss von Speichertechnologien zu analysieren. Hierzu werden in der NS-Ebene PV-Batterien sowie Power-to-Heat betrachtet. Die anteilig erschlossenen Speicherpotenziale (vgl. Tabelle 47) wurden seitens des Öko-Instituts übermittelt. Aufgrund des im Referenzszenario ermittelten geringen Netzausbaubedarfs in der MS-Ebene und fehlender spezifischer Speichertechnologien<sup>64</sup> werden der MS-Ebene keine Speicher direkt zugeordnet. Die Effekte in der NS-Ebene, welche auf die eingesetzten Speicher zurückzuführen sind, haben jedoch Auswirkungen auf die MS-Ebene. Diese werden im Rahmen der Referenznetzanalyse in der MS-Ebene untersucht.

### 10.2.1 MS-Ebene: Vorgehensweise

Ziel ist es, durch den Einsatz von Speichern die Erzeugungsspitze in Rheinland-Pfalz abzusenken, indem überschüssige Energie eingespeichert wird. Zugleich ist zu beachten, dass aufgrund von hohen Speicherverlusten, zusätzliche EE-Anlagen zu installieren sind (vgl. Tabelle 48), um eine bilanzielle Stromversorgung aus 100 % EE sicherzustellen. Dies

<sup>64</sup> Aktuell gibt es keine Speichertechnologie, deren Anschluss vorrangig im Mittelspannungsverteilstromnetz erfolgt oder dort in der Zukunft zu erwarten wäre. Großspeicher (z.B. Pumpspeicherkraftwerke) werden direkt an die Hoch- oder Höchstspannungsebene angeschlossen, Kleinspeicher (z.B. PV-Batterien) werden in der Niederspannung eingesetzt.

führt wiederum zu einer Anhebung des Erzeugungspeaks. Folglich ist für den erforderlichen Netzausbau in der MS-Ebene der maximale Erzeugungspeak relevant, der sich nach Absenkung durch den Speichereinsatz sowie gleichzeitiger Anhebung zur Kompensation der Speicherverluste einstellt. Der maximale Erzeugungspeak wird in der NS-Ebene ermittelt und fließt in die Berechnungen der MS-Ebene ein. Es handelt sich hierbei ausschließlich um den PV-Erzeugungspeak, da in der NS-Ebene keine Windenergieanlagen installiert sind. Da in 2030 alle Windenergieanlagen der HS-Ebene zugeordnet werden (vgl. Kapitel 4.2) ist auch für die MS-Ebene der PV-Erzeugungspeak ausschlaggebend zur Ermittlung des erforderlichen Netzausbaus.

Aus den Ergebnissen der NS-Ebene (vgl. Kapitel 10.2.3) geht hervor, dass für das Jahr 2017 insgesamt eine leichte Anhebung des PV-Erzeugungspeaks um +1 % gegenüber dem Referenzszenario entsteht. Für das Jahr 2030 ist von einer verstärkten Anhebung des PV-Erzeugungspeaks um +2,4 % gegenüber dem Referenzszenario auszugehen.

Zur Berechnung des erforderlichen Netzausbaus in der MS-Ebene wird die installierte PV-Leistung um die in der NS-Ebene ermittelte prozentuale Anhebung – sowohl für das Jahr 2017 als auch 2030 – erhöht.

Die Auswirkungen auf den Netzausbau werden im Folgenden dargestellt.

### 10.2.2 MS-Ebene: Resultate

Durch den Einsatz von Speichern steigt der erforderliche Netzausbau in der MS-Ebene verglichen zum Referenzszenario um 17 Stromkreiskilometer. Dieser zusätzliche Zubau wird allerdings erst zwischen 2017 und 2030 aufgrund des in diesem Zeitraum gegenüber dem Referenzszenario stärkeren Ausbaus der PV notwendig.

**Tabelle 51: Erforderlicher Leitungsausbau der Mittelspannungsebene in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario Speicher (anteilig erschlossen) in Stromkreiskilometern. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynavics GmbH)**

Netz- klasse	Bestand 2012	Ermittelter Ausbau 2012 bis 2017	Ermittelter Ausbau 2017 bis 2030	Ermittelter Ausbau insgesamt bis 2030	Ausbau bezogen auf Summe 2012	Vergleich Referenz- Szenario (Delta)
A1	9.131 km	54 km	86 km	140 km	+0,7 %	+6 km
A2	1.725 km	26 km	31 km	57 km	+0,3 %	+4 km
B	3.942 km	68 km	71 km	139 km	+0,7 %	+6 km
C/D/E	5.618 km	50 km	103 km	153 km	+0,7 %	+1 km
<b>Summe</b>	<b>20.416 km</b>	<b>198 km</b>	<b>291 km</b>	<b>489 km</b>	<b>+2,4 %</b>	<b>+17 km</b>

### 10.2.3 NS-Ebene: Vorgehensweise

Wie einleitend dargelegt, werden im Rahmen des vorliegenden Szenarios die zwei Speichertechnologien PV-Batteriespeicher sowie Power-to-Heat in der NS-Ebene eingesetzt. Power-to-Heat stellt dabei im Gegensatz zum Batteriespeicher keinen klassischen Speicher dar. Das Speicherkonzept (vgl. Teil B, Kapitel 17.3) ist wie folgt ausgelegt: Zur Erzeugung von Warmwasser kann neben den konventionellen Verbrennungselementen Gas bzw. Öl ein Heizstab eingesetzt werden, der das Wasser mittels elektrischer Energie aufheizt. Zu Zeiten von überschüssigem EE-Strom wird der Heizstab dazu verwendet, das Wasser mit Hilfe des EE-Stroms zu erwärmen. Folglich kann Gas bzw. Öl eingespart werden. Zu Zeiten von geringem EE-Strom besteht dann die Möglichkeit, dieses eingesparte Gas bzw. Öl in einem Gas- oder Ölkraftwerk in Strom zu wandeln.

Es wird angenommen, dass ausschließlich Haushalte in Rheinland-Pfalz, die über eine eigene PV-Anlage verfügen, einen PV-Batteriespeicher betreiben können. Für Power-to-Heat muss die Voraussetzung gewährleistet sein, dass es sich um Haushalte handelt, die eine klassische Gas- oder Öl-Heizung besitzen, da ansonsten kein Einsparpotenzial dieser konventionellen Verbrennungselemente vorhanden wäre.

#### A. PV-Batteriespeicher

Für die Simulationen wird konstant für jeden PV-Batteriespeicher eine Speichergröße von 5 kWh angesetzt. Die Entlade- bzw. Lade-Momentanleistung wird hierbei auf je 2,5 kW begrenzt, um sicherzustellen, dass der PV-Batteriespeicher nicht mit unbegrenzter Leistung auf- bzw. entladen werden kann. Die Angaben stammen vom Öko-Institut (vgl. Teil B, Kapitel 17.1.2). Unter Berücksichtigung des anteilig erschlossenen Speicherpotenzials besitzen im Jahr 2017 10.000 Haushalte einen PV-Batteriespeicher. Im Jahr 2030 steigt die Anzahl auf 140.000 (vgl. Tabelle 52).

**Tabelle 52: Angaben zu PV-Batteriespeichern im Szenario Speicher (anteilig erschlossen). Quelle: Öko-Institut (Lade-/Entladeleistung Speicher) (vgl. Teil B, Kapitel 17.1.2); Eigene Berechnungen Energynautics GmbH (Anzahl der Haushalte)**

	2017	2030
<b>Lade-/Entladeleistung Speicher</b>	25 MW	350 MW
<b>Anzahl der Haushalte in RLP mit PV-Batteriespeicher</b>	10.000	140.000

Die Entladung des Speichers erfolgt in den Simulationen, sobald die Last die PV-Erzeugung übersteigt. Zusätzlich wird sichergestellt, dass stets zu Tagesbeginn die volle Speicherkapazität zur Verfügung steht. Der Einsatz der PV-Batteriespeicher erfolgt in den Simulationen so, dass die PV-Einspeisepitzen zuverlässig gekappt werden (Peak-Shaving).

## B. Power-to-Heat

Wie im Szenario „DSM“ für die NS-Ebene ermittelt, besteht pro Tag und Haushalt ein mittlerer Warmwasserbedarf von 4,26 kWh (vgl. Kapitel 7.3.3). Die Heizstäbe für den Power-to-Heat-Einsatz werden in den Simulationen so betrieben, dass sie bei verfügbarer EE-Leistung maximal diese Wärme von bis zu 4,26 kWh erzeugen können. Für das Jahr 2017 wird berechnet, dass rund 16.000 Haushalte Power-to-Heat einsetzen, im Jahr 2030 steigt die Anzahl der Haushalte auf 500.000.

**Tabelle 53: Angaben zu Power-to-Heat. Quelle: Öko-Institut (Lastanstiegskapazität) (vgl. Teil B, Kapitel 17.1.6); Eigene Berechnungen Energynautics GmbH (Anzahl der Haushalte)**

	2017	2030
<b>Lastanstiegskapazität</b>	100 MW	3.110 MW
<b>Anzahl der Haushalte in RLP mit Heizstab (Power-to-Heat)</b>	16.000	500.000

In den Simulationen wird Power-to-Heat vermehrt marktgeführt betrieben, außer in Starkwindzeiten bzw. bei hohen PV-Spitzen, wo in einen netzgeführten Betrieb übergegangen wird.

Für die Berechnung des erforderlichen Netzausbaus in der NS-Ebene ist die maximale PV-Erzeugungsspitze ausschlaggebend. Durch den Einsatz der beschriebenen Speicher kann diese gesenkt werden. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass der Betrieb von Speichern mit Speicherverlusten behaftet ist, was den Zubau von zusätzlichen PV-Anlagen notwendig macht, um weiterhin eine Stromversorgung aus bilanziell 100 % EE sicherzustellen. Dies wiederum führt zu einem Anheben der PV-Erzeugungsspitze. Folglich sind sowohl die Anhebung als auch die Absenkung der maximalen PV-Erzeugungsspitze zu berücksichtigen und festzustellen, welcher Effekt stärker ins Gewicht fällt.

Für das Jahr 2017 ist insgesamt eine Anhebung des PV-Erzeugungsspeaks um +1 % zu erkennen. Durch den Einsatz der Speicher kann die PV-Erzeugungsspitze zwar leicht gesenkt werden (-0,4 %), doch die erforderliche Kompensation der Speicherverluste ist im Vergleich dazu höher (+1,4 %). Für das Jahr 2030 ist von einer noch höheren Anhebung des PV-Erzeugungsspeaks um +2,4 % auszugehen. Dies ist insbesondere der Tatsache geschuldet, dass im Jahr 2030 ein rund 30fach höheres Power-to-Heat Potenzial angesetzt wird. Durch den niedrigen Wirkungsgrad dieser Speichertechnologie von etwa 50 % sind sehr hohe Speicherverluste zu verzeichnen, die in einer höheren Anhebung der PV-Erzeugungsspitze resultieren.



#### 10.2.4 NS-Ebene: Resultate

Im Vergleich zum Referenzszenario ist im Szenario „Speicher (anteilig erschlossen)“ ein Anstieg des erforderlichen Transformatorausbaus um 111 MVA zu verzeichnen (vgl. Tabelle 54). Der ermittelte Ausbau zwischen 2012 und 2017 verläuft noch identisch zum Referenzszenario. Die leichte Anhebung des PV-Erzeugungspeaks um +1 % fällt hierbei nicht merklich ins Gewicht, da die installierten Transformatoren noch ausreichend Kapazität haben, diese Anhebung aufzunehmen. Zwischen 2017 und 2030 ist jedoch durch die stärkere Anhebung des PV-Erzeugungspeaks um +2,4 % ein Anstieg des erforderlichen Transformatorausbaus im Vergleich zum Referenzszenario zu erwarten. Dieser zusätzliche Bedarf ist in allen Netzkategorie vorhanden, wobei der Großteil auf den dörflichen Bereich entfällt.

**Tabelle 54: Erforderlicher Transformatorausbau der MS/NS-Ebene in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario Speicher (anteilig erschlossen) in MVA. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)**

Netztyp	Bestand 2012	Ermittelter Ausbau 2012 bis 2017	Ermittelter Ausbau 2017 bis 2030	Ermittelter Ausbau insgesamt bis 2030	Ausbau bezogen auf Summe 2012	Vergleich Referenz-Szenario (Delta)
Land	588 MVA	6 MVA	292 MVA	298 MVA	+4,0 %	+10 MVA
Dorf	1.858 MVA	162 MVA	1.490 MVA	1.652 MVA	+22,0 %	+59 MVA
Vorstadt	3.615 MVA	25 MVA	1.081 MVA	1.106 MVA	+14,7 %	+39 MVA
Stadt	1.456 MVA	0 MVA	82 MVA	82 MVA	+1,1 %	+3 MVA
<b>Summe</b>	<b>7.517 MVA</b>	<b>193 MVA</b>	<b>2.945 MVA</b>	<b>3.138 MVA</b>	<b>+41,7 %</b>	<b>+111 MVA</b>

In Tabelle 55 ist der ermittelte Leitungsausbau in der NS-Ebene zusammengefasst. Wie auch im Transformatorausbau ist insgesamt ein Anstieg des Leitungsausbaus verglichen zum Referenzszenario festzuhalten. Bis zum Jahr 2017 ist ein sehr geringer Anstieg im Vergleich zum Referenzszenario zu sehen (+7 km). Ab 2017 macht sich die stärkere Anhebung des PV-Erzeugungspeaks bemerkbar, so dass der Leitungsausbaubedarf zunimmt.

Tabelle 55: Erforderlicher Leitungsausbau der Niederspannungsebene in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario Speicher (anteilig erschlossen) in Stromkreiskilometern. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynavitics GmbH)

Netztyp	Bestand 2012	Ermittelter Ausbau 2012 bis 2017	Ermittelter Ausbau 2017 bis 2030	Ermittelter Ausbau insgesamt bis 2030	Ausbau bezogen auf Summe 2012	Vergleich Referenz-Szenario (Delta)
Land	3.603 km	202 km	1.047 km	1.249 km	+2,9 %	+45 km
Dorf	16.726 km	401 km	2.822 km	3.223 km	+7,6 %	+139 km
Vorstadt	22.140 km	0 km	71 km	71 km	+0,2 %	+3 km
Stadt	nicht ermittelt	0 km	0 km	0 km	+0 %	+0 km
<b>Summe</b>	<b>42.469 km</b>	<b>603 km</b>	<b>3.940 km</b>	<b>4.543 km</b>	<b>+10,7 %</b>	<b>+187 km</b>

### 10.3 ZUSAMMENFASSUNG SZENARIO SPEICHER (ANTEILIG ERSCHLOSSEN)

Der ermittelte Leitungsausbau im Szenario „Speicher (anteilig erschlossen)“ liegt in allen Spannungsebenen etwa im gleichen Bereich wie im Referenzszenario (Abbildung 57). Aufgrund der höheren installierten EE-Leistung steigt der benötigte Leitungsausbau insgesamt leicht an.

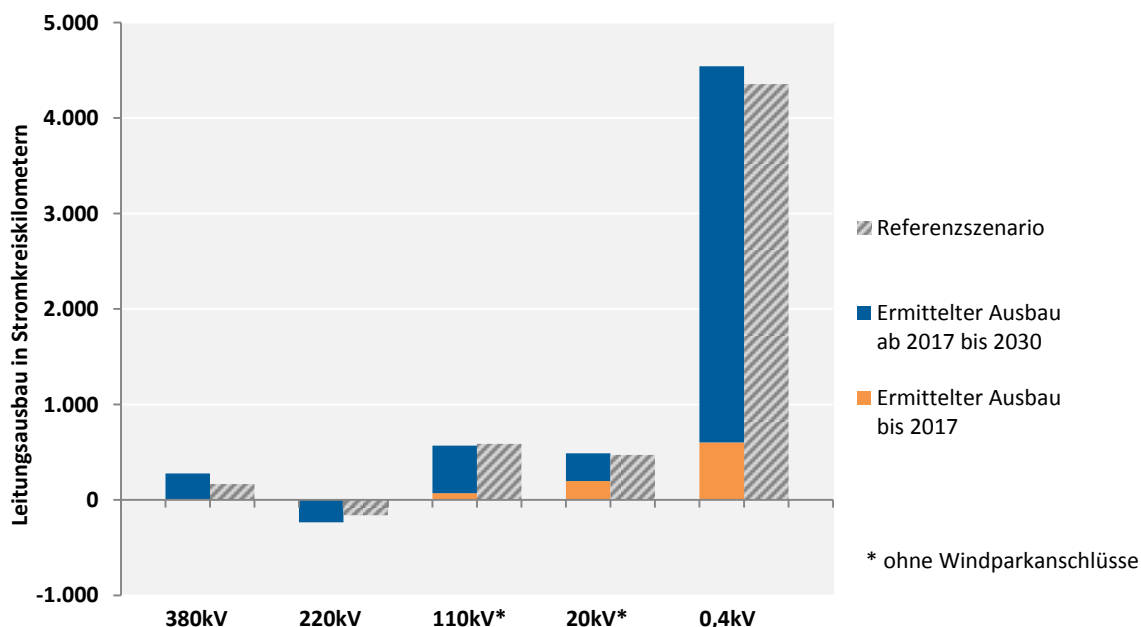


Abbildung 57: Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Leitungsausbau aller Spannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario Speicher (anteilig erschlossen) in Stromkreiskilometern. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynavitics GmbH)

Beim Transformatorausbau sind die Ergebnisse im Szenario „Speicher (anteilig erschlossen)“ ebenfalls sehr ähnlich wie im Referenzszenario, mit Ausnahme der der HS/MS-Umspannebene (Abbildung 58). Aufgrund der höheren angeschlossenen Leistung aus Windenergieanlagen ergibt sich hier ein recht deutlicher Anstieg des Ausbaubedarfs.

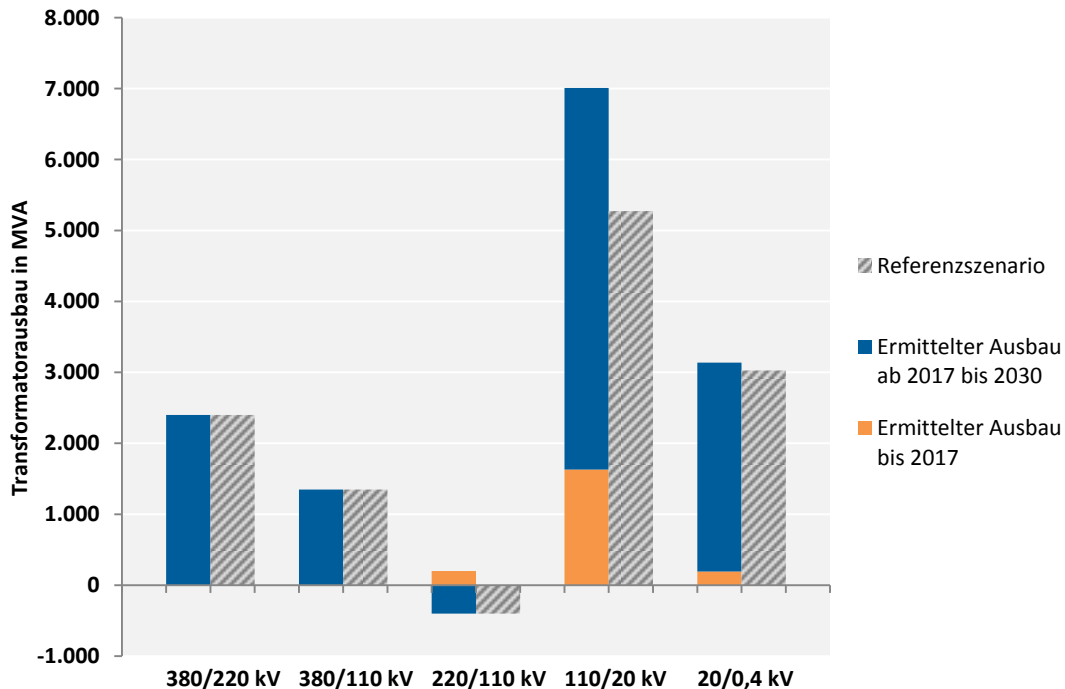


Abbildung 58: Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Transformatorausbau aller Spannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario Speicher (anteilig erschlossen) in MVA. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)

In Tabelle 56 sind die Kosten zusammengefasst, die sich aus dem Leitungs- und Transformatorausbau des Szenarios „Speicher (anteilig erschlossen)“ ableiten lassen. Analog zu den bisherigen Szenarien sind auch hier die Kosten für bereits geplante Maßnahmen der Netzbetreiber nicht enthalten. Ebenfalls nicht in der Aufstellung enthalten sind die Kosten für die Erschließung der Speicher-Potenziale. Zusätzlich zu den Kosten des oben beschriebenen Netzausbaus sind die nach Abschnitt 4.4.1 berechneten Leitungskosten für Windparkanschlüsse enthalten.

Tabelle 56: Über geplante Maßnahmen der Netzbetreiber hinaus ermittelte Netzausbaukosten in Rheinland-Pfalz im Szenario Speicher (anteilig erschlossen) 2017 und 2030 in Mio. €. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)

Kosten	2012 bis 2017	2017 bis 2030	insgesamt bis 2030	Vergleich Referenzszenario (Delta)
<b>HÖS-Leitungen</b>	-	194,0 Mio. €	194,0 Mio. €	+77,8 Mio. €
<b>HÖS/HS Umspannung</b>	4,3 Mio. €	80,6 Mio. €	84,9 Mio. €	+4,3 Mio. €
<b>HS-Leitungen (Summe)</b>	46,9 Mio. €	297,4 Mio. €	344,2 Mio. €	+5,8 Mio. €
Ausbau bestehender Verbindungen	31,9 Mio. €	232,1 Mio. €	264,0 Mio. €	-16,7 Mio. €
Windparkanschlüsse	15,0 Mio. €	65,3 Mio. €	80,2 Mio. €	+22,5 Mio. €
<b>HS/MS Umspannung (Summe)</b>	163,1 Mio. €	537,9 Mio. €	701,0 Mio. €	+173,6 Mio. €
Ausbau Bestand	-	-	-	+0 Mio. €
Windparkanschlüsse	163,1 Mio. €	537,9 Mio. €	701,0 Mio. €	+173,6 Mio. €
<b>MS-Leitungen (Summe)</b>	51,0 Mio. €	154,0 Mio. €	205,1 Mio. €	+43,3 Mio. €
Ausbau bestehender Verbindungen	23,7 Mio. €	34,9 Mio. €	58,6 Mio. €	+2,1 Mio. €
Windparkanschlüsse	27,3 Mio. €	119,1 Mio. €	146,5 Mio. €	+41,2 Mio. €
<b>MS/NS Umspannung</b>	13,5 Mio. €	205,7 Mio. €	219,2 Mio. €	+7,7 Mio. €
<b>NS-Leitungen</b>	48,2 Mio. €	316,3 Mio. €	364,5 Mio. €	+15,0 Mio. €
<b>SUMME</b>	<b>327,0 Mio. €</b>	<b>1.785,9 Mio. €</b>	<b>2.112,9 Mio. €</b>	<b>+327,5 Mio. €</b>

Insgesamt zeigen die Ergebnisse eine zum Teil deutliche Erhöhung des notwendigen Netzausbaus gegenüber dem Referenzszenario und nicht etwa eine Einsparung. Dafür gibt es mehrere Ursachen:

1. Die Speicher werden nur in den Zeiten netzgeführt betrieben, die für den Netzausbau besonders kritisch sind. Zu allen anderen Zeiten werden sie marktgeführt betrieben und bleiben nicht etwa ungenutzt. So sichern sie den Betreibern ihren Ertrag, steigern durch ihre Verluste aber auch den Stromverbrauch.

2. Aufgrund des schlechten Wirkungsgrades einiger Speichertechnologien (insbesondere Power-to-Heat und Power-to-Gas) müssen die installierten Leistungen von Wind und PV um etwa 20 % angehoben werden, um die Speicherverluste zu decken.
3. Nur ein vernachlässigbar kleiner Anteil des Speicherpotenzials (Teile von Power-to-Gas) ist unmittelbar an den Verknüpfungspunkten der Windparks verfügbar. Die im Vergleich zum Referenzszenario größere installierte Windleistung kann deshalb nicht merklich durch Speicher reduziert werden und wirkt sich daher voll auf die Kosten der Windparkanschlüsse aus.
4. Selbst in der Niederspannung können die Speicher den gesteigerten Ausbaubedarf durch die höhere Anschlussleistung der PV-Anlagen nicht kompensieren. Dies ist insbesondere auf den schlechten Wirkungsgrad des „Power-to-Heat“-Speichers zurückzuführen; nur mit PV-Batteriespeichern allein wäre hier eine Absenkung des Ausbaubedarfs zu beobachten gewesen.
5. Auf der Höchstspannungsebene wirkt sich aus, dass die dort verfügbaren Speicherkapazitäten entweder auf sehr wenige Standorte verteilt sind oder nur in geringem Umfang vorliegen und den Lastfluss daher nur wenig beeinflussen können. Dabei ist bereits berücksichtigt, dass auch die Speicher aus unterlagerten Spannungsebenen mit zur Ausbauvermeidung genutzt werden.

## 11. SZENARIO SMART STORAGE

---

Die Ergebnisse des Szenarios „Speicher (anteilig erschlossen)“ (vgl. Kapitel 10) zeigen, dass durch die bloße Verfügbarkeit von Speichern an verschiedenen Stellen im Netz der Netzausbaubedarf unter den vorgegebenen Randbedingungen nicht notwendigerweise verringert werden kann, nicht einmal bei Berücksichtigung einer teilweise netzgeführten Betriebsweise. Eine offensichtliche Verbesserungsmöglichkeit besteht darin, bereits bei Erschließung der Speicherpotenziale nicht nur deren regionale Verteilung unabhängig vom elektrischen Netz zu berücksichtigen, sondern auch die potenzielle Wirkung des betreffenden Speicherpotenzials auf den Netzausbau im jeweiligen Netzbereich. So stellt sich die Frage, ob sich durch gezielte Nutzung intelligent erschlossener Speicherpotenziale nicht doch ein Einsparungseffekt auf den Netzausbau erzielen lässt. Diese Frage wird im folgenden Szenario „Smart Storage“ mit Hilfe einiger Anpassungen im Speichereinsatz untersucht.

### 11.1 SPEICHERKAPAZITÄTEN UND INSTALLIERTE LEISTUNGEN

Die einzelnen Speichertechnologien unterscheiden sich in vielen Faktoren, die für den Netzausbaubedarf im Rahmen dieser Studie in unterschiedlicher Weise wirksam sind. Die zu erschließenden Speicherpotenziale werden deshalb im Szenario „Smart Storage“ je nach Technologie angepasst:

- **Pumpspeicherkraftwerke** mit Anschluss an das Höchstspannungsnetz führen zu keiner Vermeidung des Netzausbaus. Aufgrund ihres hohen Wirkungsgrades führt die Berücksichtigung ihrer Verluste nicht zu einer signifikanten Anhebung des Bruttostromverbrauches und damit auch nicht zu wesentlicher Änderung der installierten Leistungen der erneuerbaren Energien im Rahmen der bilanziell 100 % erneuerbaren Stromversorgung. Die installierte Leistung der Pumpspeicherkraftwerke des Szenarios „Speicher (anteilig erschlossen)“ wird deshalb im Szenario „Smart Storage“ unverändert übernommen.
- **Batterien an PV-Anlagen** weisen ebenfalls einen hohen Wirkungsgrad auf. Dadurch „verursachen“ ihre Verluste im Rahmen der 100 %-Strategie nur einen geringen Zubau an installierter Leistung. Aufgrund der Positionierung der Speicher direkt an den Erzeugungsanlagen sind sie potenziell besonders gut geeignet, durch Einspeisung aus PV erzeugten Netzausbaubedarf zu reduzieren. Die installierte Lastanstiegskapazität von PV-Batterien wird deshalb im Szenario „Smart Storage“ auf das Gesamtpotenzial angehoben (900 MW Beladeleistung im Jahr 2030, vgl. Teil B, Kapitel 17.1.2).
- **Power-to-Heat** ist im Szenario „Speicher (anteilig erschlossen)“ maßgeblich für den Kostenanstieg verantwortlich, bedingt durch die einerseits sehr hohe installierte Leistung und den andererseits schlechten Wirkungsgrad. Dadurch ist der größte Anteil des notwendigen Zubaus an Erzeugungsleistung aus Windenergie und PV gegenüber dem Referenzszenario auf die Deckung der Verluste von Power-to-Heat zurückzuführen. Es scheint also sinnvoll, die installierte

Kapazität und Nutzung von Power-to-Heat anders zu bemessen. Der Wert für das Szenario „Smart Storage“ wird in zwei Schritten bestimmt: zunächst wird das vollständige Potenzial (nicht nur anteilig erschlossen) anhand der Verteilung der Last auf die Netzknoten verteilt. An jedem Netzknoten wird das Potenzial dann verringert, wenn für denselben Netzknoten im Szenario „Intelligenter EE-Ausbau“ eine niedrigere Leistungsspanne von Abregelung betroffen war. So werden die zur Einsparung von Netzausbau nutzbaren Potenziale netzknotenscharf ermittelt. Die darüber hinausgehenden Potenziale werden verworfen und nicht durch eine Erhöhung der Potenziale an den anderen Netzknoten ausgeglichen. So wird im Vergleich zum Szenario „Speicher (anteilig erschlossen)“ die installierte Kapazität von Power-to-Heat insgesamt sowohl reduziert als auch auf die geeigneten Netzknoten konzentriert. Wegen der höheren anfänglich berücksichtigten Potenziale kann an einzelnen Netzknoten dabei mehr Power-to-Heat vorhanden sein als im Szenario „Speicher (anteilig erschlossen).“

- Für **Power-to-Gas** wird ebenso wie für Power-to-Heat ein höheres Ausgangspotenzial zugrunde gelegt, das nach Maßgabe der netztechnisch sinnvollen Nutzbarkeit (wieder gemessen an der abgeregelten Leistungsspanne im Szenario „Intelligenter EE-Ausbau“) an drei ausgewählten Netzknoten angesiedelt wird. Wie bereits im Szenario „Speicher (anteilig erschlossen)“ wird die Nutzbarkeit des vorhandenen Gasnetzes berücksichtigt.

Damit ergeben sich die in Tabelle 57 aufgeführten Lastanstiegskapazitäten der einzelnen Kategorien. Zum Vergleich ebenfalls aufgeführt sind die im Szenario „Speicher (anteilig erschlossen)“ veranschlagten Lastanstiegskapazitäten der Speicher.

**Tabelle 57: Lastanstiegskapazitäten der Speicher in Rheinland-Pfalz für die Jahre 2017 und 2030 im Szenario Smart Storage in MW, im Vergleich zum Szenario „Speicher (anteilig erschlossen)“.** Quelle: Energynautics GmbH und Öko-Institut (vgl. Teil B, Kapitel 17.1.)

Jahr	Szenario	Weitere PSW	PV-Batterien	Power-to-Heat	Power-to-Gas
2017	Speicher (anteilig erschlossen)	-	25 MW	100 MW	7 MW
2017	Smart Storage	-	50 MW	-	-
2030	Speicher (anteilig erschlossen)	600 MW	350 MW	3.110 MW	195 MW
2030	Smart Storage	600 MW	900 MW	1.280 MW	390 MW

Um auf Grundlage der vorgesehenen Speicherkapazitäten die Speicherverluste abzuschätzen, werden wie bereits im Szenario „Speicher (anteilig erschlossen)“ die marktgeführten Einsatzprofile des Öko-Instituts verwendet, wobei eine Skalierung entsprechend der geänderten installierten Lastanstiegskapazitäten erfolgt. Ausgehend von den so bestimmten Verlusten wird die gegenüber dem Referenzszenario zusätzlich zu installierende Leistung aus Windenergie und PV bemessen. Die resultierenden installierten Leistungen für Windenergie und Photovoltaik im Szenario „Smart Storage“ sind in Tabelle 58 aufgeführt. Mit im Vergleich zum Referenzszenario zusätzlichen 772 MW Windenergie und 565 MW Photovoltaik bis zum Jahr 2030 fällt diese Differenz nur etwa halb so groß aus wie im Szenario „Speicher (anteilig erschlossen).“

**Tabelle 58: Prognostizierte installierte Leistungen [MW] und Bruttostromverbrauch [TWh/a] für 2017 und 2030 im Szenario Smart Storage. Quelle: RLP: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH); BRD: NEP 2013; Europa: insbesondere EU Energy Trends 2009**

	Szenario Smart Storage 2017			Szenario Smart Storage 2030		
	RLP	BRD (inkl. RLP)	Europa (ohne BRD)	RLP	BRD (inkl. RLP)	Europa (ohne BRD)
<b>Wind-energie</b>	3.441 MW	46.250 MW	35.489 MW	8.272 MW	85.854 MW	69.335 MW
Delta Referenz- szenario	+53 MW	0 MW	0 MW	+772 MW	0 MW	0 MW
<b>PV</b>	3.013 MW	43.300 MW	4.095 MW	6.065 MW	66.193 MW	11.954 MW
Delta Referenz- szenario	+43 MW	0 MW	0 MW	+565 MW	0 MW	0 MW
<b>Brutto- strom- verbrauch*</b>	26,7 TWh/a	609 TWh/a	1.339 TWh/a	23,9 TWh/a	608 TWh/a	1.512 TWh/a

\* inkl. Speicherverluste

Die Annahmen für die installierten Leistungen von Windenergie und Photovoltaik außerhalb von Rheinland-Pfalz im Szenario „Smart Storage“ in den Jahren 2017 und 2030 werden gegenüber dem Referenzszenario nicht verändert.

## 11.2 HÖCHST- UND HOCHSPANNUNG

Auch die Betriebsweise der Speicher in der Simulation des Höchst- und Hochspannungsnetzes wird im Szenario „Smart Storage“ gegenüber dem Szenario „Speicher (anteilig erschlossen)“ geändert: Die dort verwendete Umschaltung zwischen marktgeführtem und netzgeführten Betrieb kann potenzielle zeitliche Abweichungen zwischen den Auslastungsspitzen verschiedener Netzbereiche innerhalb von Rheinland-Pfalz nicht



optimal berücksichtigen, da der Betriebsmodus immer für alle Speicher in Rheinland-Pfalz gleichzeitig umgestellt wird.

Im Szenario „Smart Storage“ wird in der Simulation die Betriebsweise der Speicher stets rein netzgeführt umgesetzt. Hintergrund dieser Vorgehensweise ist allerdings nicht, dass tatsächlich ein rein netzgeführter Betrieb angenommen wird, sondern dass stattdessen die individuelle Umschaltbarkeit des Betriebsmodus jeder Speicheranlage zu geeigneten Zeitpunkten nach netztechnischen Kriterien vorausgesetzt wird. In der Praxis ließe sich dies als marktgeführter, aber netzbegrenzter Betrieb auf Anlagenebene beschreiben. Hinsichtlich des ermittelten Netzausbaubedarfes ergeben sich bei dieser Annahme keine Unterschiede zum rein netzgeführten Betrieb; allerdings müssen bei der Bestimmung der Speicherverluste weiterhin die marktgeführten Betriebsprofile zugrunde gelegt werden. Die Änderungen der Speicherverluste durch die Umschaltungen in den netzgeführten Betrieb einzelner Anlagen zu bestimmten Zeiten werden vernachlässigt.

Aus der Simulation des Höchst- und Hochspannungsnetzes im Szenario „Smart Storage“ ergibt sich der in Tabelle 59 dargestellte über die Planungen der Netzbetreiber hinausgehende Leitungsausbaubedarf in Stromkreiskilometern. Während auf der Hochspannungsebene eine erhebliche Einsparung gegenüber dem Referenzszenario möglich ist, steigt im Bereich der Höchstspannung der Leitungsausbaubedarf etwas an – weitere 75 Kilometer Stromkreise (entspricht etwa 37 Trassenkilometern) werden von 220 kV auf 380 kV umgebaut.

**Tabelle 59: Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Leitungsausbau der Höchst- und Hochspannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario Smart Storage in Stromkreiskilometern. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)**

	Bestand 2012	Ermittelter Ausbau 2012 bis 2017	Ermittelter Ausbau 2017 bis 2030	Ermittelter Ausbau insgesamt	Ausbau bezogen auf 2012	Vergleich Referenz- Szenario (Delta)
<b>380 kV</b>	1.183 km	0 km	240 km	240 km	+20,3 %	+74 km
<b>220 kV</b>	1.227 km	0 km	-235 km	-235 km	-19,2 %	-75 km
<b>110 kV*</b>	4.111 km	70 km	306 km	376 km	+9,1 %	-212 km
<b>SUMME</b>	<b>6.521 km</b>	<b>70 km</b>	<b>311 km</b>	<b>381 km</b>	<b>+5,8 %</b>	<b>-213 km</b>

\* ohne Windparkanschlüsse

Der in Tabelle 60 dargestellte Transformatorausbau im Szenario „Smart Storage“ zeigt im Bereich der Umspannung zwischen Hoch- und Mittelspannung einen zusätzlichen Ausbau im Vergleich zum Referenzszenario, der auf die zusätzlich installierte Leistung aus Windenergie und PV zurückgeht. Im Bereich der Höchstspannung ist ein Rückgang um 250 MVA ausgewiesen, was tatsächlich auf durch Speicher vermiedene Netzbelastung zurückgeführt werden kann. Auf dieser Umspannebene entspricht die betreffende Leistung einem einzelnen Transformator.

**Tabelle 60: Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Transformatorausbau der Höchst- und Hochspannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario Smart Storage in MVA. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)**

	Bestand 2012	Ermittelter Ausbau 2012 bis 2017	Ermittelter Ausbau 2017 bis 2030	Ermittelter Ausbau insgesamt	Ausbau bezogen auf 2012	Vergleich Referenz- Szenario (Delta)
<b>380/220 kV</b>	4.000 MVA	0 MVA	2.400 MVA	2.400 MVA	+60,0 %	+0 MVA
<b>380/110 kV</b>	2.250 MVA	0 MVA	1.100 MVA	1.100 MVA	+48,9 %	-250 MVA
<b>220/110 kV</b>	4.000 MVA	0 MVA	-400 MVA	-400 MVA	-10,0 %	+0 MVA
<b>110/Mittelsp.</b>	12.295 MVA	1.576 MVA	4.244 MVA	5.820 MVA	+47,3 %	+546 MVA
<b>SUMME</b>	<b>22.545 MVA</b>	<b>1.576 MVA</b>	<b>7.344 MVA</b>	<b>8.920 MVA</b>	<b>+39,6 %</b>	<b>+296 MVA</b>

### 11.3 MS- UND NS-EBENE

Im Unterschied zum Szenario „Speicher (anteilig erschlossen)“ (vgl. Kapitel 10.2) wird im vorliegenden Szenario „Smart Storage“ eine abweichende installierte Lastanstiegskapazität für die verwendeten Speicher – PV-Batterien und Power-to-Heat – herangezogen (vgl. Tabelle 57). So finden PV-Batterien eine stärkere Berücksichtigung, da sie einen hohen Wirkungsgrad haben und durch ihre Positionierung direkt an der PV-Erzeugungsanlage netzentlastend wirken, wohingegen Power-to-Heat weniger stark eingesetzt wird, da die hohen Speicherverluste zu einem starken zusätzlichen Zubau von EE-Anlagen führen. Im Vergleich zum Szenario „Speicher (anteilig erschlossen)“ wird die installierte Lastanstiegskapazität von Power-to-Heat insgesamt sowohl reduziert als auch auf ausgesuchte Netzknoten konzentriert, um einen positiven Effekt auf den Netzausbau zu erzielen.

### 11.3.1 MS-Ebene: Vorgehensweise

Gemäß der generellen Vorgehensweise zur Bestimmung des erforderlichen Netzausbaus in der MS-Ebene, ist es erforderlich, die maximale Erzeugungsspitze aus PV zu kennen. Wie auch im Szenario „Speicher (anteilig erschlossen)“ wird diese in der Modellnetzanalyse in der NS-Ebene ermittelt und an die MS-Ebene übermittelt. Mittels des Speichereinsatzes wird ein Absenken der Erzeugungsspitze erzielt. Gleichzeitig ist zu beachten, dass aufgrund von Speicherverlusten, entsprechend zusätzliche EE-Anlagen zu installieren sind (vgl. Tabelle 58), um eine bilanzielle Stromversorgung aus 100 % EE sicherzustellen. Dies resultiert wiederum in einer Anhebung der PV-Erzeugungsspitze. Durch die geänderten Speicherleistungen (vgl. Tabelle 57) stellt sich im Vergleich zum Szenario „Speicher (anteilig erschlossen)“ eine abweichende maximale PV-Erzeugungsspitze ein (vgl. Tabelle 61).

**Tabelle 61: Prozentuale Veränderung der maximalen PV-Erzeugungsspitze im Vergleich zum Referenzszenario. Quelle: Eigene Berechnung (Energynavics GmbH)**

Szenario	Maximale PV-Erzeugungsspitze Jahr 2017	Maximale PV-Erzeugungsspitze Jahr 2030
Speicher (anteilig erschlossen)	+1 %	+2,4 %
Smart Storage	+0 %	-5,4 %

Es wird deutlich, dass die geänderten Speicherleistungen sowie die Verteilung der vorhandenen Power-to-Heat-Leistungen auf geeignete Netzknoten insbesondere im Jahr 2030 zu einer deutlichen Reduktion des PV-Erzeugungsspeaks von -5,4 % bezogen auf das Referenzszenario führen.

Zur Berechnung des erforderlichen Netzausbaus in der MS-Ebene wird schließlich – wie auch in den bisherigen Szenarien – die PV-Spitzenleistung in der Mittelspannung um die prozentuale Absenkung des PV-Erzeugungsspeaks jeweils für die Jahre 2017 und 2030 angepasst. Beide Speicher werden während der Simulation teilweise netzgeführt betrieben, das heißt, in der Regel findet ein marktgeführter bzw. eigenverbrauchs-optimierter Betrieb statt und nur in netzkritischen Fällen ein netzgeführter Betrieb.

### 11.3.2 MS-Ebene: Resultate

Der ermittelte Leitungsausbau in der MS-Ebene in Stromkreiskilometern ist in Tabelle 62 dargelegt. Zu erkennen ist eine leichte Einsparung von -11 km bezogen auf das Referenzszenario. Der Ausbau zwischen den Jahren 2012 und 2017 verläuft noch identisch zum Szenario „Speicher (anteilig erschlossen)“. Durch die starke Absenkung der PV-Spitze im Jahr 2030 liegt der ermittelte Ausbau zwischen den Jahren 2017 und 2030 im Szenario „Smart Storage“ dann allerdings um 28 Stromkreiskilometer unterhalb des Ausbaus im Szenario „Speicher (anteilig erschlossen)“. Durch die angepassten Speicherleistungen

sowie deren geeignete Verteilung auf die Netzknoten wird somit der Einsatz von Speichern hinsichtlich einer Netzentlastung verbessert.

**Tabelle 62: Erforderlicher Leitungsausbau der Mittelspannungsebene in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario Smart Storage in Stromkreiskilometern. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)**

Netz- klasse	Bestand 2012	Ermittelter Ausbau 2012 bis 2017	Ermittelter Ausbau 2017 bis 2030	Ermittelter Ausbau insgesamt bis 2030	Ausbau bezogen auf Summe 2012	Vergleich Referenz- Szenario (Delta)
<b>A1</b>	9.131 km	54 km	77 km	131 km	+0,6 %	-3 km
<b>A2</b>	1.725 km	26 km	27 km	53 km	+0,3 %	0 km
<b>B</b>	3.942 km	68 km	64 km	132 km	+0,6 %	-1 km
<b>C/D/E</b>	5.618 km	50 km	95 km	145 km	+0,7 %	-7 km
<b>Summe</b>	<b>20.416 km</b>	<b>198 km</b>	<b>263 km</b>	<b>461 km</b>	<b>+2,3 %</b>	<b>-11 km</b>

### 11.3.3 NS-Ebene: Vorgehensweise

Wie bereits in Kapitel 11.3.1 für die MS-Ebene ausführlich dargestellt, werden für das vorliegende Szenario „Smart Storage“ vom Szenario „Speicher (anteilig erschlossen)“ abweichende Speicherleistungen für PV-Batterien sowie für Power-to-Heat angesetzt.

Weiterhin gültig sind die Annahmen, dass ausschließlich Haushalte in Rheinland-Pfalz, die über eine eigene PV-Anlage verfügen, einen PV-Batteriespeicher betreiben können sowie dass Haushalte mit Power-to-Heat eine klassische Gas- oder Öl-Heizung besitzen müssen. Wie im Szenario „Speicher (anteilig erschlossen)“ erfolgt der Betrieb von Power-to-Heat mittels des Einsatzes eines Heizstabes (vgl. Kapitel 10.2.3).

Aufgrund der angepassten Speicherleistungen für PV-Batterien und Power-to-Heat ändert sich auch die Anzahl der Haushalte mit Speicher gegenüber dem Szenario „Speicher (anteilig erschlossen)“. Tabelle 63 skizziert die Anzahl der Haushalte, die sich aus den jeweiligen Speicherleistungen ableiten lassen.

**Tabelle 63: Angepasste Speicherleistung und Anzahl der Haushalte mit PV-Batterien bzw. Power-to-Heat im Szenario Smart Storage. Quelle: Öko-Institut (Speicherleistung) (vgl. Teil B, Kapitel 17.1.2 und 17.1.6); Eigene Berechnungen Energynautics GmbH (Anzahl der Haushalte)**

	2017	2030
<b>PV-Batteriespeicher</b>		
Speicherleistung	50 MW	900 MW
Anzahl der Haushalte in RLP mit PV-Batteriespeicher	20.000	360.000
<b>Power-to-Heat</b>		
Speicherleistung	0 MW	1.280 MW
Anzahl der Haushalte in RLP mit Heizstab (Power-to-Heat)	0	213.000

Die Durchführung der Simulationen in Bezug auf PV-Batterien bleibt unverändert zum Szenario „Speicher (anteilig erschlossen)“. So wird auch im Rahmen des vorliegenden Szenarios „Smart Storage“ für jeden PV-Batteriespeicher eine Speichergröße von 5 kWh konstant angesetzt. Die Entlade- bzw. Lade-Momentanleistung wird auf je 2,5 kW begrenzt, um sicherzustellen, dass der PV-Batteriespeicher nicht mit unbegrenzter Leistung auf- bzw. entladen werden kann (vgl. Teil B, Kapitel 17.1.2). Die PV-Batterie wird netzgeführt eingesetzt und entladen sobald die PV-Erzeugung unterhalb der Last liegt. Zudem wird sichergestellt, dass stets zu Tagesbeginn die volle Speicherkapazität zur Verfügung steht.

Analog zum Szenario „Speicher (anteilig erschlossen)“ wird ein mittlerer Warmwasserbedarf von 4,26 kWh pro Tag und Haushalt (vgl. Kapitel 7.3.3 und 10.2.3B) zu Grunde gelegt, so dass die Heizstäbe für den Power-to-Heat-Einsatz bei verfügbarer PV-Leistung maximal diese Wärme erzeugen können.

Für die Berechnung des erforderlichen Netzausbaus in der NS-Ebene ist die maximale PV-Erzeugungsspitze ausschlaggebend. Diese setzt sich zusammen aus der Absenkung durch den Einsatz der beschriebenen Speicher und der Anhebung aufgrund des zusätzlich notwendigen PV-Zubaus verursacht durch die Speicherverluste. Das Resultat, welches ebenfalls die Basis für die Berechnungen der MS-Ebene darstellt (vgl. Kapitel 11.3.1), ist in Tabelle 61 zusammengefasst.

#### 11.3.4 NS-Ebene: Resultate

Aufgrund der vorgenommenen Änderungen im Szenario „Smart Storage“ kann der erforderliche Transformatorausbau in der NS-Ebene um 201 MVA bezogen auf das

Referenzszenario gesenkt werden (vgl. Tabelle 64). Im Vergleich zum Szenario „Speicher (anteilig erschlossen)“ kann zwischen den Jahre 2017 und 2030 der Ausbau um 311 MVA reduziert werden. Dies ist mit der Absenkung der PV-Spitze um -5,4 % zu begründen. Somit lässt sich bei angeglicherer Speicherleistung und optimierter Betriebsweise eine Reduktion des Ausbaus mittels Speicher realisieren.

**Tabelle 64: Erforderlicher Transformatorausbau der MS/NS-Ebene in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario Smart Storage in MVA. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)**

Netztyp	Bestand 2012	Ermittelter Ausbau 2012 bis 2017	Ermittelter Ausbau 2017 bis 2030	Ermittelter Ausbau insgesamt bis 2030	Ausbau bezogen auf Summe 2012	Vergleich Referenz-Szenario (Delta)
<b>Land</b>	588 MVA	6 MVA	262 MVA	268 MVA	+3,6 %	- 20 MVA
<b>Dorf</b>	1.858 MVA	162 MVA	1.330 MVA	1.492 MVA	+19,8 %	- 101 MVA
<b>Vorstadt</b>	3.615 MVA	25 MVA	969 MVA	994 MVA	+13,2 %	- 74 MVA
<b>Stadt</b>	1.456 MVA	0 MVA	73 MVA	73 MVA	+1,0 %	- 6 MVA
<b>Summe</b>	<b>7.517 MVA</b>	<b>193 MVA</b>	<b>2.634 MVA</b>	<b>2.827 MVA</b>	<b>+37,6 %</b>	<b>- 201 MVA</b>

Wie auch in den Ergebnissen des erforderlichen Transformatorausbaus ist in den Ergebnissen des ermittelten Leitungsausbaus in der NS-Ebene eine Einsparung gegenüber dem Referenzszenario zu verzeichnen (-280 km). Hier ist bereits zwischen den Jahren 2012 und 2017 eine leichte Reduktion des Leitungsausbaus im Vergleich zum Szenario „Speicher (anteilig erschlossen)“ zu erkennen (-7 km). Zwischen den Jahren 2017 und 2030 ist eine weitaus größere Differenz von 460 Stromkreiskilometern vorhanden. Durch den intelligente Einsatz von Speichern im Szenario „Smart Storage“ kann somit eine deutliche Netzentlastung in der NS-Ebene erreicht werden.

Tabelle 65: Erforderlicher Leitungsausbau der Niederspannungsebene in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario Smart Storage in Stromkreiskilometern. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)

Netztyp	Bestand 2012	Ermittelter Ausbau 2012 bis 2017	Ermittelter Ausbau 2017 bis 2030	Ermittelter Ausbau insgesamt bis 2030	Ausbau bezogen auf Summe 2012	Vergleich Referenz-Szenario (Delta)
Land	3.603 km	200 km	926 km	1.126 km	+2,7 %	- 78 km
Dorf	16.726 km	396 km	2.491 km	2.887 km	+6,8 %	-197 km
Vorstadt	22.140 km	0 km	63 km	63 km	+0,1 %	-5 km
Stadt	nicht ermittelt	0 km	0 km	0 km	+0 %	+0 km
<b>Summe</b>	<b>42.469 km</b>	<b>596 km</b>	<b>3.480 km</b>	<b>4.076 km</b>	<b>+9,6 %</b>	<b>-280 km</b>

### 11.4 ZUSAMMENFASSUNG SZENARIO SMART STORAGE

Der im Szenario „Smart Storage“ ermittelte Leitungsausbau in Stromkreiskilometern ist in Abbildung 59 dargestellt. In den Ebenen der Hochspannung der Niederspannung kann im Vergleich zum Referenzszenario durch den intelligenten Speichereinsatz eine geringe Ausbaureduktion erreicht werden, dafür steigt der benötigte Leitungsausbau in der Höchstspannungsebene etwas an.

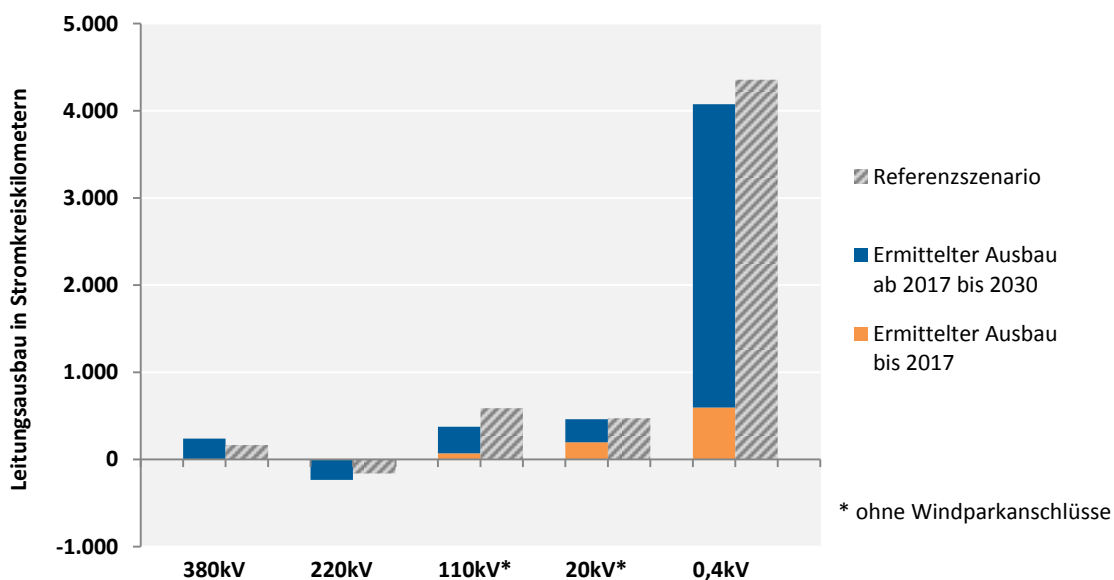


Abbildung 59: Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Leitungsausbau aller Spannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario Smart Storage in Stromkreiskilometern. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)

Auf den Transformatorausbau hat der Speichereinsatz im Szenario „Smart Storage“ ebenfalls nur geringen Einfluss (Abbildung 60): Kleine Einsparungen ergeben sich im ermittelten Ausbau der Umspannebenen 380/110 kV und 20/0,4 kV. Allerdings ist in der 110/20-kV-Ebene ein höherer Ausbau zu erkennen, der durch die höhere installierte EE-Leistung verursacht wird.

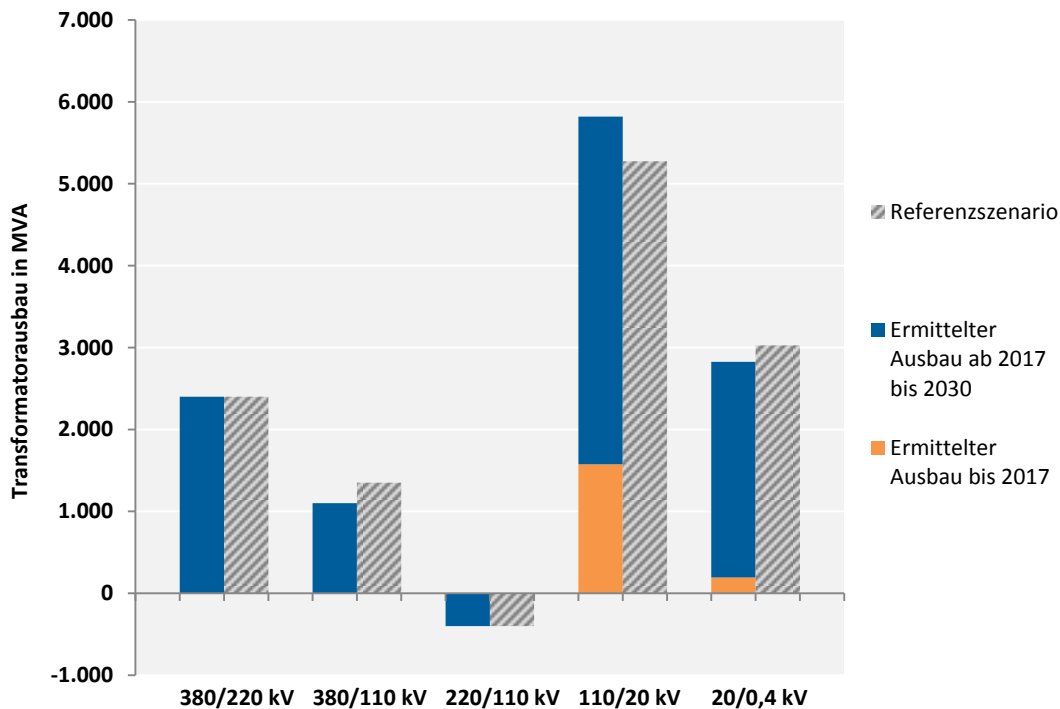


Abbildung 60: Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Transformatorausbau aller Spannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario Smart Storage in MVA. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynavics GmbH)

Die Kosten, die sich aus dem Leitungs- und Transformatorausbau des Szenarios „Smart Storage“ ableiten lassen, sind in Tabelle 66 zusammengefasst. Analog zu den bisherigen Szenarien sind auch hier die Kosten für bereits im Bereich der Hoch- und Höchstspannung geplante Maßnahmen der Netzbetreiber nicht enthalten. Ebenso wenig in der Aufstellung enthalten sind die Kosten für die Erschließung der Speicher-Potenziale. Zusätzlich zu den Kosten des oben beschriebenen Netzausbaus sind die nach Abschnitt 4.4.1 berechneten Leitungskosten für Windparkanschlüsse enthalten.



Tabelle 66: Über geplante Maßnahmen der Netzbetreiber hinaus ermittelte Netzausbaukosten in Rheinland-Pfalz im Szenario Smart Storage 2017 und 2030 in Mio. €. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)

Kosten	2012 bis 2017	2017 bis 2030	insgesamt bis 2030	Vergleich Referenzszenario (Delta)
HöS-Leitungen	-	168,1 Mio. €	168,1 Mio. €	+51,9 Mio. €
HöS/HS Umspannung	-	75,3 Mio. €	75,3 Mio. €	-5,3 Mio. €
<b>HS-Leitungen (Summe)</b>	47,8 Mio. €	203,0 Mio. €	250,8 Mio. €	-87,6 Mio. €
Ausbau bestehender Verbindungen	31,9 Mio. €	149,2 Mio. €	181,1 Mio. €	-99,6 Mio. €
Windparkanschlüsse	15,9 Mio. €	53,8 Mio. €	69,7 Mio. €	+12,0 Mio. €
<b>HS/MS Umspannung (Summe)</b>	157,6 Mio. €	424,4 Mio. €	582,0 Mio. €	+54,6 Mio. €
Ausbau Bestand	-	-	-	+0 Mio. €
Windparkanschlüsse	157,6 Mio. €	424,4 Mio. €	582,0 Mio. €	+54,6 Mio. €
<b>MS-Leitungen (Summe)</b>	52,7 Mio. €	129,8 Mio. €	182,5 Mio. €	+20,7 Mio. €
Ausbau bestehender Verbindungen	23,7 Mio. €	31,7 Mio. €	55,4 Mio. €	-1,1 Mio. €
Windparkanschlüsse	29,0 Mio. €	98,1 Mio. €	127,1 Mio. €	+21,8 Mio. €
<b>MS/NS Umspannung</b>	13,5 Mio. €	184,0 Mio. €	197,5 Mio. €	-14,0 Mio. €
<b>NS-Leitungen</b>	47,7 Mio. €	279,3 Mio. €	327,0 Mio. €	-22,5 Mio. €
<b>SUMME</b>	<b>319,3 Mio. €</b>	<b>1.463,9 Mio. €</b>	<b>1.783,2 Mio. €</b>	<b>-2,2 Mio. €</b>

Obwohl sich die Gesamtkosten des ermittelten Netzausbaubedarfs im Szenario „Smart Storage“ im Vergleich zum Referenzszenario nur sehr gering ändern, ist die mögliche Wirkung eines intelligenten Speichereinsatzes auf einzelnen Netzebenen deutlich erkennbar:

1. Mit Ausnahme des Höchstspannungsnetzes kann auf allen Netzebenen der Verstärkungsbedarf bestehender Verbindungen reduziert werden. Dabei können insbesondere im Bereich der Hochspannung durchaus signifikante Einsparungen erreicht werden.

2. Im Bereich der Höchstspannungsleitungen kann keine Reduktion des ermittelten Ausbaubedarfes gegenüber dem Referenzszenario festgestellt werden. Hier kommt es sogar zu einem Anstieg, der auf die zusätzliche installierte Leistung der erneuerbaren Energien Wind und PV zurückgeführt werden kann. Sofern die Leistung nicht durch Speicher aufgenommen oder lokal verbraucht werden kann, wird ein weiträumigerer Transport benötigt.
3. Da zur vollständig auf erneuerbaren Energien basierenden Stromversorgung aufgrund der Speicherverluste die installierten Leistungen von Windenergie und PV im Vergleich zum Referenzszenario angehoben werden müssen, steigen auch die Kosten für die Windparkanschlüsse.

Die durch die Windparkanschlüsse und die Leitungen des Übertragungsnetzes bedingte Anhebung der Kosten gleicht den Einspareffekt durch den intelligenten Speichereinsatz wieder aus, so dass sich die Gesamtkosten für den Netzausbau nur sehr geringfügig reduzieren lassen. Aus volkswirtschaftlicher Sicht müssten außerdem noch die Kosten für die zusätzlich zu installierende Leistung sowie für die Speicher selbst betrachtet werden. Dadurch stellt der untersuchte intelligente Speichereinsatz zwar eine erhebliche Verbesserung gegenüber einem weniger genau auf den Netzausbau abgestimmten Speichereinsatz dar, brächte aus Sicht des Netzausbaus aber keine wesentlichen Vorteile gegenüber dem Referenzszenario ohne Speichereinsatz.

## 12. SZENARIO SMART GRIDS

---

Durch den Begriff „Smart Grid“ (Definition in Kapitel 15.1.2) werden Mechanismen zusammengefasst, mit Hilfe derer eine koordinierte intelligente Netzsteuerung unter Einsatz moderner Technologien ermöglicht wird. Welche Technologien und Betriebsweisen konkret ein Smart Grid charakterisieren, ist bisher selten einheitlich gehandhabt worden. Für diese Studie wird eine Definition des Smart Grids angenommen, die vor allem auf die Aktivierung neuer Ressourcen in den unteren Spannungsebenen der Verteilnetze zielt (vgl. Kapitel 15.1.2). Im Gegensatz zu diesen Ebenen sind die Hoch- und Höchstspannungsnetze auch bisher schon weitgehend mit automatischen Mess- und Steuerungsverfahren ausgestattet.

Die in den unteren Spannungsebenen eingesetzten Technologien zur Flexibilisierung der Last oder zur Speicherung von Strom sind sämtlich durch geringe Einheitenleistungen zur Lastanhebung oder Einspeisung gekennzeichnet. Ihre Nutzbarmachung zu Zwecken wie Einsparung von Netzausbau oder Erwirtschaftung von Erlösen am Strommarkt erfordert allein schon wegen der geringen Leistung eine hohe Zahl von Einzeleinheiten, deren Betrieb dann geeignet koordiniert werden muss. Die Wirkung dieser Koordinierung definiert den Wert eines Smart Grids. Die im Rahmen dieser Studie entsprechend einsetzbaren Technologieoptionen sind DSM, PV-Batterien und Power-to-Heat. Ergänzend zu Lasten und Speichern lassen sich auch Netzbetriebsmittel wie Transformator-Stufensteller in der Mittel- und Niederspannung intelligent mit Hilfe von Kommunikationstechnik steuern. Dadurch werden auch die Weitbereichs-Spannungsregelung und regelbare Ortsnetztransformatoren Bestandteile des Smart Grids.

Im Szenario „Smart Grids“ dieser Studie werden ausgewählte Technologieoptionen aus den bereits vorher untersuchten Szenarien in einer neuen Kombination untersucht. Ausgehend vom Szenario „Smart Storage“ (vgl. Kapitel 11) werden die folgenden Änderungen vorgenommen:

1. Die zusätzlichen Pumpspeicherkraftwerke Schweich und Heimbach in Rheinland-Pfalz sind für den Ausbau der Verteilnetze bedeutungslos, spielen auch für den Ausbau des Übertragungsnetzes innerhalb von Rheinland-Pfalz keine nennenswerte Rolle und werden deshalb nicht mehr berücksichtigt.
2. Power-to-Gas wird voraussichtlich in eher wenigen Anlagen mit Anschluss an das Hochspannungsnetz realisiert werden. Der Einfluss auf die Verteilnetzebenen bleibt daher gering, so dass auch Power-to-Gas nicht betrachtet wird.
3. Lastmanagement (DSM) ergänzt die verbleibenden Speichertechnologien Power-to-Heat und PV-Batterien um zusätzliches Flexibilitätspotenzial im Verteilnetz.
4. Als weitere Maßnahmen zur intelligenten Netzsteuerung werden die Weitbereichs-Spannungsregelung (WBR) im Mittelspannungsnetz sowie regelbare Ortsnetztransformatoren (RONT) in der NS-Ebene berücksichtigt.

Die vollständige Zusammenfassung der im Szenario „Smart Grids“ verwendeten Technologieoptionen in Rheinland-Pfalz ist in Tabelle 67 wiedergegeben.

**Tabelle 67: Technologieauswahl und Flexibilitätspotenziale für das Szenario Smart Grids für 2017 und 2030** Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)

	PV-Batterien	Power-to-Heat	DSM (Lastanhebung)	WBR	RONT
<b>2017</b>	50 MW	-	80 MW	ja	-
<b>2030</b>	900 MW	1.280MW	450 MW	ja	ja

Für die Betriebsweise der Speichertechnologien und des Lastmanagements (DSM) wird die marktgeführte und netzbedarfsbegrenzte Betriebsweise aus dem Szenario „Smart Storage“ weiterhin angenommen. In der Betriebsweise werden die durch Koordination von Anlagen im Smart Grid erzielbaren Einsatzzwecke gut abgebildet: Zusätzlicher Netzausbau wird vermieden, während verfügbare Freiheiten zur am Strommarkt genutzt werden und so zur Effizienzsteigerung des Stromversorgungssystems beitragen können. Mit der darauf basierenden Verlustabschätzung werden die in Tabelle 68 angegebenen installierten Leistungen in Rheinland-Pfalz bestimmt, mit deren Beitrag die vollständig erneuerbare Stromversorgung sichergestellt werden kann. Die Annahmen zu den installierten Leistungen außerhalb von Rheinland-Pfalz bleiben wie in allen anderen Szenarien unverändert.

**Tabelle 68: Prognostizierte installierte Leistungen [MW] und Bruttostromverbrauch [TWh/a] für 2017 und 2030 im Szenario Smart Grids.** Quelle: RLP: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH); BRD: NEP 2013; Europa: insbesondere EU Energy Trends 2009

	Szenario Smart Grids 2017			Szenario Smart Grids 2030		
	RLP	BRD (inkl. RLP)	Europa (ohne BRD)	RLP	BRD (inkl. RLP)	Europa (ohne BRD)
<b>Wind-energie</b>	3.441 MW	46.250 MW	35.489 MW	8.059 MW	85.854 MW	69.335 MW
Delta Referenz-szenario	+53 MW	0 MW	0 MW	+559 MW	0 MW	0 MW
<b>PV</b>	3.013 MW	43.300 MW	4.095 MW	5.910 MW	66.193 MW	11.954 MW
Delta Referenz-szenario	+43 MW	0 MW	0 MW	+410 MW	0 MW	0 MW
<b>Bruttostromverbrauch*</b>	26,7 TWh/a	609 TWh/a	1.339 TWh/a	23,3 TWh/a	608 TWh/a	1.512 TWh/a

\* inkl. Speicherverluste

Im Vergleich zum Szenario „Smart Storage“ ist durch die verringerten Speicherleistungen und damit Speicherverluste bei gleicher Betriebsweise im Szenario „Smart Grids“ der Zubau von installierter Leistung von Windenergie und Photovoltaik geringer.

### 12.1 HÖCHST- UND HOCHSPANNUNG

Wie im Szenario „Smart Storage“ wird die Simulation des Speicher- und Lastmanagementbetriebs als netzgeführte Simulation durchgeführt, weil dies hinsichtlich des ermittelten Netzausbaus zu denselben Ergebnissen führt wie die veranschlagte marktgeführte und netzbedarfsbegrenzte Betriebsweise. „Begrenzung durch den Netzbedarf“ bedeutet in diesem Zusammenhang, dass Erzeugungsspitzen aus EE-Anlagen durch Speicher und DSM aufgefangen werden, wann immer ausreichend Kapazität zur Lastanhebung zur Verfügung steht und andernfalls zusätzlicher Netzausbau erforderlich wäre. Zu diesen Zeiten ergibt sich aus der Einspeiseleistung und der Aufnahmekapazität des Netzes eine Mindestlast, die für Speicherbeladung oder Lastverschiebung durch DSM vorgegeben werden kann. Solange der lokale Netzbereich noch ausreichend Reserven zur Aufnahme der EE-Leistung besitzt, wird keine Mindestlast benötigt. Umgekehrt ist das bereits heute bestehende Netz noch zur Aufnahme der vollen Verbraucherlast ausgelegt, so dass zu keinem Zeitpunkt eine Mindesteinspeisung benötigt wird. Von Technologien wie Power-to-Heat könnte diese auch gar nicht geliefert werden, weil die aus dem eingesparten Gasverbrauch resultierende mögliche Rückeinspeisung von Strom aus Gaskraftwerken fast immer an anderen Netzverknüpfungspunkten erfolgt als die elektrische Lasterhöhung, durch die die Einsparung von Gas erst erreicht wird.

Aus den Simulationen der Höchst- und Hochspannungsebene resultieren die in Tabelle 69 aufgeführten Angaben zum über die Planungen der Netzbetreiber hinausgehenden Leitungsausbau in Stromkreiskilometern im Szenario „Smart Grids“. Im Vergleich zum Referenzszenario werden noch zusätzlich 29 Stromkreiskilometer (15 Trassenkilometer) von 220 kV auf 380 kV angehoben, was auf die höhere installierte Leistung der Erneuerbaren Energien Wind und PV in Rheinland-Pfalz zurückzuführen ist. Dies wird deutlich vor allem im Vergleich mit dem Szenario „Smart Storage“, in dem noch mehr Leitungen der 220 kV-Ebene auf 380 kV umgestellt werden. Der Ausbau von Leitungen der 110 kV-Ebene ist nahezu identisch mit dem Ergebnis des Szenarios „Smart Storage“.

**Tabelle 69: Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Leitungsausbau der Höchst- und Hochspannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario Smart Grids in Stromkreiskilometern. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)**

	Bestand 2012	Ermittelter Ausbau 2012 bis 2017	Ermittelter Ausbau 2017 bis 2030	Ermittelter Ausbau insgesamt	Ausbau bezogen auf 2012	Vergleich Referenz- Szenario (Delta)
<b>380 kV</b>	1.183 km	0 km	195 km	195 km	+16,5 %	+29 km
<b>220 kV</b>	1.227 km	0 km	-189 km	-189 km	-15,4 %	-29 km
<b>110 kV*</b>	4.111 km	70 km	310 km	380 km	+9,2 %	-208 km
<b>SUMME</b>	<b>6.521 km</b>	<b>70 km</b>	<b>316 km</b>	<b>386 km</b>	<b>+5,9 %</b>	<b>-208 km</b>

\* ohne Windparkanschlüsse

Die für das Szenario „Smart Grids“ berechneten Werte für den über die Planungen der Netzbetreiber hinausgehenden Ausbau der Umspannebenen der Höchst- und Hochspannungsnetze in Rheinland-Pfalz sind in Tabelle 70 angegeben. Durch die Unterschiede in der Umstellung von Leitungen von 220 kV auf 380 kV ergibt sich trotz höherer Trassenkilometer ein verringerter Bedarf bei der Umrüstung von Umspannanlagen. Solche Einsparungen entstehen etwa, wenn an Umspannanlagen alle dort endenden 220 kV-Leitungen auf 380 kV angehoben werden und somit nicht mehr beide Spannungsebenen dort vorhanden und verbunden sein müssen. Eine Berücksichtigung des Transformatorausbaus wurde bei dem verwendeten Verfahren der Netzausbauroptimierung der Höchst- und Hochspannungsebene nicht vorgenommen.

Der Anstieg der installierten Leistung aus Windenergie gegenüber dem Referenzszenario führt auch im Szenario „Smart Grids“ zu einem höheren Ausbaubedarf an Transformatorleistung zwischen der Hochspannungs- und Mittelspannungsebene.

**Tabelle 70: Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Transformatorausbau der Höchst- und Hochspannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario Smart Grids in MVA. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)**

	Bestand 2012	Ermittelter Ausbau 2012 bis 2017	Ermittelter Ausbau 2017 bis 2030	Ermittelter Ausbau insgesamt	Ausbau bezogen auf 2012	Vergleich Referenz- Szenario (Delta)
<b>380/220 kV</b>	4.000 MVA	0 MVA	1.200 MVA	1.200 MVA	+30,0 %	-1.200 MVA
<b>380/110 kV</b>	2.250 MVA	0 MVA	1.100 MVA	1.100 MVA	+48,9 %	-250 MVA
<b>220/110 kV</b>	4.000 MVA	0 MVA	-400 MVA	-400 MVA	-10,0 %	+0 MVA
<b>110/Mittelsp.</b>	12.295 MVA	1.596 MVA	4.053 MVA	5.649 MVA	+45,9 %	+375 MVA
<b>SUMME</b>	<b>22.545 MVA</b>	<b>1.596 MVA</b>	<b>5.953 MVA</b>	<b>7.549 MVA</b>	<b>+33,5 %</b>	<b>-1.075 MVA</b>

## 12.2 MS- UND NS-EBENE

Wie eingangs erläutert, kommt im Szenario „Smart Grids“ eine Kombination von Technologien zum Einsatz, deren intelligente Steuerung neue Möglichkeiten der Betriebsführung und gesamtwirtschaftlichen Kostenoptimierung erschließt. Diese Technologien fanden in anderer Kombination bereits in vorherigen Szenarien Anwendung. Konkret werden in der MS- und NS-Ebene die Technologien DSM sowie PV-Batterien und Power-to-Heat berücksichtigt. Die Speicherleistungen sowie die Betriebsweise der Speicher richten sich dabei nach dem Szenario „Smart Storage“ (vgl. Kapitel 11). In der MS-Ebene wird zudem das Instrument der Weitbereichsregelung, in der NS-Ebene die regelbaren Ortsnetztransformatoren eingesetzt.

### 12.2.1 MS-Ebene: Vorgehensweise

Die im vorliegenden Szenario Smart Grids für die MS-Ebene angesetzten Flexibilitätskapazitäten für DSM, PV-Batterien sowie Power-to-Heat sind in Tabelle 67 zusammengefasst. DSM wird analog zum Szenario „DSM“ (vgl. Kapitel 7) vornehmlich marktgeführt, allerdings zu Zeiten sehr hoher EE-Einspeisung netzgeführt betrieben. Der Betrieb der beiden Speicher – PV-Batterie und Power-to-Heat – während der Simulation erfolgt netzgeführt (vgl. Kapitel 11.3.1). Zusätzlich wird – wie eingangs dargelegt – die Weitbereichs-Spannungsregelung berücksichtigt.

Nach Durchführung möglicher Netztopologieänderungen zur Reduktion des Netzausbaus werden DSM und die beiden Speichertechnologien eingesetzt. Da der Einsatz der Speicher Speicherverluste verursacht, müssen zusätzliche PV-Anlagen installiert werden, um eine Stromversorgung aus bilanziell 100 % EE sicherzustellen. Folglich resultiert dies

in einer Anhebung der maximalen PV-Erzeugungsspitze. Gleichzeitig bewirkt der Einsatz von Speichern sowie von DSM eine Absenkung der PV-Spitze. In Summe fällt der Effekt der Absenkung stärker ins Gewicht, wodurch letztendlich eine Absenkung von rund 7,8 % der maximalen PV-Erzeugungsspitze erzielt werden kann. Abschließend wird das Instrument der Weitbereichs-Spannungsregelung berücksichtigt, bei der die Stufenstellung des HS/MS-Transformators in Abhängigkeit der Spannung an ausgewählten Stellen im MS-Stromnetz geregelt wird. Es werden die Stellen ausgewählt, an denen die höchste (aufgrund von Erzeugung) und die niedrigste (aufgrund von Last) zu erwartenden Spannungen entstehen. Für die Untersuchungen wurde festgelegt, dass die Spannung an den ausgewählten Stellen in einem Spannungsband von  $\pm 4$  % gehalten wird.

Die ermittelten Resultate werden im Folgenden dargelegt.

### 12.2.2 MS-Ebene: Resultate

Tabelle 71 fasst die Ergebnisse der MS-Ebene zusammen. Wie im Szenario „DSM“ (vgl. Kapitel 7) bzw. „Smart Storage“ (vgl. Kapitel 11) bereits ermittelt, bewirkt der Einsatz von DSM bzw. von PV-Batterien und Power-to-Heat (in der Konstellation des Smart Storage-Szenarios) eine leichte Einsparung des erforderlichen Netzausbaus in der MS-Ebene. Es zeigt sich jedoch, dass die Weitbereichs-Spannungsregelung den größten Effekt auf die Reduzierung des Leitungsaubaus hat. Durch ihren Einsatz kann der Netzausbau in der MS-Ebene schließlich vollständig vermieden werden.

**Tabelle 71: Erforderlicher Leitungsausbau der Mittelspannungsebene in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario Smart Grids in Stromkreiskilometern. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)**

Netz- klasse	Bestand 2012	Ermittelter Ausbau 2012 bis 2017	Ermittelter Ausbau 2017 bis 2030	Ermittelter Ausbau insgesamt bis 2030	Ausbau bezogen auf Summe 2012	Vergleich Referenz- Szenario (Delta)
A1	9.131 km	0 km	0 km	0 km	0 %	-134 km
A2	1.725 km	0 km	0 km	0 km	0 %	-53 km
B	3.942 km	0 km	0 km	0 km	0 %	- 133 km
C/D/E	5.618 km	0 km	0 km	0 km	0 %	-152 km
<b>Summe</b>	<b>20.416 km</b>	<b>0 km</b>	<b>0 km</b>	<b>0 km</b>	<b>0 %</b>	<b>-472 km</b>



### 12.2.3 NS-Ebene: Vorgehensweise

In der Niederspannungsebene für intelligente Steuerung besonders geeignet sind die Technologien DSM, PV-Batterien, Power-to-Heat sowie regelbare Ortsnetztransformatoren. Für das Szenario „Smart Grids“ wird angenommen, dass diese Möglichkeit für alle genannten Technologien in weitem Umfang erschlossen wird. Das im Szenario „Smart Grids“ verfügbare Potenzial ist Tabelle 67 zu entnehmen. Für PV-Batterien und Power-to-Heat richtet sich das verwendete Potenzial nach dem Szenario „Smart Storage“ (vgl. Kapitel 11), ebenso wie die Verteilung von Power-to-Heat in Rheinland-Pfalz. Der Betrieb der Speicher während der Simulation erfolgt netzgeführt.

Bei einem Einsatz mehrerer Technologien zur Absenkung der maximalen PV-Erzeugungsspitze, wodurch der Netzausbau in der NS-Ebene gesenkt werden kann, ist das Zusammenspiel der Einzeltechnologien wichtig für die Ermittlung der genauen Absenkung. Dabei sollte durch DSM aufgrund der zeitlich begrenzten Verschiebemöglichkeit von Lasten der Anfang und das Ende der PV-Tagesproduktion abgesenkt werden. Die verbleibende PV-Spitze wird dann schließlich durch den PV-Batteriespeicher reduziert, der dann in den späten Abendstunden wieder entladen wird. (vgl. Abbildung 61).

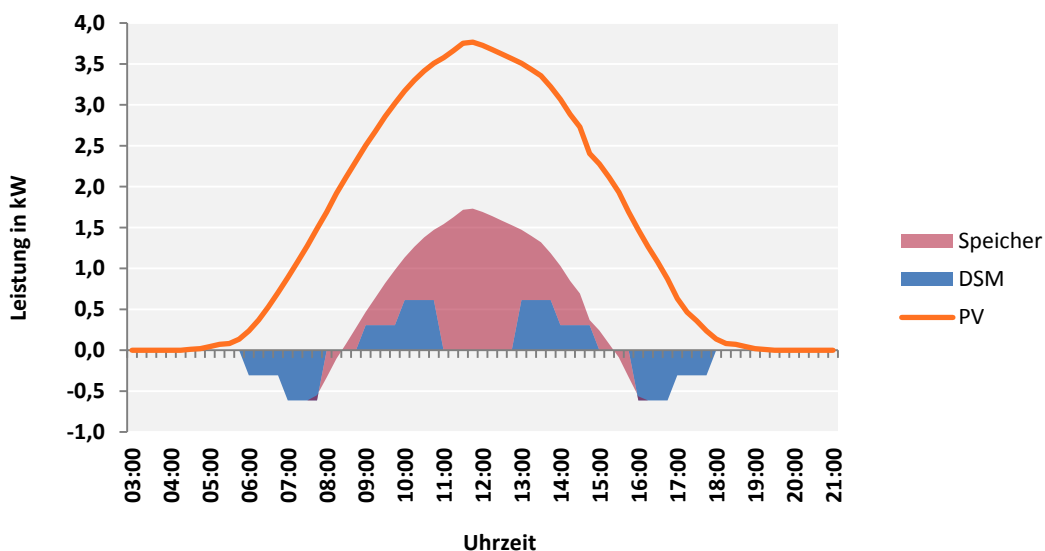


Abbildung 61: Optimierter Einsatz von DSM im Zusammenspiel mit PV-Batteriespeichern im Szenario Smart Grids. Quelle: Eigene Darstellung (Energynautics GmbH)

Nach Absenken der PV-Erzeugungsspitze wird nun der Effekt von regelbaren Ortsnetztransformatoren betrachtet. Durch den Einsatz der regelbaren Ortsnetztransformatoren wird auf der Niederspannungsseite das zulässige Spannungsband erweitert. So ist eine Abweichung von  $\pm 10\%$  von der Normalspannung erlaubt (vgl. DIN EN 50160 [55]). Bei Überschreiten dieser Spannungsgrenze ist das Netz entsprechend auszubauen.

Der Anteil des Zubaus von regelbaren Ortsnetztransformatoren und konventionellen Ortsnetztransformatoren (ONT) in Rheinland-Pfalz im Jahr 2017 kann Tabelle 72, der Anteil im Jahr 2030 Tabelle 73 entnommen werden. Der überwiegende Anteil von regelbaren Ortsnetztransformatoren befindet sich im ländlichen Bereich, gefolgt vom dörflichen Bereich.

**Tabelle 72: Verhältnis zwischen zugebauten RONT und ONT in der Niederspannungsebene in Rheinland-Pfalz für das Jahr 2017 im Szenario Smart Grids. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynavics GmbH)**

	RONT	ONT	Summe Transformatorleistung	Anteil RONT
<b>Land</b>	84 MVA	2 MVA	86 MVA	98 %
<b>Dorf</b>	96 MVA	92 MVA	188 MVA	51 %
<b>Vorstadt</b>	0 MVA	22 MVA	22 MVA	0 %
<b>Stadt</b>	-	0 MVA	0 MVA	0 %
<b>Gesamt</b>	<b>180 MVA</b>	<b>116 MVA</b>	<b>296 MVA</b>	<b>61 %</b>

**Tabelle 73: Verhältnis zwischen zugebauten RONT und ONT in der Niederspannungsebene in Rheinland-Pfalz für das Jahr 2030 im Szenario Smart Grids. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynavics GmbH)**

	RONT	ONT	Summe Transformatorleistung	Anteil RONT
<b>Land</b>	397 MVA	79 MVA	476 MVA	83 %
<b>Dorf</b>	774 MVA	650 MVA	1.424 MVA	54 %
<b>Vorstadt</b>	23 MVA	840 MVA	863 MVA	3 %
<b>Stadt</b>	-	79 MVA	79 MVA	0 %
<b>Gesamt</b>	<b>1.194 MVA</b>	<b>1.648 MVA</b>	<b>2.842 MVA</b>	<b>42 %</b>

Wie auch im Szenario „intelligenter Netzausbau“ (vgl. Kapitel 9.2.3) kommen in der Modellnetzkatgorie „Stadt“ keine regelbaren Ortsnetztransformatoren zum Einsatz, da diese Netze als ausreichend dimensioniert anzusehen sind und dort daher keine Spannungsproblematik zu erwarten ist.

#### 12.2.4 NS-Ebene: Resultate

Im Szenario „Smart Grids“ kann insgesamt eine Einsparung des erforderlichen Transformatorausbaus von 186 MVA im Vergleich zum Referenzszenario erzielt werden (vgl. Tabelle 74). Während im ländlichen Bereich noch ein deutlicher Zubau von

Transformatoren benötigt wird, kann im dörflichen Bereich sowie in der Vorstadt der Ausbau stark gesenkt werden, so dass insgesamt eine Reduktion im Vergleich zum Referenzszenario zu verzeichnen ist. Der Ausbau auf dem Land ist insbesondere darauf zurückzuführen, dass aufgrund von Spannungsproblemen im NS-Netz teilweise konventionelle Ortsnetztransformatoren durch regelbare Ortsnetztransformatoren ausgetauscht werden, bereits bevor die Belastbarkeitsgrenzen des ursprünglichen Transformators erreicht sind. Im Szenario „intelligenter Netzausbau“ (vgl. Tabelle 44) führte dieser Effekt dazu, dass ein Transformatorausbau von +250 MVA im Vergleich zum Referenzszenario benötigt wurde. Durch den zusätzlichen Einsatz von DSM und Speichern kann im vorliegenden Szenario die Einsparung bewirkt werden.

**Tabelle 74: Erforderlicher Transformatorausbau der MS/NS-Ebene in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario Smart Grids in MVA. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)**

Netztyp	Bestand 2012	Ermittelter Ausbau 2012 bis 2017	Ermittelter Ausbau 2017 bis 2030	Ermittelter Ausbau insgesamt bis 2030	Ausbau bezogen auf Summe 2012	Vergleich Referenz-Szenario (Delta)
Land	588 MVA	86 MVA	390 MVA	476 MVA	+6,3 %	+188 MVA
Dorf	1.858 MVA	190 MVA	1.234 MVA	1.424 MVA	+18,9 %	-169 MVA
Vorstadt	3.615 MVA	22 MVA	841 MVA	863 MVA	+11,5 %	-205 MVA
Stadt	1.456 MVA	0 MVA	79 MVA	79 MVA	+1,1 %	+0 MVA
<b>Summe</b>	<b>7.517 MVA</b>	<b>298 MVA</b>	<b>2.544 MVA</b>	<b>2.842 MVA</b>	<b>+37,8 %</b>	<b>-186 MVA</b>

Der ermittelte Leitungsausbau ist in Tabelle 75 zusammengefasst. Zu erkennen ist, eine deutliche Einsparung von 3.744 Stromkreiskilometern im Vergleich zum Referenzszenario. Der stärkste Rückbau ist im dörflichen Bereich vorzufinden, gefolgt vom ländlichen Bereich. In diesen Gebieten wurde die Mehrheit der regelbaren Ortsnetztransformatoren eingesetzt, die nun überwiegend zur Reduktion des erforderlichen Leitungsaubaus beitragen. Insbesondere im ländlichen Bereich haben zudem DSM und Speicher einen zusätzlichen Effekt auf die Leitungseinsparungen. Zu beachten ist, dass die Investitionskosten für regelbare Ortsnetztransformatoren über 60 % der Gesamtkosten für konventionelle Ortsnetztransformatoren liegen<sup>65</sup>. Betriebs- und Wartungskosten sind im Rahmen der vorliegenden Studie nicht betrachtet worden.

<sup>65</sup> Angabe der Verteilnetzbetreiber in Rheinland-Pfalz.

Tabelle 75: Erforderlicher Leitungsausbau der Niederspannungsebene in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario Smart Grids in Stromkreiskilometern. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)

Netztyp	Bestand 2012	Ermittelter Ausbau 2012 bis 2017	Ermittelter Ausbau 2017 bis 2030	Ermittelter Ausbau insgesamt bis 2030	Ausbau bezogen auf Summe 2012	Vergleich Referenz-Szenario (Delta)
Land	3.603 km	11 km	208 km	219 km	+0,5 %	-985 km
Dorf	16.726 km	5 km	388 km	393 km	+0,9 %	-2.691 km
Vorstadt	22.140 km	0 km	0 km	0 km	+0 %	-68 km
Stadt	nicht ermittelt	0 km	0 km	0 km	+0 %	+0 km
<b>Summe</b>	<b>42.469 km</b>	<b>16 km</b>	<b>596 km</b>	<b>612 km</b>	<b>+1,4 %</b>	<b>-3.744 km</b>

### 12.3 ZUSAMMENFASSUNG SZENARIO SMART GRIDS

Abbildung 62 zeigt den im Szenario „Smart Grids“ ermittelten Leitungsausbau im Vergleich zum Referenzszenario. Es zeigt sich, dass durch den Einsatz intelligenter Steuerung in der Mittel- und Niederspannungsebene dort auch die größten Einsparungen im Leitungsausbau erzielt werden können, während in der Höchstspannung nur geringe Änderungen zu beobachten sind. In der Hochspannungsebene ergibt sich eine deutliche Einsparung, wenn auch nicht in dem Umfang wie in den unterlagerten Ebenen.

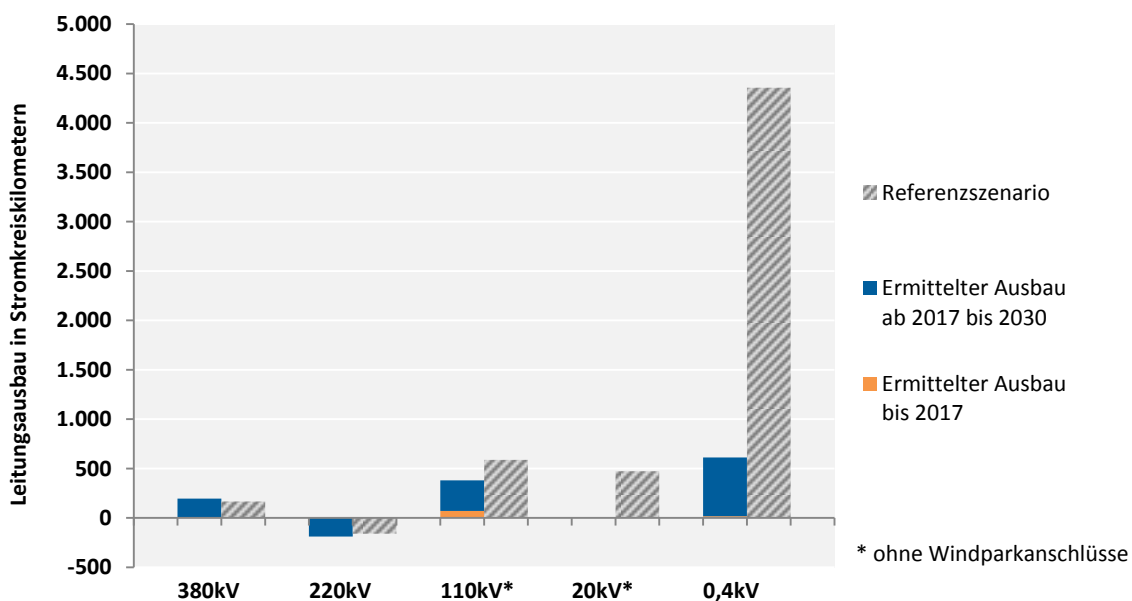


Abbildung 62: Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Leitungsausbau aller Spannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario Smart Grids in Stromkreiskilometern. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)

Auf den ermittelten Transformatorausbau haben die Technologien des Smart Grid geringere Wirkung, was in Abbildung 63 zu erkennen ist. Bei den Ortsnetzstationen (20/0,4 kV) ergibt sich eine kleine Einsparung, die tatsächlich durch die intelligente Steuerung von DSM und Speichern ermöglicht wird. Durch die im Vergleich zum Referenzszenario höhere installierte EE-Leistung ergibt sich auch im Szenario „Smart Grids“ ein höherer Ausbau der 110/20-kV-Umspannebene. Auch im Bereich der Höchstspannung ergeben sich höhere Einsparungen in MVA, die jedoch vor allem auf die im Einzelnen unterschiedlichen Änderungen an Umspannwerken durch Spannungsanhebung von Übertragungsleitungen zurückzuführen sind und weniger auf die unmittelbare Wirkung des Einsatzes von Smart Grids.

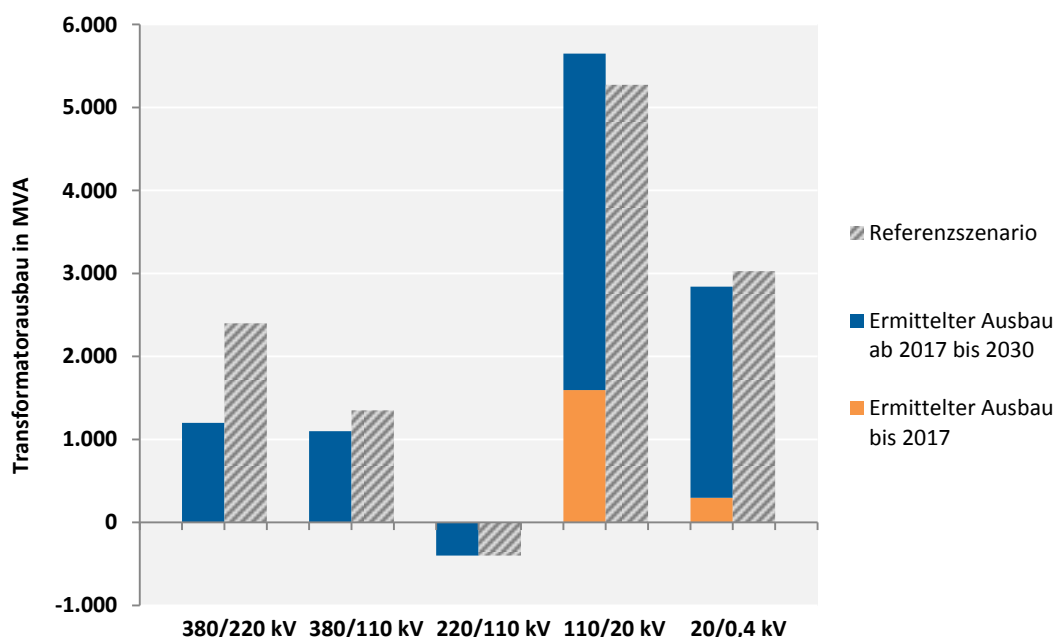


Abbildung 63: Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Transformatorausbau aller Spannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario Smart Grids in MVA. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)

Die Kosten für den über die Planungen der Netzbetreiber hinaus ermittelten Netzausbau in Rheinland-Pfalz im Szenario „Smart Grids“ sind in Tabelle 76 zusammengefasst. Wie auch in den Zusammenfassungen der anderen Szenarien sind Zusatzkosten für höhere installierte Leistungen, Speicheranlagen und Erschließung von Flexibilitätspotenzialen wie DSM nicht in den aufgeführten Kosten enthalten. Zusätzlich zu den Kosten des oben beschriebenen Netzausbaus sind die nach Abschnitt 4.4.1 berechneten Leitungskosten für Windparkanschlüsse enthalten.

**Tabelle 76: Über geplante Maßnahmen der Netzbetreiber hinaus ermittelte Netzausbaukosten in Rheinland-Pfalz im Szenario Smart Grids 2017 und 2030 in Mio. €. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynavics GmbH)**

Kosten	2012 bis 2017	2017 bis 2030	insgesamt bis 2030	Vergleich Referenzszenario (Delta)
<b>HöS-Leitungen</b>	-	136,5 Mio. €	136,5 Mio. €	+20,3 Mio. €
<b>HöS/HS Umspannung</b>	-	49,5 Mio. €	49,5 Mio. €	-31,1 Mio. €
<b>HS-Leitungen (Summe)</b>	47,4 Mio. €	212,5 Mio. €	259,8 Mio. €	-78,6 Mio. €
Ausbau bestehender Verbindungen	31,9 Mio. €	161,7 Mio. €	193,6 Mio. €	-87,1 Mio. €
Windparkanschlüsse	15,5 Mio. €	50,8 Mio. €	66,2 Mio. €	+8,5 Mio. €
<b>HS/MS Umspannung (Summe)</b>	159,6 Mio. €	405,3 Mio. €	564,9 Mio. €	+37,5 Mio. €
Ausbau Bestand	-	-	-	+0 Mio. €
Windparkanschlüsse	159,6 Mio. €	405,3 Mio. €	564,9 Mio. €	+37,5 Mio. €
<b>MS-Leitungen (Summe)</b>	28,2 Mio. €	92,7 Mio. €	120,9 Mio. €	-40,9 Mio. €
Ausbau bestehender Verbindungen	-	-	-	-56,5 Mio. €
Windparkanschlüsse	28,2 Mio. €	92,7 Mio. €	120,9 Mio. €	+15,6 Mio. €
<b>MS/NS Umspannung</b>	28,2 Mio. €	220,3 Mio. €	248,5 Mio. €	+37,0 Mio. €
<b>NS-Leitungen</b>	1,3 Mio. €	47,7 Mio. €	49,0 Mio. €	-300,5 Mio. €
<b>SUMME</b>	<b>264,7 Mio. €</b>	<b>1.164,5 Mio. €</b>	<b>1.429,1 Mio. €</b>	<b>-356,3 Mio. €</b>

Im Vergleich zum Referenzszenario können im Szenario „Smart Grids“ die Netzausbaukosten um über 350 Millionen Euro reduziert werden. Der größte Teil dieser berechneten Einsparung geht auf den Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren zurück, durch die das Spannungsband im Niederspannungsnetz entscheidend erweitert werden kann. Daneben sind weitere Einflüsse auf die Ergebnisse wirksam:

1. PV-Batterien und DSM tragen ebenfalls zur Senkung der Netzausbaukosten der Niederspannung bei.

2. Durch die teurere Technologie (regelbare statt fest eingestellte Ortsnetztransformatoren) steigen die Kosten für die Umspannung der MS/NS-Ebene, wobei auch die gegenüber dem Referenzszenario höhere installierte PV-Leistung in der Niederspannungsebene ein Rolle spielt.
3. Durch die höhere installierte Leistung steigen die Kosten für den Leitungsausbau der Höchstspannungsebene sowie für die Windparkanschlüsse.
4. Im Bereich der notwendigen Verstärkung bestehender Leitungen der verbleibenden Ebenen (Hoch- und Mittelspannung) können teils erhebliche Einsparungen erzielt werden. Die durch Speicher, DSM und Weitbereichs-Spannungsregelung in der Mittelspannungsebene gewonnene Flexibilität ist ausreichend, den Ausbau bestehender Verbindungen dieser Ebene auf null zu reduzieren.

## 13. ERGEBNISSE – VERGLEICH DER SZENARIEN

In den Beschreibungen der Einzelszenarien in den vorigen Abschnitten wurden die Ergebnisse jeweils im Vergleich zum Referenzszenario betrachtet. Um aus den Einzelszenarien weitere Schlussfolgerungen hinsichtlich des Nutzens einzelner Technologieoptionen ziehen zu können, werden in diesem Abschnitt noch einmal die Ergebnisse aller Einzelszenarien nebeneinander gestellt und um weitere Betrachtungen ergänzt. Daraus wird eine vorläufige Bewertung der Technologieoptionen abgeleitet, die als Grundlage für die Optimierung des Gesamtsystems genutzt werden kann.

### 13.1 NETZAUSBAUKOSTEN

Die in den Szenarien bis 2030 in Rheinland-Pfalz ermittelten Netzausbaukosten einschließlich der Kosten für Windkraftanschlüsse sind in Abbildung 64 als Balkendiagramm wiedergegeben. Die einzelnen Balken sind jeweils einem Szenario zuzuordnen; die Beiträge der einzelnen Netzebenen sind durch Farbe und Schraffur gekennzeichnet. Die gestrichelte rote Linie verdeutlicht die Höhe der Kosten des Referenzszenarios als Vergleichsgrundlage.

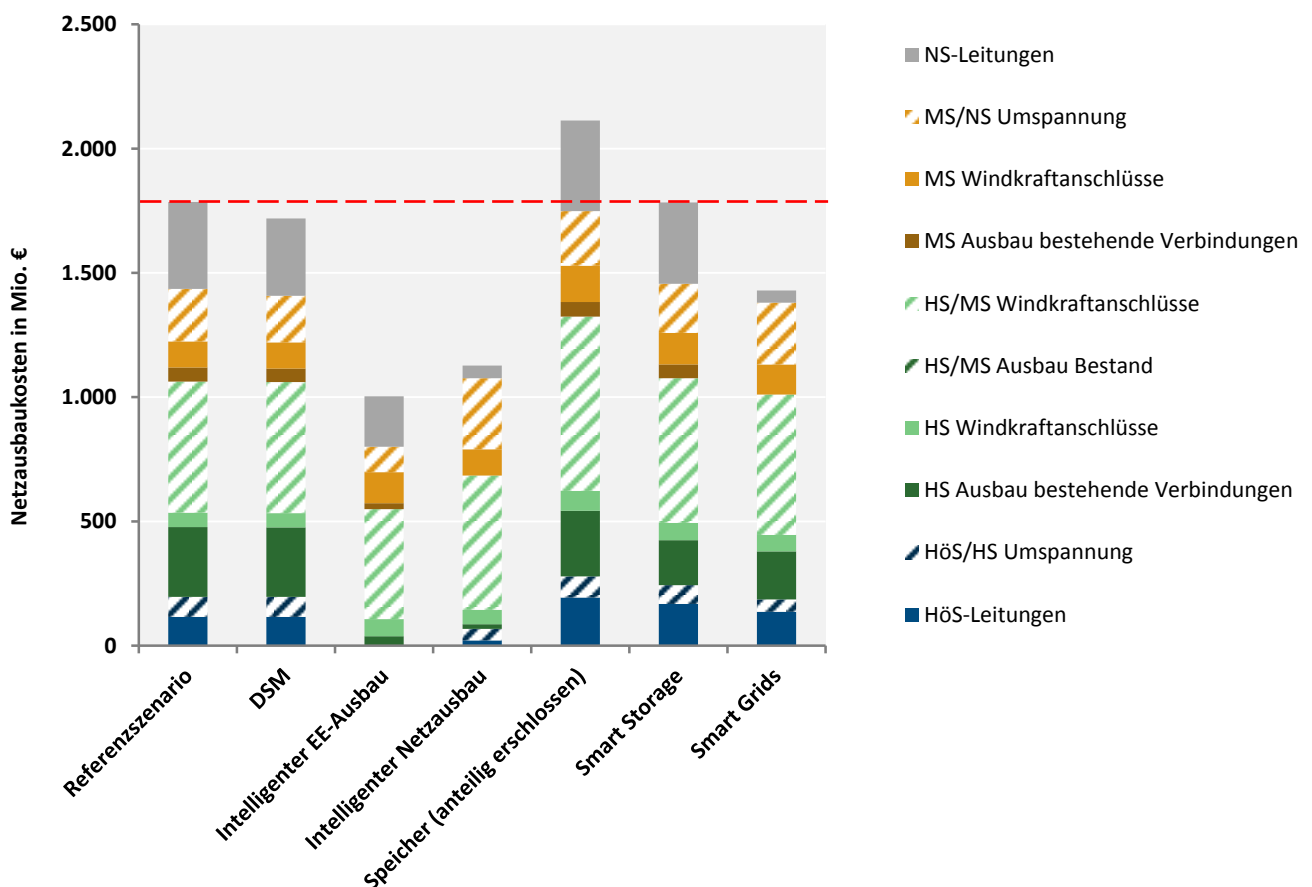


Abbildung 64: Vergleich der in den Einzelszenarien über die Planungen der Netzbetreiber hinaus ermittelten Netzausbaukosten bis 2030 in Rheinland-Pfalz. Quelle: Eigene Darstellung (Energynautics GmbH)



Die geringsten Netzausbaukosten aller betrachteten Einzelszenarien weist das Szenario „Intelligente Erneuerbare“ auf, in dem die Technologieoption „Abregelung“ als primäre Maßnahme zur Netzausbauvermeidung eingesetzt wird. Nur wenig höhere Netzausbaukosten entstehen im Szenario „Intelligenter Netzausbau“, wo die Technologieoptionen Dynamic Line Rating, Hochtemperaturleiterseile, Weitbereichs-Spannungsregelung sowie regelbare Ortsnetztransformatoren ihre Wirkung zeigen. Schließlich zeigt auch noch das Szenario „Smart Grids“ gegenüber dem Referenzszenario günstigere ermittelte Netzausbaukosten. Hier werden ebenfalls Weitbereichs-Spannungsregelung und regelbare Ortsnetztransformatoren berücksichtigt, allerdings kommen anstelle des Dynamic Line Ratings und der Hochtemperaturleiterseile die Technologieoptionen Power-to-Heat, Lastmanagement und Batterien an PV-Anlagen zum Einsatz. Der Anteil des Lastmanagements an der Einsparung des Netzausbaus ist dabei relativ gering, wie auch aus dem Ergebnis des Szenarios „DSM“ deutlich wird. Hier kann im Vergleich zum Referenzszenario nur eine geringe Kostenreduktion erreicht werden. Der Grund dafür ist, dass die DSM-Kapazitäten nicht groß genug und nicht geeignet verteilt sind, um die Einspeisespitzen insbesondere der Windkraft abzufangen.

Ein zwar netztechnische Aspekte berücksichtigender, aber letztlich doch unkoordinierter Aufbau von Speicherkapazitäten verschiedener Kategorien kann im Rahmen der durchgeführten Berechnungen in den Szenarien Speicher (anteilig erschlossen) und Smart Storage keinen wesentlichen Beitrag zur Einsparung von Netzausbaukosten leisten. Insbesondere der durch die Speicherverluste notwendige Zubau von Erzeugungskapazität macht die möglichen Einsparpotenziale zunichte. Der Unterschied zwischen den zwei Szenarien liegt daran, dass die Speicher im Szenario Smart Storage sinnvoller verteilt wurden, um vor Ort die Windspitzen zu kappen. Auf das Thema räumliche Verteilung wird detaillierter im Abschnitt 13.4 eingegangen.

Die Darstellung in Abbildung 64 lässt bereits erkennen, dass sich die ermittelten Netzausbaukosten nicht gleichmäßig auf die Netzebenen verteilen, und dass die in den verschiedenen Szenarien untersuchten Technologien in ihrer Wirkung einen ebenso unterschiedlichen Einfluss zwischen den Netzebenen ausüben können. Deshalb erscheint es sinnvoll, die Kostenanteile und Änderungen der einzelnen Netzebenen in den verschiedenen Szenarien noch einmal im Einzelnen zu diskutieren.

## 13.2 KOSTENANTEILE DER NETZEbenen

Die Kosten der einzelnen Netzebenen im Vergleich der Szenarien bis 2030 in Rheinland-Pfalz sind in Abbildung 65 nebeneinander dargestellt. Wie bereits in den bisherigen Darstellungen und Auflistungen der Netzausbaukosten sind die Kosten für **Windparkanschlüsse** gesondert ausgewiesen. In dieser Darstellung wird besonders deutlich, wie hoch ihr Anteil an den Netzausbaukosten ist: Die Transformatorkosten für Windparkanschlüsse stellen in allen Szenarien den größten Einzelblock im Vergleich der Netzebenen. Im Gegensatz dazu wird in keinem Szenario ein Ausbau des Bestands in derselben Umspannebene (also zwischen der Hochspannung und der Mittelspannung)

ausgewiesen – diese Trennung liegt weniger in der Berechnungsmethode begründet als in der Aufteilung (Zuweisung) des ermittelten Transformatorausbaus dieser Ebene.

Hintergrund für Zuweisung des Transformatorausbaus ist die in Kapitel 4.2.1 bereits beschriebene und durchgängig verwendete Annahme, dass alle zukünftig zu errichtenden Windenergieanlagen nicht in bestehende Mittelspannungsstränge integriert werden, sondern je Windpark eigene Anschlussleitungen und erhalten. Dennoch erhält nicht jeder Windpark seinen eigenen Transformator, sondern in den Umspannwerken erfolgt weiterhin eine geeignete Zusammenfassung. Der Bestandsausbau ist im Vergleich dazu komplett vernachlässigbar, weil die über die Bestands-Umspannwerke aufgenommene Einspeisung aus Solarenergie deutlich besser mit der Last korreliert.

Zusammengefasst liegt der Anteil der Windparkanschlüsse an den Netzausbaukosten zwischen 39 % im Referenzszenario und 63 % im Szenario „intelligenter EE-Ausbau“.

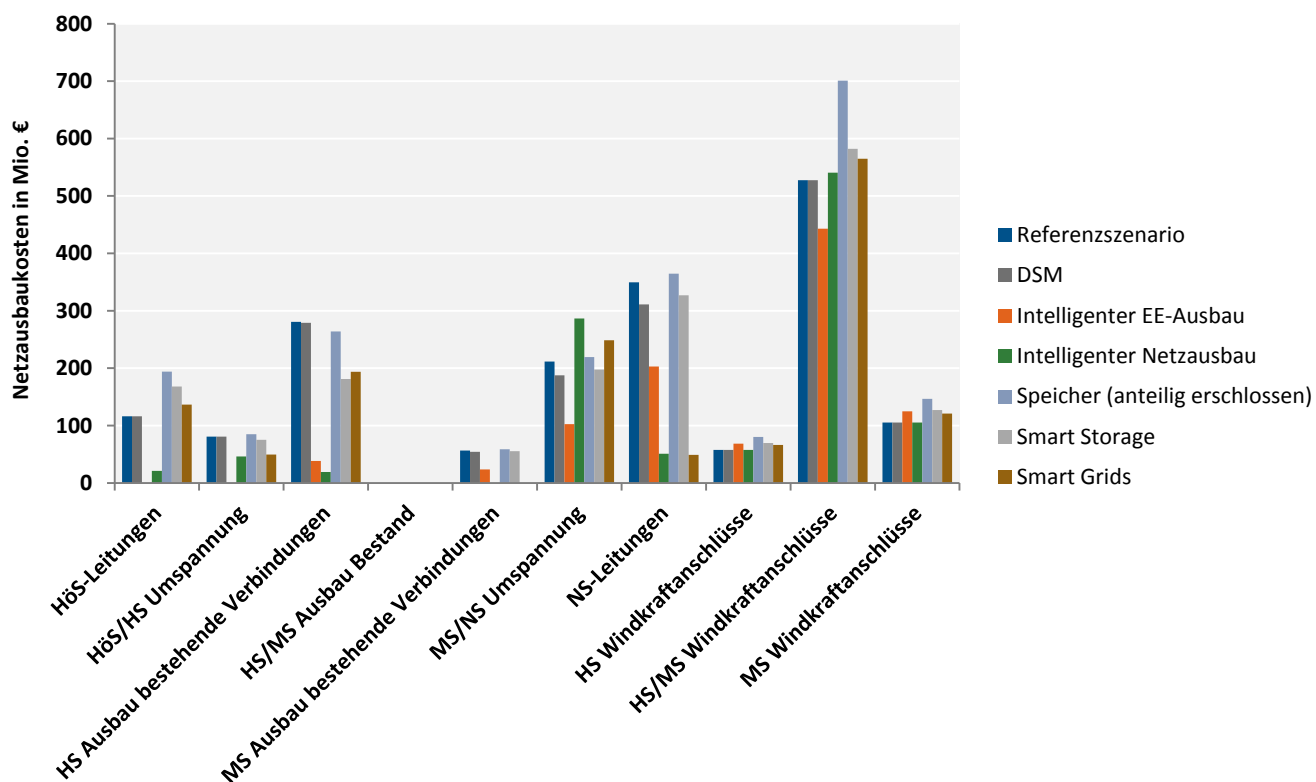


Abbildung 65: Kostenanteile der einzelnen Netzebenen am über die Planungen der Netzbetreiber hinausgehenden Netzausbaubedarf bis 2030 in Rheinland-Pfalz. Quelle: Eigene Darstellung (Energynautics GmbH)

Die Kosten für die Windparkanschlüsse stellen nicht nur den höchsten Einzelanteil der Netzausbaukosten, sondern zeigen auch zwischen den verschiedenen Szenarien anteilig geringere Schwankungen. Ursache ist, dass die insgesamt bis 2030 zu installierende Leistung aus Windenergieanlagen zwischen den Szenarien sich nur verhältnismäßig geringfügig ändert, und die untersuchten Technologieoptionen auf die Kosten der Windparkanschlüsse nur relativ geringe Auswirkungen haben. Die Kosten der Windparkanschlüsse werden daher hauptsächlich durch die jeweils installierte Windleistung festgelegt. Lediglich Abregelung kann im Szenario „Intelligenter EE-Ausbau“ helfen, die Transformatorkosten zu reduzieren.

Die Kosten für **Höchstspannungsleitungen** sind je Kilometer so hoch, dass schon wenige Leitungskilometer Unterschied einen deutlichen Kostenunterschied zwischen den Szenarien bewirken. Die Szenarien „Intelligenter EE-Ausbau“ mit Abregelung und „Intelligenter Netzausbau“ mit Dynamic Line Rating und Hochtemperaturleiterseilen zeigen hier wesentliche Wege zur Kostenreduktion auf.

Im Bereich der **Umspannung von Höchst- auf Hochspannung** werden die Kosten in den Szenarien hauptsächlich durch die Umstellungen in Umspannwerken bestimmt, die sich aus der Umstellung von Leitungen von 220 kV auf 380 kV ergeben. Solche Umstellungen würden in der Praxis mit hoher Wahrscheinlichkeit anders vorgenommen als im Modell, so dass den ermittelten Kosten dieser Netzebene keine zu hohe Bedeutung beigemessen werden sollte. In jedem Fall ist der Kostenanteil dieser Umspannebene relativ gering.

Bei **Hochspannungsleitungen** kommen in den Szenarien dieselben Technologieoptionen zum Einsatz wie in der Höchstspannungsebene. Die spezifischen Kosten je Leitungskilometer sind in der Hochspannungsebene zwar geringer, dennoch ergeben sich durch die größeren betroffenen Leitungslängen insgesamt in den meisten Szenarien höhere Ausbaurkosten als in der Höchstspannung. Durch die gleichartigen Technologieoptionen sind die Unterschiede zwischen den Szenarien sehr ähnlich wie in bei den Höchstspannungsleitungen.

Im Gegensatz zur **Umspannung zwischen der Hoch- und der Mittelspannung** werden für den Bestandsausbau der **Mittelspannungsleitungen** in den meisten Szenarien noch geringe Kosten ermittelt. Während sich in den Umspannwerken die Last und die Einspeisung aus Photovoltaik bereits gut ausgleichen, ist das innerhalb einzelner Mittelspannungsstränge weniger der Fall. Abregelung kann hier die Kosten noch weiter reduzieren, weiterhin sind Weitbereichs-Spannungsregelung und Blindleistungssteuerung von PV-Anlagen wirksame Mittel der Ausbauvermeidung.

Die **Umspannung von Mittel- auf Niederspannung** stellt mit zwischen 10 und 25 % einen nicht unerheblichen Anteil der gesamten Netzausbaurkosten in allen Szenarien. Im Vergleich zur Mittelspannung ist die Einspeisung aus PV-Anlagen in der Niederspannung für den ermittelten Ausbau wesentlich wichtiger, weil wegen der beschränkten räumlichen Ausdehnung des Einzugsgebietes auch die Ausgleichsmöglichkeiten mit der lokalen Last weniger gegeben sind. Sichtbare Wirkung auf die Ausbaurkosten dieser Ebene haben die Abregelung im Szenario „Intelligente Erneuerbare“ (Einsparung) und der Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren in den Szenarien „Intelligenter Netzausbau“ und „Smart Grids“ (Kostenanhebung). Der Kostenanstieg im Szenario „Smart Grids“ fällt dabei niedriger aus, weil in Form von PV-Batterien, Lastmanagement und Power-to-Heat weitere Flexibilität zur Netzausbaurvermeidung berücksichtigt wurde.

Der Netzausbau der **Niederspannungsleitungen** wird zu einem erheblichen Teil durch die Spannungsproblematik bei der steigenden Einspeisung auf PV-Anlagen bestimmt. Dies lässt sich daran erkennen, dass die beiden Szenarien mit regelbaren Ortsnetztransformatoren hier die mit Abstand geringsten Kosten aufweisen. In allen Szenarien außer „Intelligenter Netzausbau“ und „Smart Grids“ stellen die Niederspannungsleitungen einen hohen Anteil der Gesamtkosten aller Netzebenen.

Aus dem Vergleich der Kosten in den einzelnen Netzebenen lässt sich bereits eine Vorstellung für eine hinsichtlich der Kosten optimale Technologieauswahl gewinnen. Es griffe jedoch zu kurz, ausschließlich die Netzausbaukosten zu betrachten und den weiteren gesamtwirtschaftlichen Zusammenhang vollständig zu vernachlässigen. Im Folgenden sollen deshalb noch einige weitere Kosten in die Betrachtung eingebunden werden.

### 13.3 BERÜCKSICHTIGUNG WEITERER KOSTEN

Wie in den Erläuterungen zu den einzelnen Szenarien bereits beschrieben wurde, unterscheiden sich die Szenarien auch in den Annahmen zur installierten Leistung. Hintergrund der Unterschiede war stets der Ausgleich von Verlusten durch Speicherbetrieb oder Abregelung, so dass eine vollständig auf erneuerbaren Energien beruhende Stromversorgung abgebildet werden kann. Im gesamtwirtschaftlichen Zusammenhang, auf dem etwa die zukünftige Strompreisentwicklung beruht, spielen auch die Kosten zur Errichtung der installierten Leistung eine Rolle.

Für die Darstellung in Abbildung 66 wird zu den bereits oben dargestellten reinen Netzausbaukosten eine Kostenschätzung für die installierte Leistung aus Wind und Photovoltaik hinzugefügt. Die dabei verwendeten spezifischen Kosten betragen 1,684 Millionen Euro je Megawatt für Photovoltaik und 0,85 Millionen Euro je Megawatt für die installierte Windleistung. Ebenfalls hinzugefügt sind Kostenschätzungen für Dynamic Line Rating, Weitbereichs-Spannungsregelung und Kommunikationseinrichtungen für Lastmanagement und Speicher, die sich aber allesamt als in der Gesamtbetrachtung vernachlässigbar erweisen. Nicht in der Darstellung enthalten sind Kosten für andere Kategorien von erneuerbaren Energieanlagen (z.B. Wasserkraft, Biomasse) oder die Investitionskosten von Speichern.

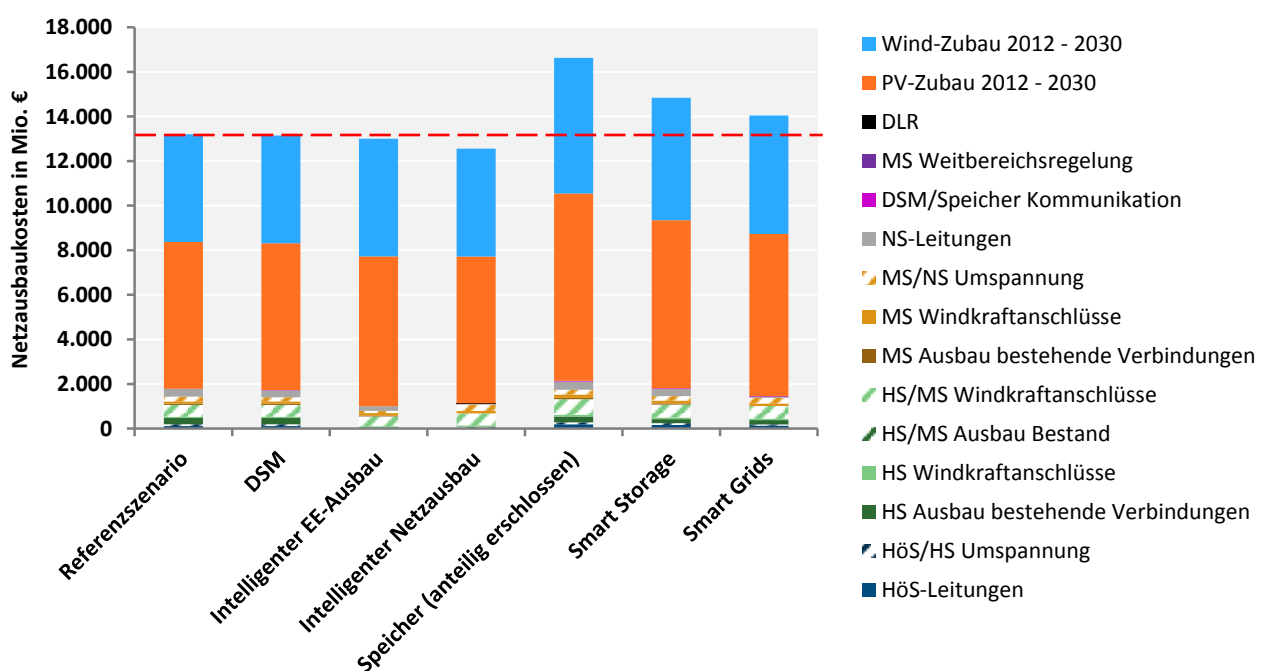


Abbildung 66: Kostenvergleich der Einzelszenarien in Rheinland-Pfalz bis 2030 unter Berücksichtigung weiterer Kosten über die Netzausbaukosten hinaus. Quelle: Eigene Darstellung (Energynautics GmbH)

Im Ergebnis lässt sich aus Abbildung 66 eine veränderte Rangfolge der untersuchten Szenarien und damit auch der Technologien ableiten. Die geringsten ermittelten Gesamtkosten ergeben nun nicht mehr für das Szenario „Intelligenter EE-Ausbau“, sondern für das Szenario „Intelligenter Netzausbau“. Offenbar ergibt sich aus den Energieverlusten aus Abregelung in der verwendeten Methode ein Zubaubedarf der installierten Leistung, der höhere Kosten verursacht als auf Seiten des Netzausbaus eingespart werden kann. Im Vergleich zum Referenzszenario verbleibt dennoch weiterhin ein gewisses Einsparpotenzial.

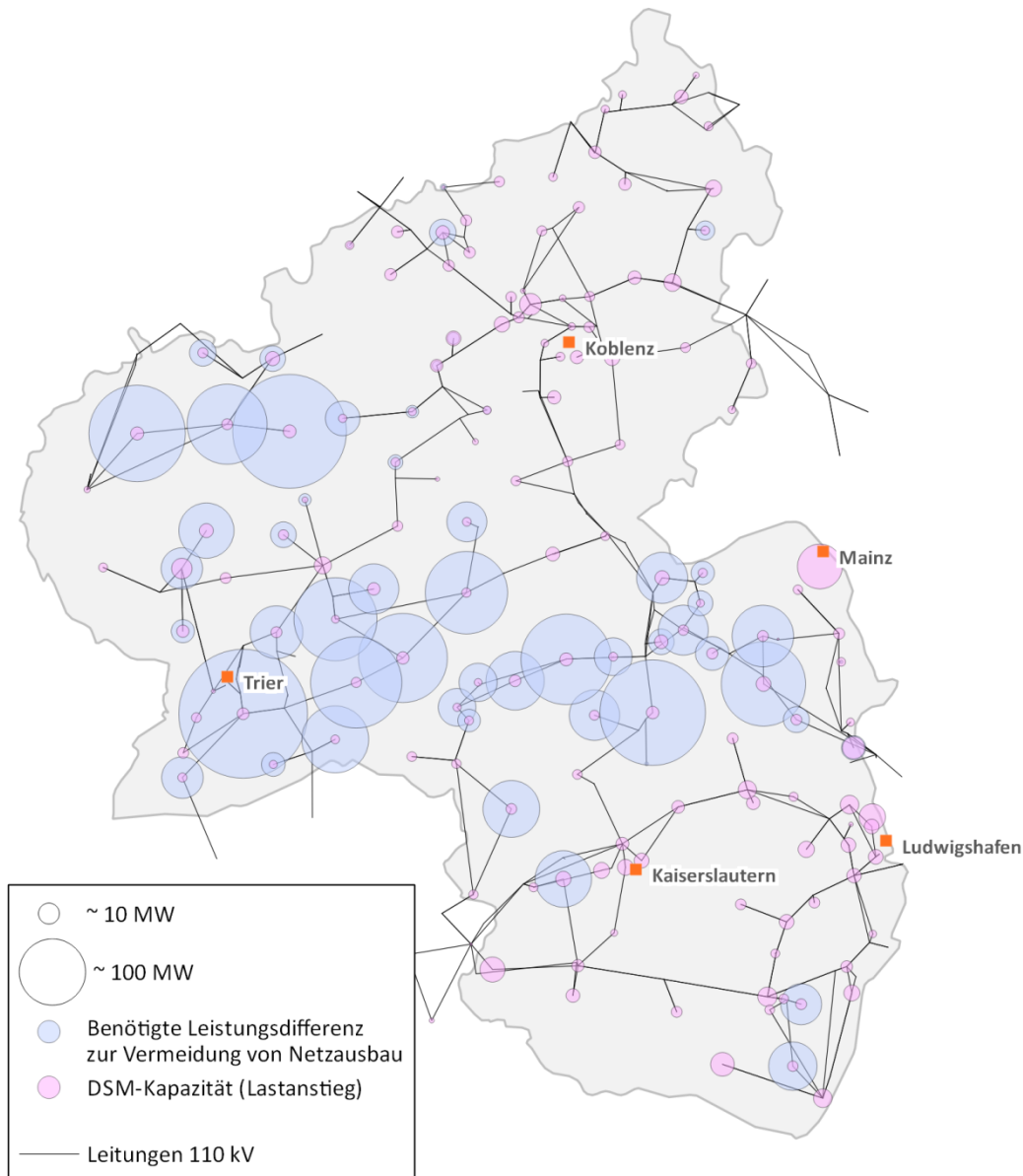
Eine weitere Änderung der Rangfolge ergibt sich zwischen dem Referenzszenario und dem Szenario „Smart Grids“, in dem noch in relativ großem Umfang Speicher eingesetzt werden. Besonderen Anteil an der Steigerung der notwendigen installierten Leistung hat hier die Betrachtung von Power-to-Heat als Speicher, die mit einem relativ geringen Wirkungsgrad einhergeht und daher zu einem entsprechend höheren Ausbau der installierten Leistung führt. Dadurch stehen im Vergleich der Szenarien alle bisher betrachteten Szenarien mit Speichereinsatz nun schlechter da als das Referenzszenario, wobei noch gar keine Speicherkosten berücksichtigt wurden. Allerdings haben Speicher grundsätzlich auch noch über die Netzausbauvermeidung hinausgehenden Nutzen (z.B. Bereitstellung von Regelleistung), der in den dargestellten Ergebnissen nicht abgebildet wird.

#### 13.4 RÄUMLICHE VERTEILUNG VON SPEICHERN UND LASTMANAGEMENT

Die räumliche Verteilung von Speichern und Lastmanagement als Maßnahmen zur Vermeidung des Netzausbaus spielt eine wichtige Rolle. In manchen ländlichen Regionen werden sehr viele Windenergieanlagen zugebaut, obwohl die Last vor Ort gering ist; in den Städten ist die Last hoch, obwohl die Erneuerbaren dort vernachlässigbar wenig einspeisen. Wenn Überschüsse von Erneuerbaren nicht wegtransportiert werden können, müssen sie entweder abgeregelt oder gespeichert werden, sofern Speicher vorhanden sind und ausreichend Speicherkapazität zur Verfügung steht. Deswegen ist die räumliche Verteilung von DSM oder Speichern besonders wichtig.

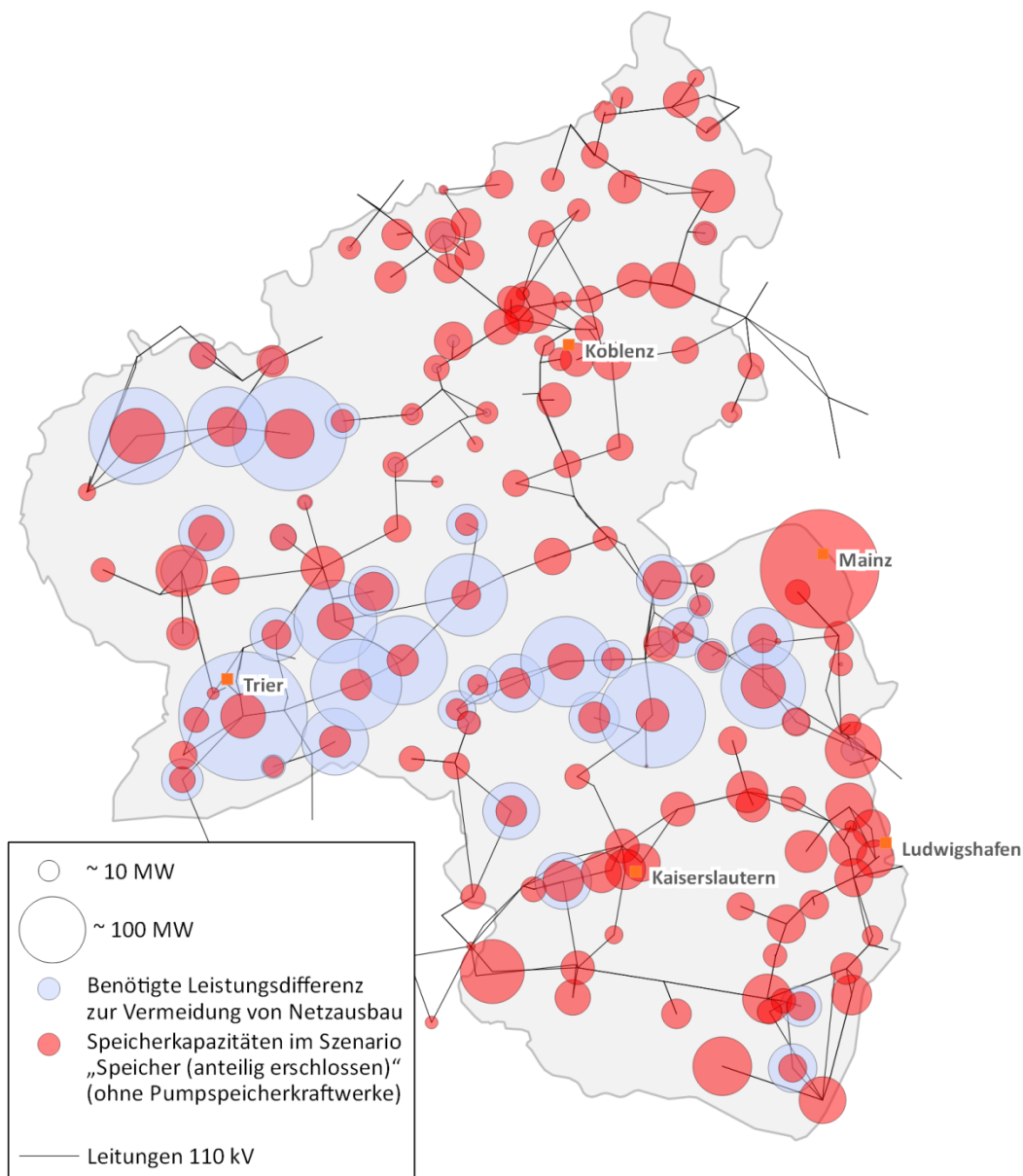
Auf den folgenden Karten wird die Verteilung von Netzausbau vermeidenden Maßnahmen im Jahr 2030 abgebildet. Auf allen Karten enthalten ist die maximale Abregelung pro Standort, wie sie im Szenario „Intelligenter EE-Ausbau“ vor der räumlichen Umverteilung der Erzeugungskapazität ermittelt wurde. Die maximale Abregelung stellt die Leistung dar, die während der höchsten Einspeisungsspitzen pro Standort aufgenommen werden müsste, um Netzausbau komplett zu vermeiden. Die größte Abregelung (blaue Punkte) fände im Westen von Rheinland-Pfalz statt, wo die Windeinspeisung im Jahr 2030 besonders hoch ist. (Die Verteilung von Windenergieanlagen im Jahr 2030 in Rheinland-Pfalz wird in Abbildung 37 dargestellt.)

In Abbildung 67 findet man das Lastanstiegspotenzial pro Standort von DSM (rosa) gegenüber der maximal nötigen Abregelung (blau). Man sieht sofort, dass die Kapazitäten für Lastmanagement nicht groß genug sind, um die Leistungsspitzen vollständig auffangen zu können. Mit Ausnahme von einigen industriellen Technologien (Chlor, Papier und Zement) sind die DSM-Kapazitäten nach der Last verteilt.



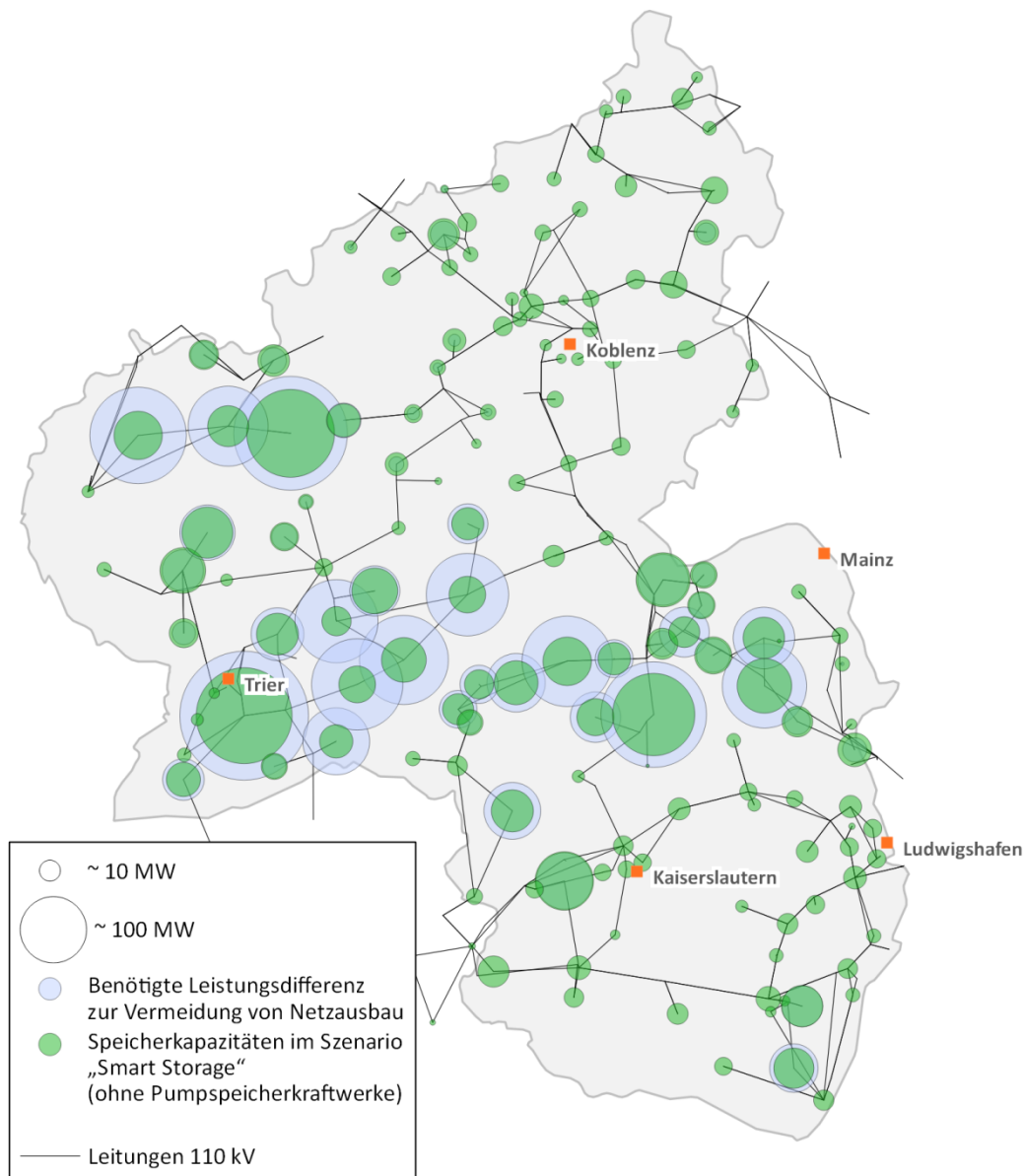
**Abbildung 67: Räumliche Verteilung von Kapazitäten für Lastmanagement (Lastanstieg) und theoretischer Abregelungsbedarf zur Vermeidung von Netzausbau im Jahr 2030. Quelle: Eigene Darstellung (Energynautics GmbH)**

Die Speicher-Kapazitäten (Lastanstieg) aus dem Szenario „Speicher (anteilig erschlossen)“ (rot) werden in Abbildung 68 dargestellt (ohne Pumpspeicherkraftwerke). Quantitativ stünde hier ausreichend Speicher-Lastanstiegskapazität zur Verfügung. Weil aber (als wichtigste Komponente) Power-to-Heat nach der Last verteilt ist, können die lokalen Erzeugungsspitzen nicht in ausreichendem Umfang aufgenommen werden und Netzverstärkung bleibt notwendig.



**Abbildung 68: Räumliche Verteilung von Lastanstiegskapazitäten für Speicher im Szenario „Speicher (anteilig erschlossen)“ und theoretischer Abregelungsbedarf zur Vermeidung von Netzausbau im Jahr 2030. Quelle: Eigene Darstellung (Energynautics GmbH)**

In Abbildung 69 sieht man das Ergebnis der räumlichen Umverteilung von Speichertechnologien für das Szenario „Smart Storage“ (ebenfalls ohne Pumpspeicherkraftwerke). Die Verteilung der verfügbaren Speicher passt jetzt deutlich besser zum netztechnischen Bedarf, so dass die Leistung aus den Einspeisespitzen besser gespeichert werden kann. Diese Umverteilung trägt einen Teil zur Netzausbauvermeidung im Vergleich zum Szenario „Speicher (anteilig erschlossen)“ bei, neben der im Szenario „Smart Storage“ insgesamt niedrigeren installierten Leistung aus Wind und PV.



**Abbildung 69: Räumliche Verteilung von Lastanstiegsapazitäten für Speicher im Szenario „Smart Storage“ und theoretischer Abregelungsbedarf zur Vermeidung von Netzausbau im Jahr 2030. Quelle: Eigene Darstellung (Energynautics GmbH)**



Aus diesen Betrachtungen wird deutlich, dass die Wirksamkeit von Maßnahmen wie Speicher und Lastmanagement auf den Netzausbau im Hochspannungsnetz stark von der räumlichen Verteilung der Potenziale und deren intelligenter Erschließung und Nutzung abhängt. Umgekehrt kann bei ungesteuertem Zubau von Speicherkapazität ohne weiteres auch zusätzlicher Bedarf für Netzausbaumaßnahmen entstehen, insbesondere wenn die Betriebsführung unabhängig von der lokalen Netzauslastung erfolgen soll. Wie bereits dargelegt wurde, ist im Rahmen der vollständig erneuerbaren Stromversorgung ein Speichereinsatz explizit zum Zwecke der Netzausbauvermeidung dennoch auch im besten Fall nicht notwendigerweise wirtschaftlich.

### 13.5 VORLÄUFIGE BEWERTUNG

Im Hinblick auf eine optimale Technologieauswahl, die sowohl die reinen Netzausbaukosten als auch eine gesamtwirtschaftliche Betrachtung berücksichtigt, lassen sich aus den dargelegten Ergebnissen bereits einige Schlussfolgerungen ableiten:

Die untersuchten Varianten der Netzausbauoptimierung mit Hilfe von Dynamic Line Rating und Hochtemperaturleiterseilen erscheinen im betrachteten Umfang durchweg empfehlenswert. Gleiches gilt für den Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren, wobei in allen Fällen ein abwägender und intelligenter Einsatz vorausgesetzt wird. Weitbereichs-Spannungsregelung sowie Blindleistungssteuerung können ebenfalls Beiträge zur Netzausbauvermeidung leisten, bleiben in ihrem gesamtwirtschaftlichen Wirkungspotenzial allerdings hinter den zuerst genannten Technologien zurück.

Bei der Bewertung der Speichertechnologien ist zu berücksichtigen, dass in den dargelegten Ergebnissen die Wirkung auf das elektrische Versorgungssystem nicht vollständig abgebildet ist: Der Ausgleich von Schwankungen aus dem Lastverlauf und der Einspeisung aus Wind und Photovoltaik ist ihre eigentliche Stärke und reicht im Zeitbereich potenziell bis in die Bereitstellung von Regelleistung. Außerdem entstehenden bei einigen Technologien wie Power-to-Heat und Power-to-Gas Potenziale zu einer sektorübergreifenden Optimierung unter Einbeziehung der Gas- und Wärmeversorgung, die im Rahmen der Untersuchungen nicht erfasst wurden. Bei der reinen Berücksichtigung des elektrischen Versorgungssystems (Netz- und Erzeugungskosten) zeigt sich, dass selbst bei einem gezielten Einsatz und expliziter Berücksichtigung netztechnischer Anforderungen in den untersuchten Varianten noch kein erheblicher Nutzen festgestellt werden kann. Allerdings sind auch in dieser Hinsicht noch Verbesserungen möglich, die im Rahmen der Systemoptimierung untersucht werden können.

Eine begrenzte Form von Abregelung (temporäre oder permanente Begrenzung der Einspeisung einzelner oder vieler Anlagen) kann potenziell zu einer Einsparung der Netzausbaukosten und auch der gesamtwirtschaftlichen Kosten beitragen. Eine behutsame und langfristige Berücksichtigung wäre allerdings notwendig, um den weiterhin notwendigen Zubau an Erzeugungsleistung nicht zu gefährden. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, dass im Vergleich zum Referenzszenario eine höhere installierte Leistung benötigt wird.

## 14. SYSTEMOPTIMIERUNG UND SENSITIVITÄTSANALYSE

Aufbauend auf die Ergebnisse der Einzelszenarien lässt sich eine optimierte Auswahl von Technologieoptionen treffen, mit Hilfe derer nach Möglichkeit noch geringere Netzausbaukosten zu erzielen sind. Zur weiteren Prüfung wird nicht nur für das so bestimmte systemoptimierte Szenario die Höhe der Netzausbaukosten ermittelt, sondern auch für zwei davon abgeleitete Varianten mit etwas geänderter Auswahl der Technologieoptionen (Sensitivitätsanalyse).

Das Szenario „Intelligenter Netzausbau“ hatte bei der Untersuchung der Einzelszenarien zu den geringsten Gesamtkosten geführt. Deshalb wird die Technologieauswahl für das systemoptimierte Szenario von diesem Szenario abgeleitet. Gegenüber dem Szenario „Intelligenter Netzausbau“ werden die folgenden Änderungen vorgenommen:

1. Die Berücksichtigung von Lastmanagement (DSM) erlaubt eine weitere Flexibilisierung des Systems, ohne dass zusätzliche Verluste die Energiebilanz signifikant beeinflussen würden.
2. Als Speichertechnik mit verhältnismäßig hohem Wirkungsgrad werden Batterien für PV-Anlagen integriert. Die installierte Speicherleistung entspricht der anteiligen Erschließung des Potenzials wie in Teil B, Kapitel 17.1.2 beschrieben.

Als Sensitivitätsanalyse werden in einer ersten Zusatzvariante die Pumpspeicherkraftwerke Schweich und Heimbach in der Untersuchung für 2030 berücksichtigt. Die zweite Zusatzvariante ergänzt das systemoptimierte Szenario um eine begrenzte Form der Möglichkeit von Abregelungsmaßnahmen. Die vollständige Auswahl der Technologieoptionen im systemoptimierten Szenario und den Varianten der Sensitivitätsanalyse ist in Tabelle 77 wiedergegeben.

**Tabelle 77: Technologieauswahl und Flexibilitätspotenziale für die Systemoptimierung und ihre Sensitivitätsanalysen für 2017 und 2030. Quelle: Energynautics GmbH und Öko-Institut e.V. (vgl. Teil B, Kapitel 17.1 und 17.2)**

	DSM	PV-Batterien	DLR	HTL	RONT	WBR	Weitere PSW <sup>66</sup>	Abregelung
<b>2017</b>	80 MW (Lastanstieg)	25 MW	ja	ja	ja	ja	-	ja (Sensitivitätsanalyse Abregelung)
<b>2030</b>	450 MW (Lastanstieg)	350 MW	ja	ja	ja	ja	600 MW (Sensitivitätsanalyse PSW)	ja (Sensitivitätsanalyse Abregelung)

<sup>66</sup> Es handelt sich hierbei um die zwei geplanten Pumpspeicherkraftwerke Schweich und Heimbach in Rheinland-Pfalz.

Sowohl die Speicherverluste der PV-Batterien und der Pumpspeicherkraftwerke als auch die Energieverluste durch Abregelungsmaßnahmen werden durch Erhöhung der installierten Leistung ausgeglichen. Tabelle 78 zeigt die im systemoptimierten Szenario verwendeten installierten Leistungen innerhalb und außerhalb von Rheinland-Pfalz sowie deren Abweichungen bezogen auf das Referenzszenario.

**Tabelle 78: Prognostizierte installierte Leistungen [MW] und Bruttostromverbrauch [TWh/a] für 2017 und 2030 im Szenario Systemoptimierung. Quelle: RLP: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH); BRD: NEP 2013; Europa: insbesondere EU Energy Trends 2009**

	Szenario Systemoptimierung 2017			Szenario Systemoptimierung 2030		
	RLP	BRD (inkl. RLP)	Europa (ohne BRD)	RLP	BRD (inkl. RLP)	Europa (ohne BRD)
<b>Wind- energie</b>	3.442 MW	46.250 MW	35.489 MW	7.548 MW	85.854 MW	69.335 MW
Delta Referenz- szenario	+53 MW	0 MW	0 MW	+48 MW	0 MW	0 MW
<b>PV</b>	3.013 MW	43.300 MW	4.095 MW	5.537 MW	66.193 MW	11.954 MW
Delta Referenz- szenario	+43 MW	0 MW	0 MW	+37 MW	0 MW	0 MW
<b>Brutto- strom- verbrauch*</b>	26,7 TWh/a	609 TWh/a	1.339 TWh/a	21,9 TWh/a	608 TWh/a	1.512 TWh/a

\* inkl. Speicherverluste

Die installierten Leistungen in den beiden Varianten der Sensitivitätsanalyse sind im Zeithorizont bis 2017 identisch mit den Angaben des systemoptimierten Szenarios. Für das Untersuchungsjahr 2030 ergeben sich durch den Ausgleich der Speicherverluste und der Abregelungsmaßnahmen kleine Abweichungen. Die genauen Werte der drei Varianten für 2030 sind in Tabelle 79 nebeneinandergestellt.

**Tabelle 79: Prognostizierte installierte Leistungen [MW] und Bruttostromverbrauch [TWh/a] für 2030 im Szenario Systemoptimierung und in ihren Sensitivitätsanalysen. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)**

	Systemoptimiertes Szenario	Sensitivitätsanalyse PSW	Sensitivitätsanalyse Abregelung
<b>Windenergie</b>	7.548 MW	7.623 MW	7.553 MW
Delta Referenz- szenario	+48 MW	+123 MW	+53 MW
<b>PV</b>	5.537 MW	5.590 MW	5.540 MW
Delta Referenz- szenario	+37 MW	+90 MW	+40 MW
<b>Brutto- stromverbrauch*</b>	21,9 TWh/a	22,1 TWh/a	21,9 TWh/a

\* inkl. Speicherverluste bzw. Verluste durch Abregelung

## 14.1 HÖCHST- UND HOCHSPANNUNG

Abgesehen von der veränderten Technologieauswahl und den installierten Leistungen werden für die Simulation der Höchst- und Hochspannungsebene im systemoptimierten Szenario dieselben Annahmen und Einstellungen verwendet wie im Szenario „Intelligenter Netzausbau“, hier noch einmal kurz zusammengefasst:

- Erste Maßnahme bei Überschreitung von Auslastungsgrenzen von Leitungen ist der Einsatz von Dynamic Line Rating, wodurch in Abhängigkeit von Wind und Außentemperatur die Belastungsgrenze angehoben wird.
- Werden auch die so angehobenen Belastungsgrenzen noch überschritten, erfolgt ein Austausch von Leiterseilen durch Hochtemperaturleiterseile auf der betroffenen Leitung.
- Wenn auch die Kombination von Hochtemperaturleiterseilen und Dynamic Line Rating nicht ausreichend Übertragungskapazität schafft, wird die Leitung durch weitere parallele Stromkreise verstärkt.
- Für den Einsatz der Speicher und des Lastmanagements wird ein netzgeführter Betrieb simuliert, um eine vorausgesetzte netztechnische Begrenzung eines marktgeführten Betriebs in den Ergebnissen abzubilden.

Die in der Sensitivitätsvariante „Abregelung“ berücksichtigte Leistungsreduktion von erneuerbarer Einspeisung greift in der Simulation bereits vor dem Austausch von Leiterseilen, nicht erst vor der Einrichtung zusätzlicher Stromkreise. In der hier berücksichtigten Form kann durch sie dennoch die Netzverstärkung nicht vollständig vermieden werden. Dazu tragen auch folgende Änderungen der berücksichtigten Abregelung gegenüber dem Szenario „Intelligente Erneuerbare“ bei:

- Die Leistungsreduktion von nach 2013 gebauten Anlagen darf an keinem Netzknoten einen Wert unterhalb von 70 % der installierten Nennleistung vorgeben. Im vormalig verwendeten Verfahren war keine Grenze vorgesehen worden.
- Es erfolgt keine Umverteilung der installierten Windleistung zugunsten netztechnisch besser geeigneter Standorte, wie dies im Szenario „Intelligente Erneuerbare“ zur Abmilderung von übermäßig hoher Abregelung an einigen Netzknoten vorgenommen wurde.

Der in den Simulationen ermittelte über die Planungen der Netzbetreiber hinausgehende Ausbau der Höchst- und Hochspannungsleitungen in Rheinland-Pfalz im systemoptimierten Szenario ist in Tabelle 80 zusammengefasst. Wie schon in den anderen Szenarien bezeichnet die negative Angabe in der 220-kV-Ebene die Länge der Stromkreise, deren Spannung von 220 kV auf 380 kV angehoben wird. Nur im Betrag darüber hinausgehender Ausbau der 380-kV-Ebene bezeichnet tatsächlich Verstärkungsmaßnahmen innerhalb der 380-kV-Ebene.

Im Vergleich zum Referenzszenario können, wie zu erwarten war, sowohl in der Höchstspannungs- als auch in der Hochspannungsebene Ausbaumaßnahmen eingespart werden. Auch im Vergleich zum Szenario „Intelligenter Netzausbau“ ergibt sich noch ein

Vorteil von 20 Stromkreiskilometern weniger in der 110-kV-Ebene, während die Ergebnisse der Höchstspannungsebene in diesem Szenario identisch sind. Die im systemoptimierten Szenario erzielte weitere Einsparung des Netzausbaus kann der zusätzlichen Flexibilität durch PV-Batteriespeicher und Lastmanagement zugeschrieben werden.

**Tabelle 80: Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Leitungsausbau der Höchst- und Hochspannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario Systemoptimierung in Stromkreiskilometern. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynavics GmbH)**

	Bestand 2012	Ermittelter Ausbau 2012 bis 2017	Ermittelter Ausbau 2017 bis 2030	Ermittelter Ausbau insgesamt	Ausbau bezogen auf 2012	Vergleich Referenz- Szenario (Delta)
<b>380 kV</b>	1.183 km	0 km	28 km	28 km	+2,4 %	-138 km
<b>220 kV</b>	1.227 km	0 km	-28 km	-28 km	-2,3 %	+132 km
<b>110 kV*</b>	4.111 km	43 km	182 km	225 km	+5,5 %	-363 km
<b>SUMME</b>	<b>6.521 km</b>	<b>43 km</b>	<b>182 km</b>	<b>225 km</b>	<b>+3,5 %</b>	<b>-369 km</b>

\* ohne Windparkanschlüsse

Weil wie im Szenario „Intelligenter Netzausbau“ kein konventioneller Leitungsausbau im systemoptimierten Szenario erfolgt, beschreibt der angegebene Ausbau den Umfang des Leitungsaustausches mit Hochtemperaturleiterseilen. Der Einsatzumfang des Dynamic Line Rating entspricht etwa der Höhe des Leitungsaubaus im Referenzszenario: ca. 160 Kilometer bzw. 7 % des Leitungsbestands in der Höchstspannung und 588 Kilometer bzw. 14 % des Leitungsbestands in der Hochspannung.

Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse werden anhand des Leitungsaubaus bis 2030 zusammengefasst (Tabelle 81). In der Variante mit den Pumpspeicherkraftwerken fällt der Ausbau der 110-kV-Ebene minimal höher aus als im systemoptimierten Szenario. Dies ist nicht auf eine unmittelbare Wirkung des Pumpspeichereinsatzes zurückzuführen, sondern auf die wegen der Speicherverluste etwas erhöhte installierte Leistung. Die zweite Sensitivitätsvariante (mit Abregelung) weist gegenüber dem systemoptimierten Szenario einen nochmals reduzierten Leitungsausbau auf: Der Ausbau von Höchstspannungsleitungen über die Planungen des Netzbetreibers hinaus kann nahezu vollständig vermieden werden; auch in der Hochspannungsebene können weitere 36 Kilometer Verstärkungsmaßnahmen eingespart werden.

**Tabelle 81: Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Leitungsausbau der Höchst- und Hochspannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis 2030 im Szenario Systemoptimierung und in ihren Sensitivitätsanalysen in Stromkreiskilometern. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)**

Ermittelter Ausbau insgesamt bis 2030			
	Systemoptimiertes Szenario	Sensitivitätsanalyse PSW	Sensitivitätsanalyse Abregelung
380 kV	28 km	28 km	6 km
220 kV	-28 km	-28 km	-6 km
110 kV*	225 km	238 km	189 km
<b>SUMME</b>	<b>225 km</b>	<b>238 km</b>	<b>189 km</b>

\* ohne Windparkanschlüsse

Der ermittelte Ausbau der Umspannebenen des Höchst- und Hochspannungsnetzes im systemoptimierten Szenario ist in Tabelle 82 angegeben. Wie bereits im Referenzszenario werden die Maßnahmen in den Umspannebenen mit Anschluss an das Höchstspannungsnetz durch die Umstellung von Leitungen von 220 kV auf 380 kV bzw. die damit verbundenen Änderungen an den Umspannanlagen dominiert. Durch die veränderte Zahl von solchen Leitungsupgrades ändert sich hier die auch der ermittelte Transformatorausbau; auslastungsbedingte Verstärkungsmaßnahmen bleiben unverändert. In der Umspannung zwischen Hoch- und Mittelspannung ergibt sich eine geringe Einsparung gegenüber dem Referenzszenario, die nur der durch Speicher und DSM höheren Flexibilität zugeschrieben werden kann.

**Tabelle 82: Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Transformatorausbau der Höchst- und Hochspannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario Systemoptimierung in MVA. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)**

	Bestand 2012	Ermittelter Ausbau 2012 bis 2017	Ermittelter Ausbau 2017 bis 2030	Ermittelter Ausbau insgesamt	Ausbau bezogen auf 2012	Vergleich Referenz-Szenario (Delta)
380/220 kV	4.000 MVA	0 MVA	600 MVA	600 MVA	+15,0 %	-1.800 MVA
380/110 kV	2.250 MVA	0 MVA	1.350 MVA	1.350 MVA	+60,0 %	+0 MVA
220/110 kV	4.000 MVA	0 MVA	-400 MVA	-400 MVA	-10,0 %	+0 MVA
110/Mittelsp.	12.295 MVA	1.576 MVA	3.583 MVA	5.159 MVA	+42,0 %	-115 MVA
<b>SUMME</b>	<b>22.545 MVA</b>	<b>1.576 MVA</b>	<b>5.133 MVA</b>	<b>6.709 MVA</b>	<b>+29,8 %</b>	<b>-1.915 MVA</b>

Tabelle 83 zeigt den ermittelten Transformatorausbau des systemoptimierten Szenarios bis 2030 im Vergleich mit den Varianten der Sensitivitätsanalyse. Die mit der 380-kV-Ebene verknüpften Umspannebenen weisen in allen drei Szenarien die gleichen Ergebnisse auf. Die Unterschiede in der 220/110-kV-Ebene gehen auf die Auslastungssituation einzelner Transformatoren im Zusammenhang mit Ausbauplänen vor und nach 2017 zurück und sind daher trotz der Größenordnung von bis zu 200 MVA wenig aussagekräftig. Die Unterschiede im ermittelten Transformatorausbau zwischen der 110-kV-Ebene und den Ebenen der Mittelspannung werden durch die unterschiedlichen installierten Leistungen von Einspeisung aus Wind und PV verursacht.

**Tabelle 83: Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Transformatorausbau der Höchst- und Hochspannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis 2030 im Szenario Systemoptimierung und in ihren Sensitivitätsanalysen in MVA. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)**

Ermittelter Ausbau insgesamt bis 2030			
	Systemoptimiertes Szenario	Sensitivitätsanalyse PSW	Sensitivitätsanalyse Abregelung
<b>380/220 kV</b>	600 MVA	600 MVA	600 MVA
<b>380/110 kV</b>	1.350 MVA	1.350 MVA	1.350 MVA
<b>220/110 kV</b>	-400 MVA	-200 MVA	-350 MVA
<b>110/Mittelsp.</b>	5.159 MVA	5.549 MVA	5.174 MVA
<b>SUMME</b>	<b>6.709 MVA</b>	<b>7.299 MVA</b>	<b>6.774 MVA</b>

## 14.2 MS- UND NS-EBENE

Basierend auf den erzielten Ergebnissen in den unterschiedlichen Szenarien werden eine Systemoptimierung sowie zwei Sensitivitätsanalysen durchgeführt. Die Vorgehensweise und die Resultate die Mittel- und Niederspannungsebene betreffend werden im Folgenden erörtert.

### 14.2.1 MS-Ebene: Vorgehensweise

Die in der Systemoptimierung in der Mittelspannung verwendeten Technologien bestehen aus DSM, PV-Batterien und Weitbereichs-Spannungsregelung. Mittels DSM kann eine Lastverschiebung vorgenommen werden. Nennenswerte Verluste resultieren dadurch nicht. PV-Batterien weisen aufgrund ihres hohen Wirkungsgrades geringfügige Speicherverluste aus. Zudem sind sie direkt an der Erzeugungsquelle positioniert. Der

Einsatz der Weitbereichsregelung hat gezeigt, dass daraus starke Einsparungen im Netzausbau resultieren. Diese Technologien sind daher zur Optimierung der bisherigen Ergebnisse prädestiniert. Im Rahmen der ersten Sensitivitätsanalyse werden zusätzlich zu diesen Technologien die in Rheinland-Pfalz geplanten Pumpspeicherkraftwerke Schweich und Heimbach im Jahr 2030 betrachtet; in der zweiten Sensitivitätsanalyse wird Abregelung erlaubt. Die beiden Pumpspeicherkraftwerke sind der HS-Ebene zugeordnet. Sie sowie die Abregelung beeinflussen die MS-Ebene, da ihr Einsatz Auswirkungen auf die Höhe der PV-Erzeugungsspitze hat (vgl. Tabelle 84). Die eingesetzten Kapazitäten sind in Tabelle 77 zusammengefasst. Folgende Vorgehensweise wird verfolgt:

Zunächst wird die in Rheinland-Pfalz zu installierende PV-Leistung aufgrund der vorhandenen Verluste angepasst<sup>67</sup>. In der ersten Sensitivitätsanalyse steigen diese Verluste aufgrund des zusätzlichen Einsatzes der Pumpspeicherkraftwerke in der HS-Ebene an. In der zweiten Sensitivitätsanalyse ist der Anstieg auf die zusätzlich zugelassene Abregelung zurückzuführen. Die Verluste im systemoptimierten Szenario bzw. in ihren zwei Sensitivitätsanalysen resultieren in einer Anhebung der maximalen PV-Erzeugungsspitze in der MS-Ebene. Im Anschluss an die Anpassung der installierten Leistung kommen die DSM-Technologien und PV-Batteriespeicher zum Einsatz. Sie bewirken eine Absenkung der PV-Erzeugungsspitze. In Summe kann in allen drei Varianten eine Absenkung im Jahr 2030 erzielt werden, wie Tabelle 84 entnommen werden kann.

**Tabelle 84: Absenkung der maximalen PV-Erzeugungsspitze in der Mittelspannungsebene in Rheinland-Pfalz im Szenario Systemoptimierung und in ihren Sensitivitätsanalysen. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)**

	Anhebung	Absenkung	Insgesamt
<b>Systemoptimiertes Szenario</b>	+0,67 %	-7,35 %	-6,73 %
<b>Sensitivitätsanalyse PSW</b>	+1,63 %	-7,35 %	-5,84 %
<b>Sensitivitätsanalyse Abregelung</b>	+0,72 %	-7,35 %	-6,68 %

Abschließend werden Netztopologieänderungen in der MS-Ebene vorgenommen, um Überlastungen auf Leitungen zu beseitigen, und schließlich das Instrument der Weitbereichs-Spannungsregelung eingesetzt. Der Einsatz insbesondere der Weitbereichsregelung ist so effektiv, dass in Kombination mit dem Einsatz von DSM und PV-Batterien der erforderliche Leitungsausbau bereits vollständig vermieden werden kann.

<sup>67</sup> Aufgrund von Verlusten müssen zusätzlich installierte EE-Anlagen errichtet werden, um eine Stromversorgung aus bilanziell 100 % EE in Rheinland-Pfalz stets zu gewährleisten.



Aufgrund dessen wird die Option der Abregelung in der zweiten Sensitivitätsanalyse gar nicht erst verwendet, da sie nicht benötigt wird<sup>68</sup>. Sie hat folglich ausschließlich Auswirkungen auf die installierte PV-Leistung, die durch die Abregelungsverluste ansteigt. Die Resultate sind nachfolgend dargelegt.

#### 14.2.2 MS-Ebene: Resultate

Tabelle 85 stellt die ermittelten Ergebnisse für das systemoptimiert Szenario dar. Wie bereits im Szenario „intelligenter Netzausbau“ (vgl. Kapitel 9.2.2) zu beobachten war, hat der Einsatz von Weitbereichs-Spannungsregelung den größten Einfluss auf den Netzausbau. Auch in der Systemoptimierung gelingt es, insbesondere durch die Weitbereichs-Spannungsregelung den erforderlichen Netzausbau komplett zu vermeiden (vgl. Tabelle 85). Aber auch die abgesenkte PV-Erzeugungsspitze trägt geringfügig zur Reduktion des Netzausbaus bei.

**Tabelle 85: Erforderlicher Leitungsausbau der Mittelspannungsebene in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario Systemoptimierung in Stromkreis Kilometern. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynavics GmbH)**

Netz- klasse	Bestand 2012	Ermittelter Ausbau 2012 bis 2017	Ermittelter Ausbau 2017 bis 2030	Ermittelter Ausbau insgesamt bis 2030	Ausbau bezogen auf Summe 2012	Vergleich Referenz- Szenario (Delta)
A1	9.131 km	0 km	0 km	0 km	0 %	-134 km
A2	1.725 km	0 km	0 km	0 km	0 %	-53 km
B	3.942 km	0 km	0 km	0 km	0 %	-133 km
C/D/E	5.618 km	0 km	0 km	0 km	0 %	-152 km
<b>Summe</b>	<b>20.416 km</b>	<b>0 km</b>	<b>0 km</b>	<b>0 km</b>	<b>0 %</b>	<b>-472 km</b>

Trotz der höheren installierten PV-Leistung für die beiden Sensitivitätsanalysen kann der erforderliche Leitungsausbau bis 2030 vollständig eingespart werden. Auch dieses erzielte Resultat ist hauptsächlich auf den Einsatz der Weitbereichs-Spannungsregelung zurückzuführen. Die Option der Abregelung in der zweiten Sensitivitätsanalyse wird nicht benötigt.

<sup>68</sup> Da die Option „Abregelung“ nicht verwendet wird, ist in Tabelle 84 keine weitere Absenkung der maximalen PV-Erzeugungsspitze in der zweiten Sensitivitätsanalyse im Vergleich zum systemoptimierten Szenario zu beobachten.

**Tabelle 86: Erforderlicher Leitungsausbau der Mittelspannungsebene in Rheinland-Pfalz bis 2030 im Szenario Systemoptimierung und in ihren Sensitivitätsanalysen in Stromkreiskilometern. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)**

Netzklasse	Ermittelter Ausbau insgesamt bis 2030		
	Systemoptimiertes Szenario	Sensitivitätsanalyse PSW	Sensitivitätsanalyse Abregelung
A1	0 km	0 km	0 km
A2	0 km	0 km	0 km
B	0 km	0 km	0 km
C/D/E	0 km	0 km	0 km
<b>Summe</b>	<b>0 km</b>	<b>0 km</b>	<b>0 km</b>

### 14.2.3 NS-Ebene: Vorgehensweise

Im systemoptimierten Szenario werden in der NS-Ebene die Technologien DSM, PV-Batterien sowie regelbare Ortsnetztransformatoren betrachtet. Diese Technologien weisen relativ geringe Verluste auf und haben einen positiven Effekt auf die Reduktion des erforderlichen Netzausbaus. Die zusätzlichen Sensitivitätsanalysen unterscheiden sich in der Niederspannung durch die erhöhten installierten PV-Leistungen<sup>69</sup> bedingt durch die Verluste, die mit dem Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke Schweich und Heimbach in Rheinland-Pfalz (erste Sensitivität) bzw. der Abregelung (zweite Sensitivität) einhergehen. Die Kapazitäten der verwendeten Technologien können Tabelle 77 entnommen werden.

Zur Bestimmung des erforderlichen Netzausbaus wird im ersten Schritt durch den Einsatz von DSM-Maßnahmen und PV-Batterien Peak-Shaving betrieben. Im zweiten Schritt werden die regelbaren Ortsnetztransformatoren eingesetzt. Speziell in der zweiten Sensitivitätsanalyse wird Abregelung vorgenommen, sollten die PV-Batterien und DSM nicht in der Lage sein, die einspeisende Leistung auf einen Maximalwert von 70 % der installierten Leistung zu begrenzen.

Das Verhältnis zwischen zugebauten regelbaren und konventionellen Ortsnetztransformatoren im Jahr 2017 und 2030 teilt sich im systemoptimierten Szenario wie folgt auf:

.....  
<sup>69</sup> Im Vergleich zum systemoptimierten Szenario.

**Tabelle 87: Verhältnis zwischen zugebauten RONT und ONT in der Niederspannungsebene in Rheinland-Pfalz für das Jahr 2017 im Szenario Systemoptimierung und in ihren Sensitivitätsanalysen. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)**

	RONT	ONT	Summe Transformatorleistung	Anteil RONT
<b>Land</b>	85 MVA	2 MVA	87 MVA	98 %
<b>Dorf</b>	99 MVA	91 MVA	190 MVA	52 %
<b>Vorstadt</b>	0 MVA	22 MVA	22 MVA	0 %
<b>Stadt</b>	-	0 MVA	0 MVA	0 %
<b>Gesamt</b>	<b>184 MVA</b>	<b>115 MVA</b>	<b>299 MVA</b>	<b>62 %</b>

In der ersten Sensitivitätsanalyse bewirken die betrachteten zwei Pumpspeicherkraftwerke, welche der HS-Ebene zugeordnet sind, einen Anstieg der installierten PV-Leistung aufgrund der Speicherverluste. Hieraus ändert sich der Transformatorausbau der regelbaren sowie konventionellen Ortsnetztransformatoren leicht im Vergleich zum systemoptimierten Szenario (vgl. Tabelle 88).

Die zweite Sensitivitätsanalyse hat einen weitaus größeren Effekt sowohl auf die Anzahl der zugebauten regelbaren als auch auf die der zugebauten konventionellen Ortsnetztransformatoren in der Niederspannung (vgl. Tabelle 88). Dies ist damit zu begründen, dass Abregelung in der Lage ist, die PV-Erzeugungsspitze stark abzusenken. So kann der Ausbau von konventionellen Ortsnetztransformatoren, der auf Überlastungen zurückzuführen ist, minimiert werden. Ebenso lässt sich der Ausbau von regelbaren Ortsnetztransformatoren aufgrund von Spannungsproblemen reduzieren.

**Tabelle 88: Verhältnis zwischen zugebauten RONT und ONT in der Niederspannungsebene in Rheinland-Pfalz für das Jahr 2030 im Szenario Systemoptimierung und in ihren Sensitivitätsanalysen. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)**

	Systemoptimiertes Szenario			Sensitivitätsanalyse PSW			Sensitivitätsanalyse Abregelung		
	RONT	ONT	Anteil RONT	RONT	ONT	RONT	RONT	ONT	Anteil RONT
<b>Land</b>	393 MVA	67 MVA	85 %	397 MVA	70 MVA	85 %	196 MVA	15 MVA	93 %
<b>Dorf</b>	724 MVA	632 MVA	53 %	738 MVA	627 MVA	54 %	285 MVA	293 MVA	49 %
<b>Vorstadt</b>	14 MVA	730 MVA	2 %	15 MVA	761 MVA	2 %	0 MVA	156 MVA	0 %
<b>Stadt</b>	-	79 MVA	0 %	-	79 MVA	0 %	-	79 MVA	0 %
<b>Gesamt</b>	<b>1.131 MVA</b>	<b>1.508 MVA</b>	<b>43 %</b>	<b>1.150 MVA</b>	<b>1.537 MVA</b>	<b>43 %</b>	<b>481 MVA</b>	<b>543 MVA</b>	<b>47 %</b>

#### 14.2.4 NS-Ebene: Resultate

Der Transformatorausbau im systemoptimierten Szenario kann im Vergleich zum Referenzszenario zwar insgesamt um 389 MVA gesenkt werden, jedoch ist auffällig, dass im ländlichen Gebiet eine Erhöhung der Transformatorkapazität stattfindet. Dies ist darauf zurückzuführen, dass in den ländlichen Stromnetzen verhältnismäßig häufiger Spannungsprobleme auftreten als in den übrigen Netztypen. Diese Spannungsprobleme können vorwiegend mit Hilfe von regelbaren Ortsnetztransformatoren beseitigt werden. Folglich steigt der erforderliche Transformatorausbau in diesem Netzgebiet. In allen anderen Netzgebieten sind im Gegensatz dazu Einsparungen im Transformatorausbau zu verzeichnen.

**Tabelle 89: Erforderlicher Transformatorausbau der MS/NS-Ebene in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario Systemoptimierung in MVA. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)**

Netztyp	Bestand 2012	Ermittelter Ausbau 2012 bis 2017	Ermittelter Ausbau 2017 bis 2030	Ermittelter Ausbau insgesamt bis 2030	Ausbau bezogen auf Summe 2012	Vergleich Referenz-Szenario (Delta)
<b>Land</b>	588 MVA	87 MVA	373 MVA	460 MVA	+6,1 %	+172 MVA
<b>Dorf</b>	1.858 MVA	190 MVA	1.166 MVA	1.356 MVA	+18,0 %	-237 MVA
<b>Vorstadt</b>	3.615 MVA	22 MVA	722 MVA	744 MVA	+9,9 %	-324 MVA
<b>Stadt</b>	1.456 MVA	- MVA	79 MVA	79 MVA	+1,1 %	+0 MVA
<b>Summe</b>	<b>7.517 MVA</b>	<b>299 MVA</b>	<b>2.340 MVA</b>	<b>2.639 MVA</b>	<b>+35,1 %</b>	<b>-389 MVA</b>

Der Einsatz der Pumpspeicherkraftwerke in der ersten Sensitivitätsanalyse hat keine signifikanten Auswirkungen auf die Niederspannungsebene. Im Vergleich zum systemoptimierten Szenario ist ein leichter Anstieg des erforderlichen Transformatorausbaus von 48 MVA zu verzeichnen, was mit der erhöhten installierten PV-Leistung zu begründen ist (vgl. Tabelle 90). Im Gegensatz dazu bewirkt die zweite Sensitivitätsanalyse mehr als eine Halbierung des erforderlichen Transformatorausbaus im Vergleich zu den anderen beiden Varianten (vgl. Tabelle 90). Das zusätzliche Instrument der Abregelung erweist sich als wirkungsvoll, da durch die Absenkung der PV-Erzeugungsspitze Spannungsprobleme im Netz reduziert und dadurch der entsprechende Ausbau der Transformatoren eingespart werden können.

**Tabelle 90: Erforderlicher Transformatorausbau der MS/NS-Ebene in Rheinland-Pfalz bis 2030 im Szenario Systemoptimierung und in ihren Sensitivitätsanalysen in MVA. Quelle: Eigene Berechnungen (Energy-nautics GmbH)**

Netztyp	Ermittelter Ausbau insgesamt bis 2030		
	Systemoptimiertes Szenario	Sensitivitätsanalyse PSW	Sensitivitätsanalyse Abregelung
Land	460 MVA	467 MVA	211 MVA
Dorf	1.356 MVA	1.365 MVA	578 MVA
Vorstadt	744 MVA	776 MVA	156 MVA
Stadt	79 MVA	79 MVA	79 MVA
<b>Summe</b>	<b>2.639 MVA</b>	<b>2.687 MVA</b>	<b>1.024 MVA</b>

Analog zum Szenario „intelligenter Netzausbau“ (vgl. Kapitel 9.2.4) beeinflussen die regelbaren Ortsnetztransformatoren maßgeblich die Reduktion des Leitungsausbaus. Zudem kann ein weiterer Teil des Leitungsausbaus eingespart werden, da die DSM-Technologien sowie PV-Batterien in der Lage sind, die maximale PV-Erzeugungsspitze im Vergleich zum Referenzszenario weiter abzusenken.<sup>70</sup> Die Ergebnisse sind Tabelle 91 zu entnehmen. Insgesamt können rund 3.800 Stromkreiskilometer eingespart werden (bezogen auf das Referenzszenario). Rund drei Viertel der Einsparungen erfolgen im dörflichen Gebiet, wo ein Großteil der regelbaren Ortsnetztransformatoren zum Einsatz kommt.

<sup>70</sup> Gemäß der Vorgehensweise in der NS-Ebene wird der erforderliche Netzausbau maßgeblich durch die maximale PV-Erzeugungsspitze generiert.

Tabelle 91: Erforderlicher Leitungsausbau der Niederspannungsebene in Rheinland-Pfalz bis 2017 und 2030 im Szenario Systemoptimierung in Stromkreiskilometern. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)

Netztyp	Bestand 2012	Ermittelter Ausbau 2012 bis 2017	Ermittelter Ausbau 2017 bis 2030	Ermittelter Ausbau insgesamt bis 2030	Ausbau bezogen auf Summe 2012	Vergleich Referenz-Szenario (Delta)
Land	3.603 km	11 km	155 km	166 km	+0,4 %	-1.038 km
Dorf	16.726 km	5 km	360 km	365 km	+0,9 %	-2.719 km
Vorstadt	22.140 km	0 km	0 km	0 km	+0 %	-68 km
Stadt	nicht ermittelt	0 km	0 km	0 km	+0 %	+0 km
<b>Summe</b>	<b>42.469 km</b>	<b>16 km</b>	<b>515 km</b>	<b>531 km</b>	<b>+1,3 %</b>	<b>-3.817 km</b>

Die Ergebnisse der beiden Sensitivitätsanalysen für das Jahr 2030 sind in Tabelle 92 dargestellt. Wie auch für den Transformatorausbau festgestellt, hat der zusätzliche Einsatz der beiden Pumpspeicherkraftwerke lediglich geringfügige Auswirkungen auf die NS-Ebene. So ist nur ein leichter Anstieg von 8 Stromkreiskilometern im Vergleich zum systemoptimierten Szenario zu verzeichnen. Die Auswirkungen der zusätzlichen Abregelung in der zweiten Sensitivitätsanalyse sind weitaus größer. Hier reduziert sich der erforderliche Leitungsausbau bis zum Jahr 2030 auf knapp 400 Stromkreiskilometer, was erneut auf die stärker abgesenkte PV-Erzeugungsspitze zurückzuführen ist.

Tabelle 92: Erforderlicher Leitungsausbau der Niederspannungsebene in Rheinland-Pfalz bis 2030 im Szenario Systemoptimierung und in ihren Sensitivitätsanalysen in Stromkreiskilometern. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)

Netztyp	Ermittelter Ausbau insgesamt bis 2030		
	Systemoptimiertes Szenario	Sensitivitätsanalyse PSW	Sensitivitätsanalyse Abregelung
Land	166 km	171 km	87 km
Dorf	365 km	368 km	311 km
Vorstadt	0 km	0 km	0 km
Stadt	0 km	0 km	0 km
<b>Summe</b>	<b>531 km</b>	<b>539 km</b>	<b>398 km</b>

### 14.3 ZUSAMMENFASSUNG SYSTEMOPTIMIERTES SZENARIO UND SENSITIVITÄTSANALYSE

Mit Hilfe der gezielt ausgewählten und eingesetzten Technologien im systemoptimierten Szenario und dessen Varianten lässt sich der für die Realisierung der 100%-EE-Strategie bis 2030 benötigte Netzausbau auf ein Minimum reduzieren. Wie in Abbildung 70 zu erkennen ist, liegt der ermittelte Leitungsausbau in allen Spannungsebenen sehr deutlich unter dem Ergebnis, das im Referenzszenario mit einer konventionellen Netzausbaustrategie erreicht wurde. Dennoch wird weiterhin für die meisten Spannungsebenen ein Verstärkungsbedarf ausgewiesen.

Im Vergleich der Systemoptimierung zeigt sich, dass die Variante mit Berücksichtigung beschränkter Abregelungsmaßnahmen den geringsten ermittelten Leitungsausbau aufweist. In der Variante mit weiteren Pumpspeicherkraftwerken kann dagegen keine Reduktion des Leitungsaubaus gegenüber dem systemoptimierten Szenario erreicht werden.

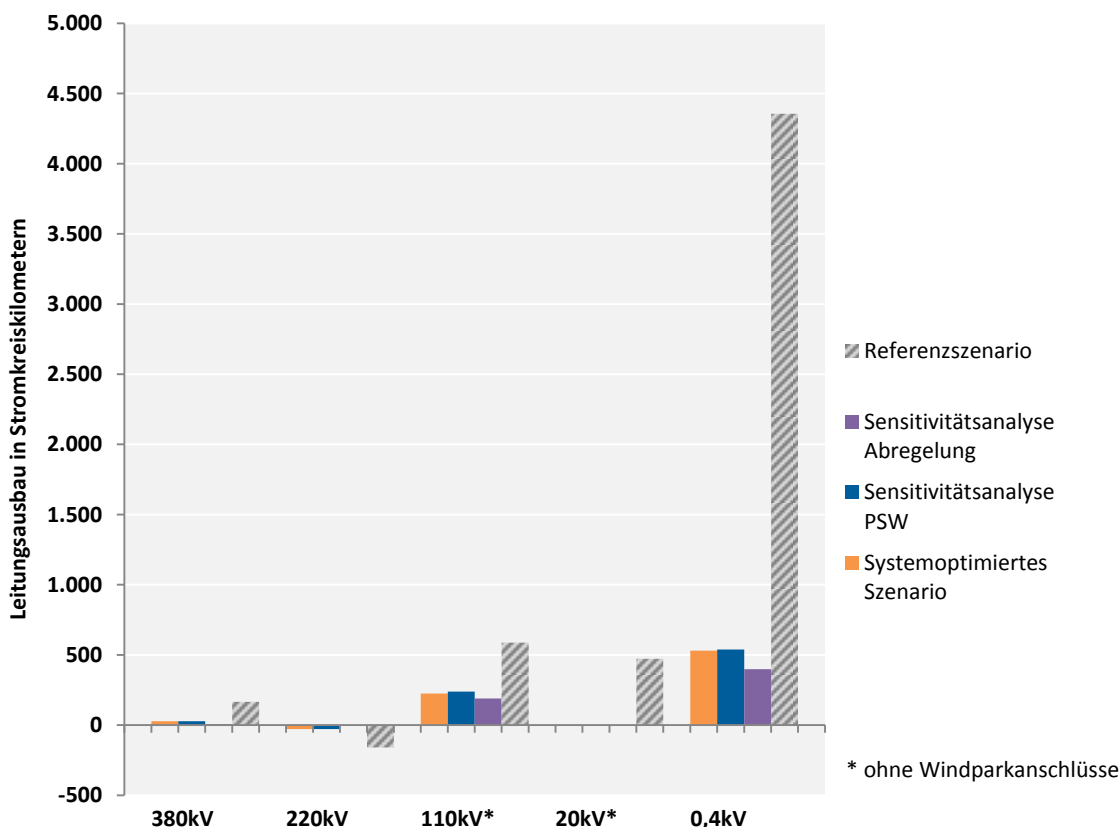


Abbildung 70: Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Leitungsausbau aller Spannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis 2030 im Szenario Systemoptimierung und in ihren Sensitivitätsanalysen in Stromkreiskilometern. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)

Im Gegensatz zum Leitungsausbau führt der ausgewählte Technologieeinsatz beim Transformatorausbau zu wesentlich geringeren Änderungen gegenüber der konventionellen Netzausbaustrategie (Referenzszenario). Der Transformatorausbau der Umspannebenen ist in Abbildung 71 dargestellt. Der größte Transformatorausbau fällt in allen Szenarien in der 110/20-kV-Umspannebene an. Dieser wird benötigt, um die Einspeisung

der bis 2030 angestrebten Anschlussleistung aus Windenergieanlagen aufnehmen zu können. Das systemoptimierte Szenario erreicht hier nur eine geringe Einsparung gegenüber dem Referenzszenario. Die Variante mit Pumpspeicherkraftwerken führt gar zu einem höheren Ausbau, weil die Speicherverluste mittels zusätzlich installierter EE-Leistung ausgeglichen werden.

Im Bereich der Ortsnetztransformatoren (20/0,4 kV) zeigen die Ergebnisse, dass durch Abregelungsmaßnahmen bzw. Begrenzung der Einspeiseleistung aus PV-Anlagen auch beim Transformatorausbau erhebliches Potenzial zur Ausbauvermeidung besteht.

Die Umspannebenen zur Anbindung an das Höchstspannungsnetz weisen verhältnismäßig geringe Änderungen zwischen den Szenarien auf. Der Aus- und Umbaubedarf in den Umspannstationen entsteht hier eher durch Anhebung der Spannung einzelner Leitungen von 220 kV auf 380 kV als durch belastungsbedingten Ausbau. Dadurch sind die Ergebnisse im Kontext der Technologieauswahl weniger aussagekräftig.

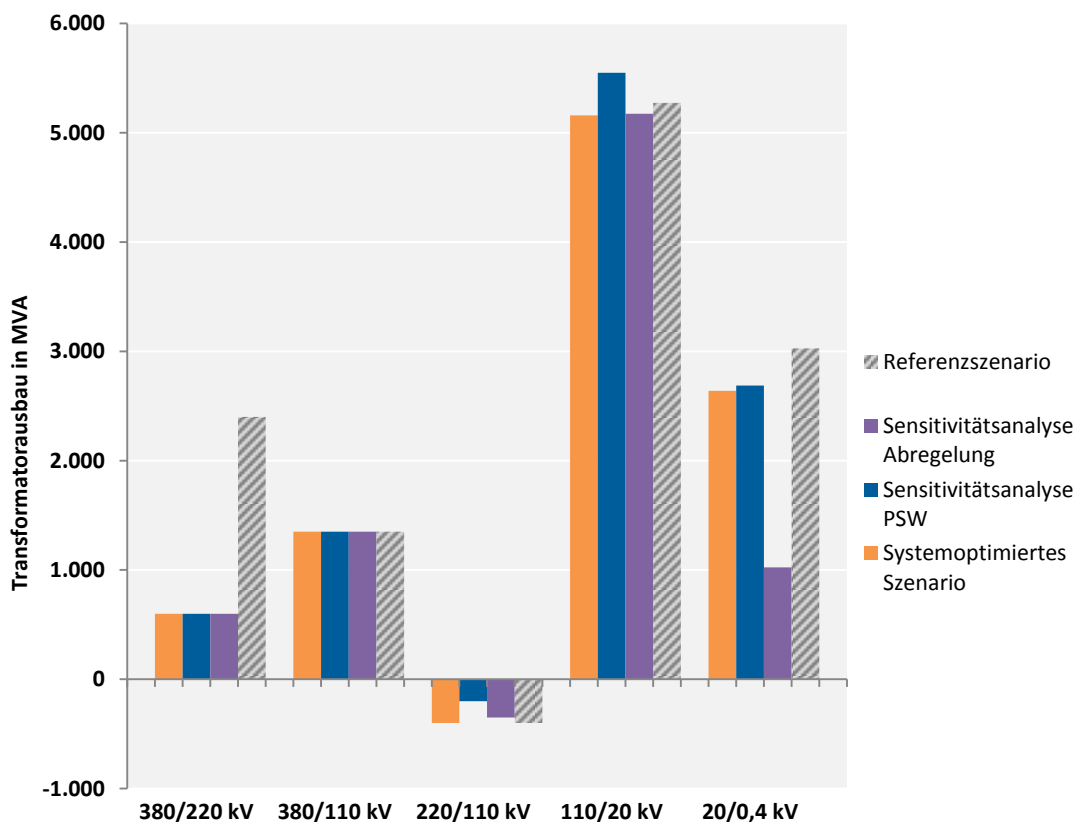


Abbildung 71: Über die Planungen der Netzbetreiber hinaus erforderlicher Transformatorausbau aller Spannungsebenen in Rheinland-Pfalz bis 2030 im Szenario Systemoptimierung und in ihren Sensitivitätsanalysen in MVA. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)

Die Kosten für den über die Planungen der Netzbetreiber hinaus ermittelten Netzausbau in Rheinland-Pfalz im systemoptimierten Szenario sind in Tabelle 93 angegeben. Zusatzkosten für im Vergleich zum Referenzszenario höhere installierte Leistungen oder Kosten für Speicheranlagen und Erschließung von Flexibilitätspotenzialen wie DSM sind nicht in den aufgeführten Kosten enthalten. Zusätzlich zu den Kosten des oben beschriebenen Netzausbaus sind die nach Abschnitt 4.4.1 berechneten Leitungskosten für Windparkanschlüsse enthalten.



**Tabelle 93: Über geplante Maßnahmen der Netzbetreiber hinaus ermittelte Netzausbaukosten in Rheinland-Pfalz im Szenario Systemoptimierung 2017 und 2030 in Mio. €. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynavics GmbH)**

Kosten	2012 bis 2017	2017 bis 2030	insgesamt bis 2030	Vergleich Referenzszenario (Delta)
<b>HöS-Leitungen</b>	-	21,2 Mio. €	21,2 Mio. €	-95,0 Mio. €
<b>HöS/HS Umspannung</b>	-	41,9 Mio. €	41,9 Mio. €	-38,7 Mio. €
<b>HS-Leitungen (Summe)</b>	16,8 Mio. €	59,2 Mio. €	76,0 Mio. €	-262,4 Mio. €
Ausbau bestehender Verbindungen	3,4 Mio. €	14,2 Mio. €	17,6 Mio. €	-263,1 Mio. €
Windparkanschlüsse	13,4 Mio. €	45,0 Mio. €	58,4 Mio. €	+0,7 Mio. €
<b>HS/MS Umspannung (Summe)</b>	157,6 Mio. €	358,3 Mio. €	515,9 Mio. €	-11,5 Mio. €
Ausbau Bestand	-	-	-	+0 Mio. €
Windparkanschlüsse	157,6 Mio. €	358,3 Mio. €	515,9 Mio. €	-11,5 Mio. €
<b>MS-Leitungen (Summe)</b>	24,5 Mio. €	82,2 Mio. €	106,6 Mio. €	-55,2 Mio. €
Ausbau bestehender Verbindungen	-	-	-	-56,5 Mio. €
Windparkanschlüsse	24,5 Mio. €	82,2 Mio. €	106,6 Mio. €	+1,3 Mio. €
<b>MS/NS Umspannung</b>	28,6 Mio. €	203,1 Mio. €	231,7 Mio. €	+20,2 Mio. €
<b>NS-Leitungen</b>	1,3 Mio. €	41,2 Mio. €	42,5 Mio. €	-307,0 Mio. €
<b>SUMME</b>	<b>228,8 Mio. €</b>	<b>807,1 Mio. €</b>	<b>1.035,8 Mio. €</b>	<b>-749,6 Mio. €</b>

Im Vergleich zum Referenzszenario können die Kosten für den Leitungs- und Transformatorausbau bis 2030 in Rheinland-Pfalz um etwa 750 Millionen Euro reduziert werden. Diese Einsparung liegt über dem bereits im Szenario „Intelligenter Netzausbau“ ermittelten Einsparpotenzial, so dass durch die geänderte Technologieauswahl im systemoptimierten Szenario eine weitere Kostenreduktion erreicht werden konnte.

Tabelle 94 zeigt das Ergebnis des systemoptimierten Szenarios für 2030 in Vergleich der Sensitivitätsanalyse: Während die Variante mit den Pumpspeicherkraftwerken zwar die Flexibilität zum Ausgleich von Schwankungen der Last und Einspeisung erhöht, weist sie jedoch wegen der höheren installierten Leistung auch höhere Netzausbaukosten auf. Die Variante mit Abregelung führt nur zu einem geringeren Zubau installierter Leistung und kann dabei noch weiter deutlich zur Reduktion der Netzausbaukosten beitragen.

**Tabelle 94: Über geplante Maßnahmen der Netzbetreiber hinaus ermittelte Netzausbaukosten in Rheinland-Pfalz im Szenario Systemoptimierung und in ihren Sensitivitätsanalysen bis 2030 in Mio. €. Quelle: Eigene Berechnungen (Energynautics GmbH)**

Kosten	insgesamt bis 2030		
	Systemoptimiertes Szenario	Sensitivitätsanalyse PSW	Sensitivitätsanalyse Abregelung
<b>HöS-Leitungen</b>	21,2 Mio. €	21,2 Mio. €	4,3 Mio. €
<b>HöS/HS Umspannung</b>	41,9 Mio. €	46,2 Mio. €	46,2 Mio. €
<b>HS-Leitungen (Summe)</b>	76,0 Mio. €	78,1 Mio. €	73,3 Mio. €
Ausbau bestehender Verbindungen	17,6 Mio. €	18,6 Mio. €	14,8 Mio. €
Windparkanschlüsse	58,4 Mio. €	59,5 Mio. €	58,5 Mio. €
<b>HS/MS Umspannung (Summe)</b>	515,9 Mio. €	554,9 Mio. €	517,4 Mio. €
Ausbau Bestand	-	-	-
Windparkanschlüsse	515,9 Mio. €	554,9 Mio. €	517,4 Mio. €
<b>MS-Leitungen (Summe)</b>	106,6 Mio. €	108,6 Mio. €	106,8 Mio. €
Ausbau bestehender Verbindungen	-	-	-
Windparkanschlüsse	106,6 Mio. €	108,6 Mio. €	106,8 Mio. €
<b>MS/NS Umspannung</b>	231,7 Mio. €	235,9 Mio. €	91,7 Mio. €
<b>NS-Leitungen</b>	42,5 Mio. €	43,1 Mio. €	31,9 Mio. €
<b>SUMME</b>	<b>1.035,8 Mio. €</b>	<b>1.088,0 Mio. €</b>	<b>871,6 Mio. €</b>

Die Ergebnisse des systemoptimierten Szenarios und der Sensitivitätsanalyse bestätigen damit die Technologieauswahl im gegebenen Umfang und Betrieb als geeignetes Mittel zur Reduktion der Netzausbaukosten. Abregelung sollte bei der Auswahl der Maßnahmen nicht außer Acht gelassen werden – vor allem im Bereich der Niederspannung ergeben sich hier nennenswerte Einsparpotenziale.

#### 14.4 VERGLEICH UND ABSCHLIESSENDE BEWERTUNG

Im Vergleich zum als Basis der Optimierung verwendeten Szenario „Intelligenter Netzausbau“ zeigen die Ergebnisse des systemoptimierten Szenarios und der Sensitivitätsanalyse in allen drei Fällen eine Reduktion der Netzausbaukosten (Abbildung 72), die auf den Einsatz von Lastmanagement und Batterien an PV-Anlagen zurückzuführen sind. Während in der Sensitivitätsanalyse die zusätzlichen Pumpspeicherkraftwerke nicht zur Netzausbauvermeidung beitragen können, gelingt bei Berücksichtigung von Abregelung eine weitere Kostenreduktion. Die Netzausbaukosten dieser Variante liegen noch unterhalb der Netzausbaukosten des Szenarios „Intelligenter EE-Ausbau“ (nicht in der Abbildung enthalten).

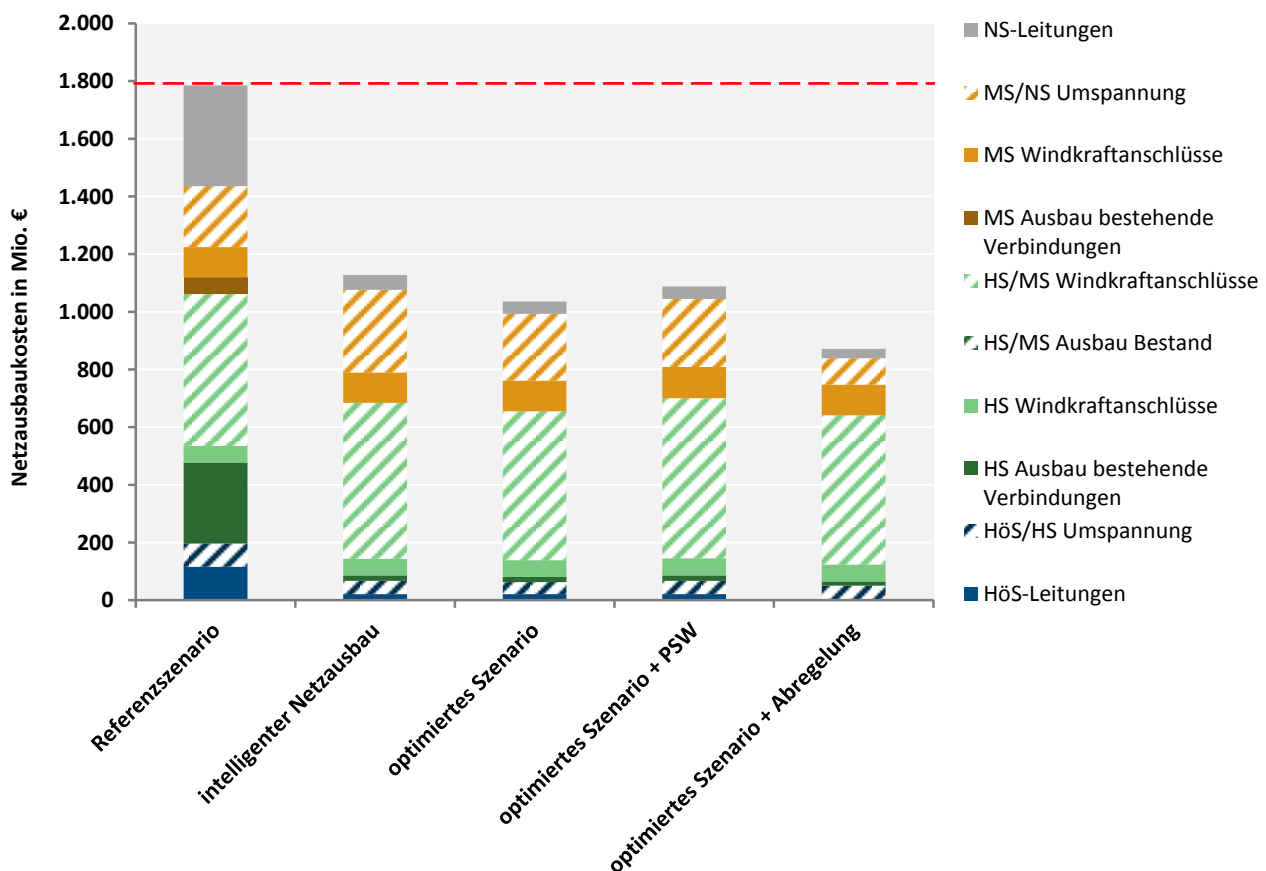


Abbildung 72: Vergleich der in der Systemoptimierung und Sensitivitätsanalyse über die Planungen der Netzbetreiber hinaus ermittelten Netzausbaukosten bis 2030 in Rheinland-Pfalz. Quelle: Eigene Darstellung (Energynautics GmbH)

Wie bereits in Abschnitt 13.3 dargestellt wurde, stellen die Netzausbaukosten nur einen relativ geringen Anteil der gesamten Systemkosten dar. Die zusätzliche Berücksichtigung weiterer Kostenbestandteile (insbesondere der Kosten zur Errichtung der installierten Leistung von Wind und PV) verschiebt die Rangfolge der Szenarien und damit der optimalen Technologieauswahl. Abbildung 73 zeigt die erweiterten Systemkosten der Systemoptimierung und Sensitivitätsanalyse. Zum Vergleich ist wieder das Ergebnis des Einzelszenarios „Intelligenter Netzausbau“ mit enthalten.

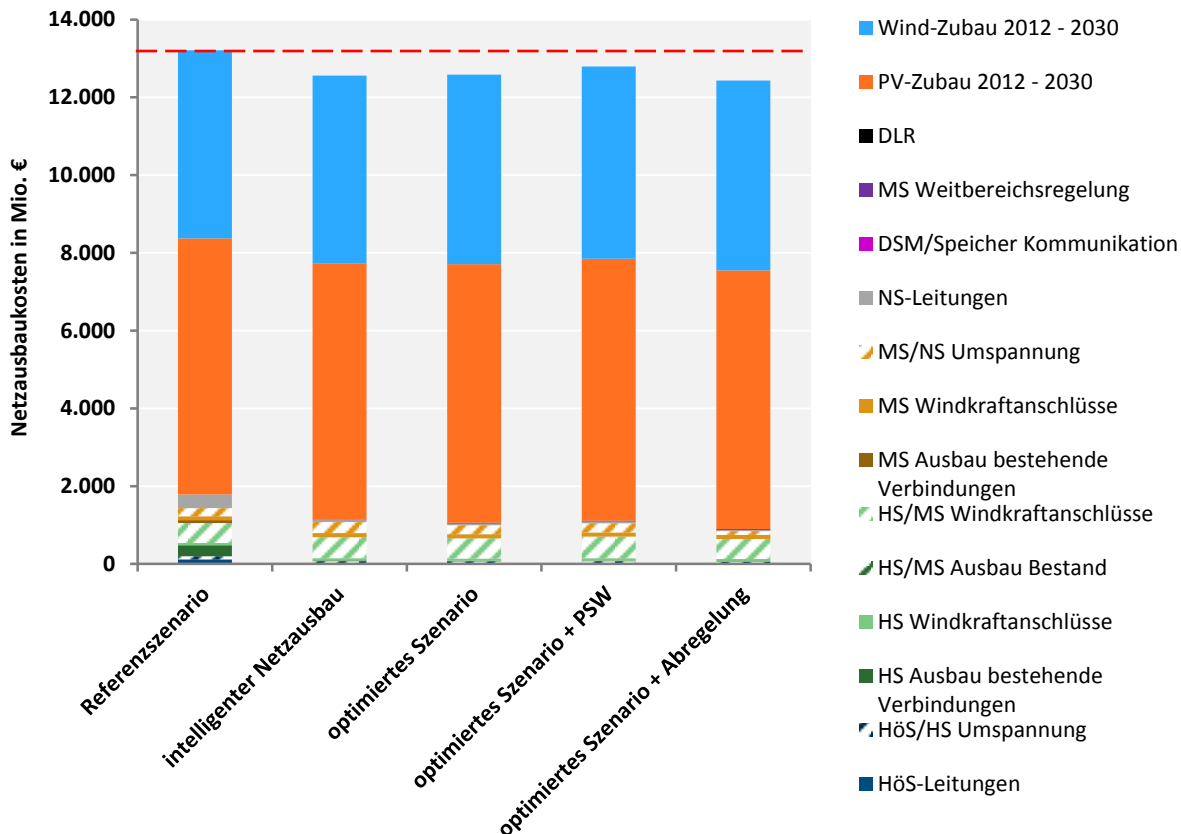


Abbildung 73: Kostenvergleich der Systemoptimierung und Sensitivitätsanalyse in Rheinland-Pfalz bis 2030 unter Berücksichtigung weiterer Kosten über die Netzausbaukosten hinaus. Quelle: Eigene Darstellung (Energynautics GmbH)

In dieser Betrachtung erzielt lediglich das optimierte Szenario mit Abregelung eine Verbesserung gegenüber dem Szenario „Intelligenter Netzausbau“. Das bedeutet, dass selbst beim Einsatz von Speichertechnologien mit ausschließlich relativ hohem Wirkungsgrad (PV-Batterien) die entstehenden Verluste durch weitere installierte Leistung ausgeglichen werden müssen, deren Kostenumfang die beim Netzausbau erzielbaren Einsparungen zunichte macht. Dabei muss berücksichtigt werden, dass auch in dieser Betrachtung die Kosten für die Speicher selbst noch ausgeklammert sind.

Diese Ergebnisse bestätigen die vorläufigen Bewertungen aus Abschnitt 13.5. Eine Kostenreduktion des Netzausbaus durch Speicher ist zwar möglich, nach Berücksichtigung der Kosten der Erzeugungsanlagen konnte jedoch in keiner der untersuchten Varianten des Speichereinsatzes noch ein Kostenvorteil festgestellt werden. Dies hängt mit der lokalen Betrachtung des Netzausbaus in Rheinland-Pfalz zusammen. Im überregionalen Zusammenhang unter Berücksichtigung des Ausgleichsbedarfs von Schwankungen der Last und der Einspeisung aus Windenergie und PV spielen Speicher aber durchaus eine Rolle (vgl. Teil B, Kapitel 17.3).

Ebenfalls bestätigt die Sensitivitätsanalyse den potenziellen Nutzen einer begrenzten Form von Abregelung sowohl bei der Reduktion der Netzausbaukosten als auch in der gesamtwirtschaftlichen Betrachtung.

## 15. SMART GRID ROADMAP RHEINLAND-PFALZ

---

Die traditionelle zentrale Energieerzeugung mit geringer Kommunikation sowie Interaktion vornehmlich in den Verteilnetzen wandelt sich fortschreitend in eine dezentrale Energieerzeugungsstruktur mit bilateraler Kommunikation und Interaktion zwischen Erzeugern und Verbrauchern in der Verteilnetzebene. Zunehmend muss sich der Verbrauch der Erzeugung anpassen und EE-Fluktuationen ausgeglichen werden. Insbesondere in diesem Zusammenhang stellt die Schaffung von ausreichender Flexibilität zur Deckung des Strombedarfs eine wesentliche Herausforderung dar. Der Kerngedanke eines Smart Grids besteht in der „Gewährleistung von Stabilität und Effizienz durch die Flexibilität der Netze sowie der Netznutzer“ [56, p. 4]. Im engeren Sinne wird in der Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz Smart Grid als eine Flexibilitätsoption verstanden, die zur Erfüllung einer Stromversorgung aus bilanziell 100 % EE in Rheinland-Pfalz beitragen kann.

Im Rahmen der Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz wird so die Option Smart Grid bezüglich ihres Einflusses auf den Netzausbau und die Flexibilitätsbereitstellung untersucht und eine Roadmap diesbezüglich für Rheinland-Pfalz erstellt. Wie verschiedene existierende Definitionen zeigen, umfasst der Begriff Smart Grid weitaus mehr Funktionen, daher ist es zunächst erforderlich, eine klare Abgrenzung der Begrifflichkeit „Smart Grid“ für die vorliegende Roadmap zu erarbeiten. Im Anschluss werden maßgebliche Smart Grid-Elemente, die Teile der Roadmap bilden, identifiziert und definiert. In einer Nutzwertanalyse wird der Nutzen des wichtigen Smart Grid-Elements – Speicher – bestimmt. Abschließend wird auf Basis der bisher gewonnenen Erkenntnisse eine potenzielle Roadmap für Rheinland-Pfalz aufgestellt.

### 15.1 DEFINITION

Für Smart Grids ist gegenwärtig keine einheitliche Definition existent. Stattdessen ist eine Vielzahl von unterschiedlichen Definitionen im Umlauf. Aufgrund dessen wurde im Rahmen der Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz Wert darauf gelegt, eine eigene Begrifflichkeit festzulegen, die exakt das Verständnis von Smart Grids widerspiegelt, die den Berechnungen zu Grunde gelegt wurde. Insbesondere wird hier Smart Grids als ein Instrument verstanden, welches das Ziel einer Stromversorgung aus bilanziell 100 % EE in Rheinland-Pfalz durch die Bereitstellung und Koordination von Flexibilität unterstützt.

Im Folgenden werden einige existierende Definitionen wiedergegeben, um schließlich die eigene Definition darzulegen.

#### 15.1.1 Existierende Definitionen

Das Verständnis eines Smart Grids ist umfangreich. So reicht es von der ausschließlichen Betrachtung als Stromnetz bis hin zu einem gesamten Netzsystem. Die EU definiert Smart Grid als „ein elektrisches Netzwerk das die Aktionen aller angeschlossenen Nutzer

– Erzeuger, Verbraucher, Speicher – intelligent koordiniert um Effizienz in der nachhaltigen, ökologischen, wirtschaftlichen und zuverlässigen Stromversorgung zu gewährleisten<sup>71</sup>. Hier reicht der Begriff „Smart Grid“ also über das Verständnis eines reinen Stromnetzes hinaus. Im Gegensatz dazu unterscheidet die BNetzA in ihrem Eckpunktepapier [57, p. 11;12] bewusst zwischen Smart Grid – dem physikalischen Stromnetz – und Smart Market – der Marktseite. So heißt es: „Das konventionelle Elektrizitätsnetz wird zu einem Smart Grid, wenn es durch Kommunikations-, Mess-, Steuer-, Regel- und Automatisierungstechnik sowie IT-Komponenten aufgerüstet wird. Im Ergebnis bedeutet „smart“, dass Netzzustände in „Echtzeit“ erfasst werden können und Möglichkeiten zur Steuerung und Regelung der Netze bestehen, so dass die bestehende Netzkapazität tatsächlich voll genutzt werden kann. [...] Die Abgrenzung Smart Grid/Smart Market beruht hauptsächlich auf der Frage, ob es sich um Energiemengen oder -flüsse (Marktsphäre) oder Kapazitäten (Netzsphäre) handelt.“ [57, p. 11;12] Hier erfolgt konkret eine Trennung zwischen Netz und Markt. Smart Grid alleine stellt das Stromnetz dar, welches durch den Einsatz von informations- und regeltechnischen Erweiterungen „intelligent“ wird. Die Intelligenz zeichnet sich vor allem durch die Erfassung der Netzzustände in Echtzeit sowie der Netzsteuerung aus. Die Definition eines Smart Grid im dritten Verbraucherschutzbericht Rheinland-Pfalz 2010/2011 orientiert sich an der Definition der EU: „Intelligente Netze bewirken [...], dass die Erzeugung und Verteilung von Strom bedarfsgerecht gesteuert wird und Netzüberlastungen vermieden werden. Ein Smart Grid vernetzt sämtliche Akteure auf dem Strommarkt und steuert das Zusammenwirken von Erzeugung, Speicherung, Netzmanagement und Endverbrauch. [58, p. 46]“ Smart Grid wird hier als System verstanden.

Neben diesen beispielhaft dargelegten Definitionen sind weitere Abgrenzungen des Begriffs Smart Grid verfügbar. Die Fülle der diversen Definitionen macht die Notwendigkeit einer eigenständigen Definition im Rahmen dieser Verteilnetzstudie deutlich.

### 15.1.2 Eigene Definition

Die Entwicklung eines Smart Grids erfolgt evolutionär, d.h. es handelt sich um eine allmähliche Fortentwicklung ohne festgelegtes Endstadium. So können in einem stetigen dynamischen Modernisierungsprozess die bestehenden Verteilnetze mit neuen sowie bestehenden Technologien aufgerüstet (z.B. DLR u.a. in Kapitel 9), weitere Marktakteure integriert (z.B. Speicher u.a. in Kapitel 10), neue Rahmenbedingungen generiert (Teil C, Kapitel 18.3) sowie unterschiedliche Netze (Gas-, Wärme-, Stromnetz) miteinander gekoppelt (z.B. Power-to-Gas u.a. in Kapitel 10) werden. Dabei ist die wesentliche Aufgabe eines Smart Grids, die sich im Rahmen der vorliegenden Verteilnetzstudie

<sup>71</sup> Im Original: “A Smart Grid is an electricity network that can intelligently integrate the actions of all users connected to it - generators, consumers and those that do both - in order to efficiently deliver sustainable, economic and secure electricity supplies.” aus <http://www.smartgrids.eu/ETPSmartGrids>.

Rheinland-Pfalz ableiten lässt, die Schaffung von Flexibilität um die Stromnachfrage und das Stromangebot in Rheinland-Pfalz besser in Einklang zu bringen.

Die Definition eines Smart Grids erfasst also für die vorliegende Verteilnetzstudie mehr als das physikalische Stromverteilnetz; vielmehr stellt Smart Grid eine Flexibilitätsoption dar, die zur Erfüllung einer Stromversorgung aus bilanziell 100 % EE in Rheinland-Pfalz maßgeblich beitragen kann. Unter der Ausgangslage einer steigenden Anzahl von dezentralen, fluktuierenden Erzeugern im rheinland-pfälzischen Verteilnetz wird Smart Grids in der Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz wie folgt definiert:

- Ein Smart Grid kann den Betrieb eines Stromverteilnetzes mit hohem Anteil EE unterstützen, in dem es Flexibilitätsoptionen ermöglicht. Durch eine flexiblere Gestaltung des Netzbetriebs werden Voraussetzungen für eine effizientere Dimensionierung, Steuerung und Nutzung des Stromnetzes (VN) geschaffen. *[Flexibilisierungsphase]*
- Mit Hilfe eines Smart Grid werden die Aktionen aller angeschlossenen Nutzer – Erzeuger, Verbraucher und solche, die beides können – unter Beachtung der rechtlichen Rahmenbedingungen intelligent integriert und koordiniert, um effizient eine nachhaltige, ökologische, ökonomische, sichere und zuverlässige Stromversorgung zu gewährleisten. *[Integrationsphase]*<sup>72</sup>
- Ein Smart Grid stützt sich dabei auf eine Vielzahl von Systemwerkzeugen, zu denen insbesondere der Einsatz von IKT-Bausteinen zählt. Die Einbindung dieser Systemwerkzeuge sowie IKT<sup>73</sup>-Bausteine verleiht dem Netz die Flexibilisierung und lässt eine intelligente Integration der am Netz angeschlossenen Akteure zu.
- Durch die von einem Smart Grid ermöglichte Flexibilisierung sowie Integration intelligenter Akteure eröffnen sich neue Potenziale aus Marktsicht: neue (regionale) Marktplätze und Marktmodelle bilden die Grundlage. Die Option der Bereitstellung von Regelenergie durch EE wird erschlossen. *[Märkte]*
- Der Weg zur Fusion des Stromnetzes mit dem Gas-, Wärme- und Verkehrsnetz wird geebnet, wodurch sich sowohl aus technischer als auch ökonomischer Sicht neue Potenziale ergeben (z.B. Power-to-Gas, KWK-Anlagen). *[Fusion]*
- Die Gestaltungsmöglichkeiten, die sich dank eines Smart Grid ergeben, sind stets an ökonomische Rahmenbedingungen gebunden. Neben der technischen Durchführbarkeit sind durch die erforderliche Rentabilität Grenzen gesetzt, die bei der Entwicklung eines Smart Grid einzuhalten sind.

Basierend auf dieser Definition lässt sich die Entwicklung eines Smart Grids in vier potenziellen Ausbaustufen zusammenfassen:

.....

<sup>72</sup> In Anlehnung an die Definition der EU.

<sup>73</sup> Informations- und Kommunikationstechnik.

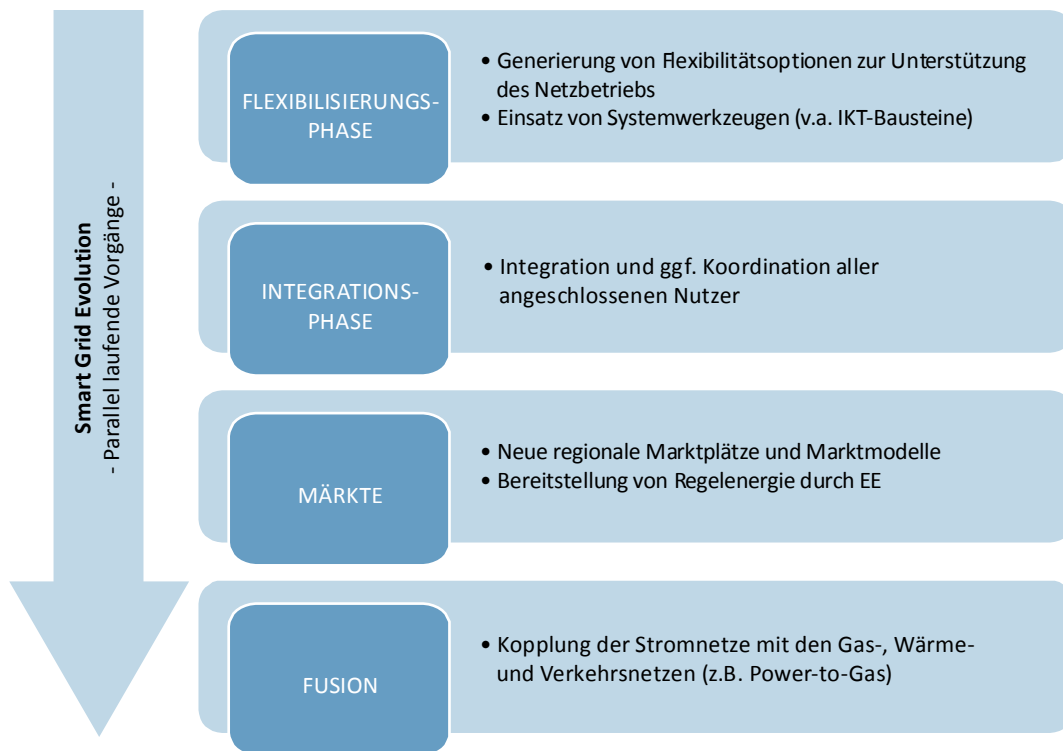


Abbildung 74: Vier potenzielle Ausbaustufen eines Smart Grids. Quelle: Eigene Darstellung (Energynautics GmbH)

Bei allen vier Ausbaustufen handelt es sich um parallel durchführbare Prozesse ohne klare Abgrenzungen zueinander. Dies unterstützt noch einmal den dynamischen Entwicklungscharakter eines Smart Grids.

## 15.2 SMART GRID-ELEMENTE

Ein Smart Grid besteht aus einer Fülle von unterschiedlichen Elementen, die kombiniert werden können und einen Beitrag bzgl. Flexibilitätsoptionen leisten. Aufgrund der evolutionären Entwicklung eines Smart Grids ist die Anzahl dieser Elemente nicht festgelegt sondern definiert sich stetig neu. Daher wird für die vorliegende Studie das Augenmerk auf sieben Kernelemente gelegt, die insbesondere zur Unterstützung des 100 % EE-Ziels in Rheinland-Pfalz dienlich sind.<sup>74</sup> Es handelt sich um folgende Smart Grid-Elemente, die näher zu erläutern sind:

- Speicher
- DSM
- Steuerung EE
- Smart Meter
- Smart Home

<sup>74</sup> Die sieben Kernelemente sind in enger Abstimmung mit dem Ministerium für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung (MWKEL) definiert worden.



- Prosumer
- Regionale Energiemarktplätze

### 15.2.1 Speicher (1)

„Speicher bieten prinzipiell die Chance, zeitweise Angebotsüberschüsse für eine spätere Nutzung bereitzustellen. [59]“ Die Untersuchung von Speichern erfolgte schwerpunktmäßig in den Kapiteln 10 und 11 basierend jeweils auf der Potenzialerhebung des Öko-Instituts (vgl. Teil B, Kapitel 17.1). Im Szenario „Smart Grids“ (vgl. Kapitel 12) wurden ebenso Speicher, vornehmlich im netzgeführten Betrieb, betrachtet und als Flexibilitätsoption zur Reduktion des Netzausbaus herangezogen. Untersucht wurden Pumpspeicherkraftwerke, PV-Batterien, Power-to-Gas sowie Power-to-Heat.

### 15.2.2 DSM (2)

DSM stellt eine weitere Flexibilitätsoption dar, bei der durch Beeinflussung der Verbraucherleistung eine Verringerung von Lastspitzen im Versorgungsnetz erzielt werden kann. In Kapitel 7 wurde DSM schwerpunktmäßig untersucht. Ebenso war DSM Teil des Szenarios Smart Grids in Kapitel 12. Die Potenzialerhebung für Rheinland-Pfalz wurde dabei seitens des Öko-Instituts zur Verfügung gestellt (vgl. Teil B, Kapitel 17.2).

### 15.2.3 Steuerung EE (3)

Die Steuerung der EE wurde maßgeblich in Kapitel 8 (Szenario intelligenter EE-Ausbau) durch das Instrument der Abregelung analysiert. Das auch als Einspeisemanagement bezeichnete Instrument beschreibt „die temporäre Reduzierung der Einspeiseleistung von Anlagen [u.a.] der Erneuerbaren Energien“ [60]. Für die Verteilnetzstudie wurde die Annahme getroffen, dass im Jahr 2030 durchschnittlich 5 % der potenziell eingespeisten Energiemenge aus Windenergie und PV in Rheinland-Pfalz abgeregelt werden darf. Dies gilt ausschließlich für Neuanlagen, die ab dem Jahr 2013 errichtet werden.

### 15.2.4 Smart Meter (4)

„Intelligente Messsysteme (Smart Meter) sind kommunikationsfähige Zähler, die Energieverbräuche messen und veranschaulichen sowie über weitere Funktionen ein Energiemanagement unter Einbindung von Energieverbrauchern und -erzeugern ermöglichen.“ [61] Datenschutz und Datensicherheit sind hierbei stets zu gewährleisten.

Durch den Einsatz von Smart Metern eröffnen sich Flexibilitätsoptionen, indem der Stromverbrauch transparent gemacht, die Verbrauchsdaten unter Beachtung der rechtlichen Rahmenbedingungen elektronisch übermittelt und Haushaltsgeräte ebenfalls unter Beachtung der rechtlichen Rahmenbedingungen automatisch gesteuert werden können. So können beispielsweise zu Zeiten von überschüssigem EE-Strom

Haushaltsgeräte (z.B. Waschmaschine) eingeschaltet werden, um den überschüssigen Strom aufzunehmen. Smart Meter können als Teil eines Smart Grids den EE-Ausbau unterstützen und Stromverbraucher aktiv beteiligen. Sie stellen jedoch keine zwingende Voraussetzung zur Schaffung eines Smart Grids dar.

Politisch wird der Einsatz der Smart Meter angetrieben. So hat die EU in ihrem dritten Binnenmarktpaket vom 25. Oktober 2012 [62] festgelegt:

„Richtlinien 2009/72/EG und 2009/73/EG verpflichten die Mitgliedstaaten, zu gewährleisten, dass intelligente Messsysteme eingeführt werden, durch die die aktive Beteiligung der Verbraucher am Strom- und Erdgasversorgungsmarkt unterstützt wird. Was den Strombereich betrifft, sind mindestens 80 % der Verbraucher bis 2020 mit intelligenten Verbrauchserfassungssystemen auszustatten, wenn die Einführung intelligenter Zähler als kostenwirksam angesehen wird.“

Ebenso ist die Einführung von Smart Metern in der EU-Richtlinie Energieeffizienz und Energiedienstleistungen (2006/32/EG) gefordert.

Bundesrechtlich wurde die EU-Richtlinie mit der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes (kurz EnWG) im Juli 2011 umgesetzt. So ist in § 21 c EnWG verbindlich vorgeschrieben, dass Smart Meter u.a. bei Letztverbrauchern mit einem Jahresverbrauch von über 6.000 kWh pro Jahr sowie bei größeren Anlagen zur EE-Stromerzeugung einzubauen sind.

#### **15.2.5 Smart Home (5)**

Als Smart Home (intelligentes/vernetztes Haus) werden Automatisierungs- und Kommunikationssysteme im Haushalt verstanden in Kombination mit vernetzbaren Haushaltsgeräten, welches sich steuern lassen [63, p. 10]. Mittels Smart Metern, welche in dieses System eingebunden werden können, eröffnet sich die Möglichkeit ausgesuchte Stromanwendungen im Haushalt zu geeigneten Zeitpunkten automatisch zu steuern.

#### **15.2.6 Prosumer (6)**

Eine weitere Flexibilitätsoption im Smart Grid können die sogenannten Prosumer schaffen. „Darunter wird der aktive Kunde verstanden, der sowohl Energie erzeugt und in das Netz einspeist (*Producer*), als auch konsumiert (*Consumer*)“ [64]. Es handelt sich folglich – wie bei den Speichern – sowohl um Verbraucher als auch Erzeuger.

#### **15.2.7 Regionale Energiemarktplätze (7)**

„Regionale Energiemarktplätze werden eingesetzt, um Industrie, Gewerbe und Privatkunden eine aktive Marktteilnahme zu ermöglichen und um Lastflexibilitäten sowie dezentrale Erzeugung durch neue Tarifsyste me aktiv in den Markt zu integrieren. [65, p. 117]“ Durch regionale Energiemarktplätze wird die Möglichkeit geschaffen, lokale

Netzengpässe durch Maßnahmen im selbigen regionalen Gebiet zu beheben. Eine Einsparung von Netzausbau könnte daraus resultieren. So kann beispielsweise ein lokaler Strombedarf mittels einer Stromerzeugung im selben Gebiet gedeckt werden, wodurch ein Stromtransfer über weite Strecken entfallen kann.

### 15.2.8 Weitere Elemente der Roadmap

Für die Erstellung der Smart Grid Roadmap werden neben den sieben dargelegten Kernelementen vier weitere Elemente betrachtet. Im Rahmen der Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz wurden insbesondere diverse Systemwerkzeuge – wie u.a. DLR oder regelbare Ortsnetztransformatoren in Kapitel 9 – im Hinblick auf deren Auswirkung auf das Verteilnetz analysiert. Die Kopplung der Netze (Abschnitt D) wurde durch den Einsatz von Power-to-Heat sowie Power-to-Gas u.a. im Szenario Speicher (anteilig erschlossen) in Kapitel 10 indirekt untersucht.

#### A. Systemwerkzeuge inkl. IKT-Bausteine

Die Umstrukturierung eines konventionellen Verteilnetzes zu einem Smart Grid vollzieht sich maßgeblich durch den Einsatz von Systemwerkzeugen, zu denen auch IKT-Bausteine zählen.

Durch den Einsatz der IKT in einem Smart Grid kann eine optimale Integration dezentraler Erzeuger sowie die Abstimmung von Verbrauch und Erzeugung erreicht werden. „Die Verschmelzung von IKT und Energietechnik kann dazu beitragen, dass der Ausbaubedarf verringert werden kann, indem die vorhandene Netzinfrastruktur intelligenter genutzt wird.“ [65, p. 22] Gegenwärtig ist der Einsatz von IKT auf das Übertragungsnetz begrenzt. Eine Etablierung im Verteilnetz hat noch nicht stattgefunden.

#### B. Interoperabilität

Zur Gewährleistung eines reibungslosen Informations- und Kommunikationsflusses innerhalb eines Smart Grids ist die Interoperabilität notwendig. Interoperabilität bezeichnet das Zusammenwirken mehrerer Systeme auf semantischer und syntaktischer Ebene zum Datenaustausch [65, p. 132]. Der Schaffung von IKT-Standards kommt dabei eine Schlüsselrolle zu.<sup>75</sup>

#### C. EE-Regelleistung

Die Bereitstellung von Regelleistung ist erforderlich, um Ungleichgewichte zwischen der Stromerzeugung und dem Stromverbrauch ausgleichen zu können. Die Ursache für solch ein Ungleichgewicht hat unterschiedliche Ursprünge. So können u.a. Kraftwerksausfälle oder fehlerhafte Last- sowie Erzeugungsprognosen Gründe hierfür sein.

.....

<sup>75</sup> Detailliertere Informationen können der acatech-Studie [65] entnommen werden.

Im europäischen Verbundnetz stehen drei Arten von Regelleistung (Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung) zur Verfügung, die bei einer Störung des Netzgleichgewichts zeitversetzt eingesetzt werden. Für die Deckung des Regelleistungsbedarfs werden heute primär Spitzenlastkraftwerke wie Gasturbinen- oder Pumpspeicherkraftwerke eingesetzt [66, p. 22]. Durch das EEG 2012 wurden Rahmenbedingungen für eine Teilnahme steuerbarer EE (Biomasse-, Biogas-, Klär- und Deponiegasanlagen) am Regelenergiemarkt geschaffen. Daher ist eine Ausweitung auf Windenergie- und PV-Anlagen zu erwägen.

#### **D. Kopplung der Netze**

Durch die mögliche Kopplung des Stromnetzes mit dem Wärme-, Gas- sowie Verkehrsnetz mittels beispielsweise den Speichertechnologien Power-to-Heat bzw. Power-to-Gas eröffnen sich neue Flexibilitätsoptionen. Im Szenario Smart Grids (vgl. Kapitel 12) kommt daher die Technologie Power-to-Heat als Flexibilitätsoption zum Einsatz.

Die Smart Grid-Elemente Smart Meter, Smart Home, Prosumer, regionale Energiemarktplätze sowie die weiteren Elemente der Roadmap IKT-Bausteine, Interoperabilität und EE-Regelleistung üben keinen direkten Einfluss auf den Netzausbau in der Verteilnetzebene aus. Daher waren sie kein expliziter Bestandteil der durchgeführten Simulationen. Insbesondere in Absprache mit dem Ministerium für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung (MWKEL) waren sie nicht Fokus der vorliegenden Studie. Smart Meter und Smart Home stellen einen Aspekt von DSM dar, da sie mögliche Lastverschiebungen begünstigen und sind demnach durch die Untersuchungen von DSM indirekt berücksichtigt. Prosumer sind indirekt durch die Speicherbetrachtung eingebunden. Der optimale Einsatz von DSM und Speichern spielt für regionale Energiemarktplätze eine wesentliche Rolle. Dies wurde im Ansatz durch einen vermehrt netzgeführten Betrieb im Szenario Smart Grids (vgl. Kapitel 12) abgebildet. IKT-Bausteine, Interoperabilität sowie EE-Regelleistung wurden aufgrund des Fokus der Studie auf die Verteilnetze nicht in Form von Simulationen detailliert durchleuchtet.

### **15.3 NUTZWERTANALYSE**

Zur Erstellung einer Smart Grid Roadmap für Rheinland-Pfalz ist es hilfreich, den Nutzen der Smart Grid-Elemente hinsichtlich der Schaffung von Flexibilität zu kennen und sich daran zu orientieren. In diesem Zusammenhang wurde auf Wunsch des MWKEL im Rahmen der Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz eine Nutzwertanalyse<sup>76</sup> durchgeführt. Diese wurde konkret für Speicher realisiert. Es ist zu erwarten, dass Speicher langfristig

.....  
<sup>76</sup> Die Nutzwertanalyse beschreibt ein „Verfahren zur Alternativenbewertung bei mehreren Zielgrößen, wobei Alternativen auch an solchen Bewertungskriterien gemessen werden, die nicht in Geldeinheiten ausdrückbar sind. Berücksichtigt werden bei der Nutzwertanalyse z.B. technische, psychologische und soziale Bewertungskriterien, die sich an quantitativen und qualitativen Merkmalen orientieren.“ [71]  
 Die Vorgehensweise der Nutzwertanalyse wird eingehend im Anhang dargelegt.

eine geeignete Flexibilitätsoption darstellen. Daher ist aus heutiger Sicht die Förderung von Pilotprojekten sinnvoll. Um den Nutzen der Speicher identifizieren und ihre Rolle in einem Smart Grid offen legen zu können, ist die Methode der Nutzwertanalyse förderlich. Aufgrund der aus heutiger Sicht ungenauen zukünftigen Preisentwicklung wurde an dieser Stelle bewusst von einer Kosten-Nutzen-Analyse abgesehen.

Die Durchführung einer Nutzwertanalyse wurde konkret auf Speichersysteme begrenzt, da sich hier ein großer Nutzwert für ein Smart Grid nach der festgelegten Definition mit Schwerpunkt Flexibilitätsbereitstellung abzeichnen lässt. Für die restlichen Smart Grid-Elemente bedarf es keiner expliziten Nutzwertbetrachtung:

Die Anwendung von DSM und Smart Home ist situations- und anwendungsspezifisch, wodurch sich die Ermittlung jeweils eines einheitlichen Nutzwertes als schwierig erweist. Vielmehr existieren je Umstand unterschiedliche Nutzen. Die Festlegung auf einen einzigen einheitlichen Nutzwert würde zu einer Verzerrung des Ergebnisses der Nutzwertanalyse führen. Aufgrund dessen werden DSM und Smart Home nicht in die Nutzwertanalyse eingebunden. Die Steuerung von EE (vgl. Kapitel 8) hat gezeigt, dass deutliche Einsparungen im Ausbau des Verteilnetzes erreicht werden können. Allerdings ist hierbei die rechtliche Gesetzeslage zu beachten und anzupassen (vgl. Teil C, Kapitel 18.5.4). Geschuldet dieser Tatsache ist es schwer aus heutiger Sicht einen klaren Nutzen für die Abregelung bestimmen zu können. Um auch hier keine Verzerrungen des Ergebnisses zu verursachen, ist die Steuerung der EE nicht in die Nutzwertanalyse integriert. Ebenso sind Smart Meter keine Bestandteile der Nutzwertanalyse. Smart Meter sind gemäß des dritten EU Binnenmarktpaketes fest vorgeschriebene Technologien, die bis zum Jahr 2020 bei 80 % der Verbraucher einzubauen sind. Ihr zukünftiger Einsatz ist also gewiss und bedarf demnach keiner gesonderten Nutzwertbetrachtung. Die Bestimmung des Nutzwertes für regionale Energiemarktplätze ist ebenso nicht erforderlich, da die Erstellung von Markt Konzepten keinen Untersuchungsschwerpunkt der vorliegenden Studie darstellt. Die Ausführung der Nutzwertanalyse ist hauptsächlich auf technische Aspekte gestützt. Wirtschaftliche Aspekte werden zur Vollständigkeit zwar betrachtet, aber geringer gewichtet. Die Einbindung von regionalen Energiemarktplätzen in die Nutzwertanalyse würde also zu Verzerrungen führen und wurde daher nicht durchgeführt. Das letzte betrachtete Smart Grid-Element Prosumer verkörpert – analog zu Speichern – gleichzeitig Verbraucher sowie Erzeuger. Eine Nutzwertbetrachtung von Speichern deckt somit indirekt die Prosumer mit ab.

Die Nutzwertanalyse ermöglicht, dass der Nutzen einzelner Speichertechnologien identifiziert und eine Rangordnung diesbezüglich erstellt werden kann. Dabei fließen sowohl gesellschaftliche Effekte (5 %) als auch wirtschaftliche Aspekte (25 %) ein. Der Fokus liegt allerdings bei den technischen Effekten der Speichertechnologien (70 %). Die Nutzwertanalyse wird für die drei Kategorien Primär- und Sekundärleistung sowie Langzeitspeicherung vollzogen. So können Speicher als kurzfristige Flexibilitätsoptionen (im Bereich der Primär- und Sekundärleistung) und als langfristige Flexibilitätsoptionen (im Bereich der Langzeitspeicherung) bewertet werden.

### 15.3.1 Regelleistung

Im Falle einer Störung (Leistungsänderung) muss zur Stabilisierung des Energieversorgungssystems Primärregelleistung innerhalb von 30 Sekunden vollständig bereitgestellt werden und einen Zeitraum von bis zu 15 Minuten abdecken. Die Sekundärregelleistung löst die Primärregelleistung nach spätestens 15 Minuten ab, damit die Primärregelleistung bei der nächsten Störung eingesetzt werden kann. Die angebotene Leistung muss dabei innerhalb von fünf Minuten aktiviert werden und im Bedarfsfall einen Zeitraum von bis zu einer Stunde abdecken.

Eine Option ist es, diese benötigte Flexibilität mittels Speichertechnologien bereitzustellen. Die Rangordnung der Speicher für den Bereich der Primärregelleistung, die sich durch die Ausführung der Nutzwertanalyse ergibt, ist in Abbildung 75 dargestellt.

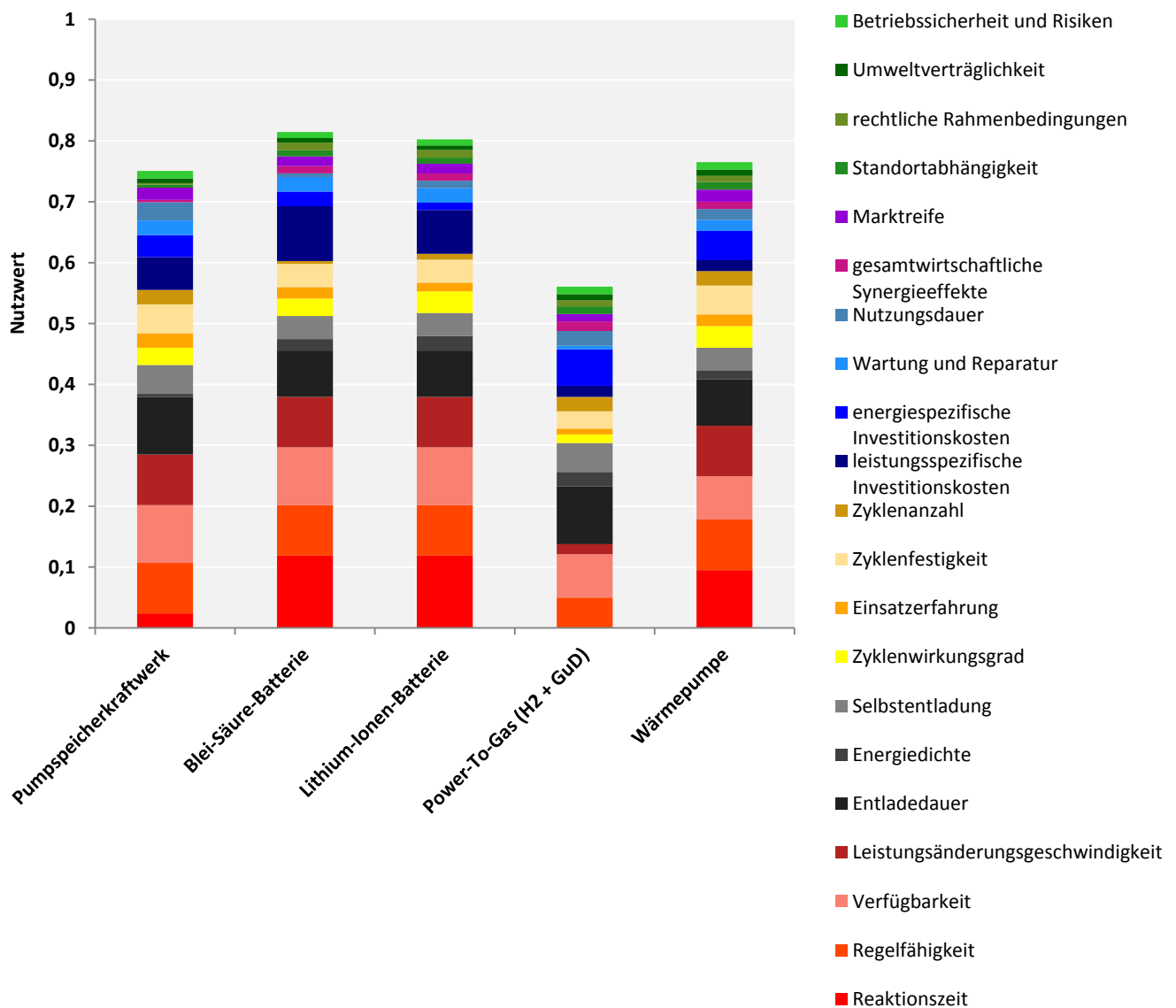


Abbildung 75: Nutzwert verschiedener Speichertechnologien im Bereich der Primärregelleistung. Quelle: Eigene Darstellung/Berechnung (Energynavics GmbH). Vgl. Anhang für Vorgehensweise zur Ermittlung.

Den höchsten Nutzen im Bereich der Primärregelleistung stiften die Batterien. Im Gegensatz dazu ist eine Teilnahme zur Bereitstellung von Primärregelleistung aufgrund der benötigten Reaktionszeit (roter Balken in Abbildung 75) von 30 Sekunden bei Pumpspeicherkraftwerken (Startzeit 1 bis 2 Minuten) und den GuD-Kraftwerken eines Power-to-Gas-Systems zur Rückverstromung des Gases (30 Minuten) nicht gegeben. Dies wird durch ihre niedrigeren Nutzwerte im Vergleich zu den anderen Speichertechnologien ersichtlich.

Die Nutzwerte der Speicher im Bereich der Sekundärregelleistung sind in Abbildung 76 zusammengefasst.

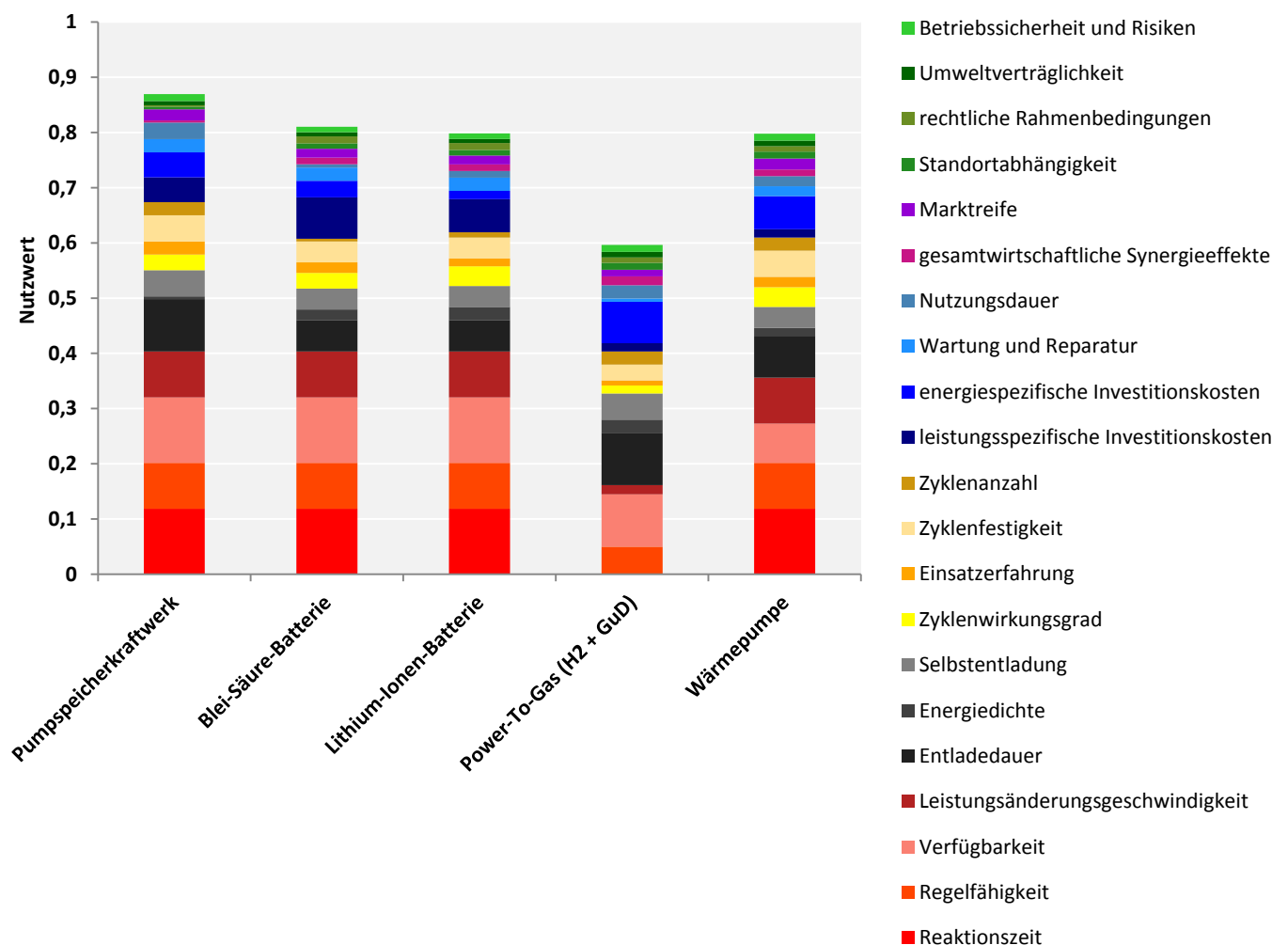


Abbildung 76: Nutzwert verschiedener Speichertechnologien im Bereich der Sekundärregelleistung. Quelle: Eigene Darstellung/Berechnung (Energynautics GmbH); Vgl. Anhang für Vorgehensweise zur Ermittlung.

Im Gegensatz zur Primärregelleistung werden bei der Sekundärregelleistung die Anforderungen bzgl. der Reaktionszeit (maximal 5 Minuten) auch von Pumpspeicherkraftwerken (1 bis 2 Minuten) erfüllt. Mit einer Reaktionszeit von 30 Minuten reicht es auch bei der Sekundärregelleistung nicht zu einer potenziell möglichen Teilnahme von Power-to-Gas aus, was sich durch ihren sehr niedrigen Nutzwert ausdrückt. Pump-

speicherkraftwerke stellen mit ihrem Speicherinhalt, welcher für mehrere Stunden Energie bereithält, den größten Nutzen dar, gefolgt von den Batterien.

### 15.3.2 Langzeitspeicherung

„Langzeitspeicher müssen größere Strommengen [aufnehmen] können. Sie sollen bei geringer Stromerzeugung aus Wind und Sonne in der Lage sein, über einen längeren Zeitraum die Versorgung zu sichern.“ [59] Die Langzeitspeicherung von Strom ist sinnvoll, um das Ungleichgewicht zwischen der fluktuierenden Einspeisung aus Windenergie und PV und dem Strombedarf der Verbraucher auszugleichen. So ist insbesondere der Ausgleich von Extremwetterlagen eine zu stehende Herausforderung (z.B. hohe Wind-Einspeisung bei sehr niedrigem Strombedarf). Zur Überbrückung solcher Wetterlagen ist ein Einsatz von Speichern denkbar. Darüber hinaus wird es auf dem Weg in eine regenerative Vollversorgung zukünftig erforderlich werden, auch jahreszeitliche Schwankungen kompensieren (saisonale Speicherung) zu können.

Den Nutzen, den die Langzeitspeicherung im Einzelnen stiftet, skizziert Abbildung 77.

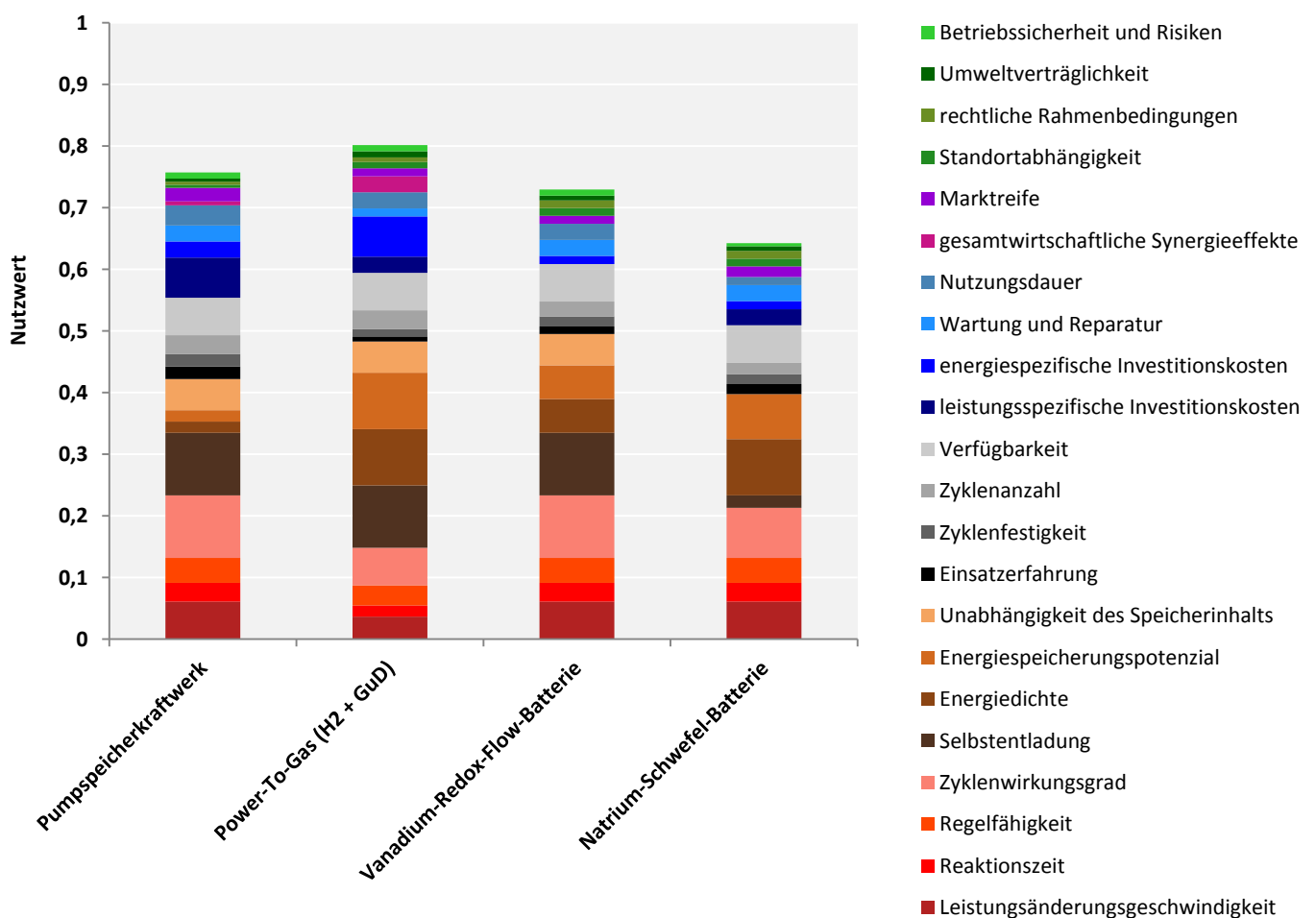


Abbildung 77: Nutzwert verschiedener Speichertechnologien im Bereich der Langzeitspeicherung. Quelle: Eigene Darstellung/Berechnung (Energynautics GmbH); Vgl. Anhang für Vorgehensweise zur Ermittlung.



Das Ergebnis der Nutzwertanalyse veranschaulicht, dass die Speichertechnologie Power-to-Gas<sup>77</sup> unter Berücksichtigung des entwickelten Zielsystems den größten Nutzen darstellt, gefolgt von den Pumpspeicherkraftwerken.

### 15.3.3 Vergleich zu erzielten Simulationsergebnissen

Wie auch den Simulationsergebnissen der vorliegenden Verteilnetzstudie zu entnehmen ist (vgl. insbesondere Systemoptimierung und Sensitivitätsanalyse in Kapitel 14), stiften Batterien einen hohen Nutzen. Als Speichertechnik mit verhältnismäßig hohem Wirkungsgrad werden in der Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz Batterien für PV-Anlagen integriert, d.h. sie sind direkt an der Erzeugungsquelle positioniert. Geschuldet dieser Tatsache kann die im systemoptimierten Szenario erzielte weitere Einsparung des Netzausbaus im Vergleich zum Referenzszenario der zusätzlichen Flexibilität u.a. durch PV-Batteriespeicher zugeschrieben werden. Die Nutzwertanalyse unterstreicht nun diesen positiven Effekt. Vor allem im Bereich der Primärregelleistung stiftet die Anwendung von Batterien einen hohen Nutzen. Auch im Bereich der Sekundärregelleistung ist der Einsatz von Batterien mit einem hohen Nutzen verbunden. Hier stellen allerdings die Pumpspeicherkraftwerke den höchsten Nutzen dar. Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse mit Pumpspeicherkraftwerken (vgl. Kapitel 14) heben dieses Ergebnis hervor. Hier konnte gezeigt werden, dass Pumpspeicherkraftwerke die Flexibilität zum Ausgleich von Schwankungen der Last und Einspeisung erhöhen. Im Bereich der Langzeitspeicherung besitzt die Speichertechnologie Power-to-Gas den höchsten Nutzwert. Insbesondere ihre hohe Speicherkapazität, die sie als Langzeitspeicher prädestiniert, bewirkt den hohen Nutzwert. Es ist jedoch zu beachten, dass hohe Wirkungsgrade bei der Ein- und Ausspeicherung eine große Rolle spielen, da hierdurch der benötigte Strombedarf des Speichers auf ein nötiges Minimum reduziert werden kann. Mit einem derzeitigen Wirkungsgrad von rund 40 %<sup>78</sup> ist Power-to-Gas noch nicht marktfähig und wurde daher nicht im Rahmen der Systemoptimierung eingesetzt. Aufgrund ihres hohen Nutzwertes im Bereich der Langzeitspeicherung sollte die technische Entwicklung in den nächsten Jahren aber weiter verfolgt werden.

.....

<sup>77</sup> Hier wird konkret die Wasserstoffspeicherung mit Rückverstromung in einem GuD-Kraftwerk betrachtet.

<sup>78</sup> Erzeugung von Wasserstoff ohne anschließende Methanisierung.

### 15.4 ROADMAP

Mit den gewonnenen Erkenntnissen aus den Simulationsergebnissen, der Nutzwertanalyse sowie den rechtlichen Rahmenbedingungen (vgl. Teil C, Kapitel 18.3) wird eine Smart Grid Roadmap (light) für Rheinland-Pfalz<sup>79</sup> entworfen. Es ist zu betonen, dass die Roadmap keinen zwingenden Entwicklungsplan darstellt sondern vielmehr eine potenzielle Entwicklungsrichtung aus heutiger Sicht vorgibt und mögliche Maßnahmen zu deren Umsetzung identifiziert.

Die Smart Grid Roadmap für Rheinland-Pfalz ist dargestellt in Abbildung 78.

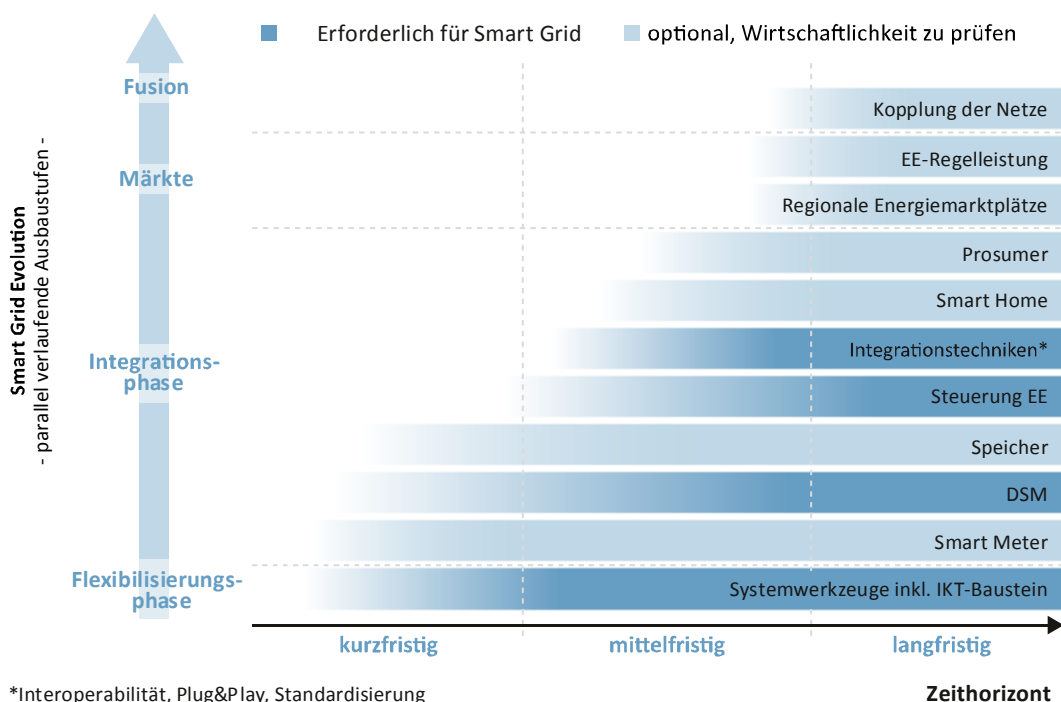


Abbildung 78: Smart Grid Roadmap für Rheinland-Pfalz. Quelle: Eigene Darstellung (Energynautics GmbH)

Die Smart Grid Roadmap für Rheinland-Pfalz umfasst die in Abbildung 74 bereits dargestellten vier potenziellen Ausbaustufen sowie die in Kapitel 15.2 definierten Smart Grid-Elemente (hell- bzw. dunkelblaue Balken). Bei den vier potenziellen Ausbaustufen eines Smart Grids (links an der Ordinate in Abbildung 78) handelt es sich um parallel verlaufende Prozesse ohne klare Abgrenzung zueinander. Bewusst wurde von einer konkreten zeitlichen Unterteilung der Ausbaustufen abgesehen, da die tatsächliche Entwicklung eines Smart Grids schwer vorauszusagen ist. Vielmehr wurde ein kurz- bis langfristiger Betrachtungshorizont ohne Jahreszahlen herangezogen.

<sup>79</sup> Die Smart Grid Roadmap ist mit den Ergebnissen des Öko-Instituts aus Teil B, Kapitel 17.3 abgeglichen.

Die einzelnen betrachteten Smart Grid-Elemente sind unterteilt in die zwei Kategorien:

- Erforderlich für Smart Grid (dunkelblau)
- Optional, Wirtschaftlichkeit zu überprüfen (hellblau)

Gemäß der erarbeiteten Definition eines Smart Grids (vgl. Kapitel 15.1.2) stellen nicht alle Smart Grid-Elemente Komponenten dar, die ein Smart Grid ausmachen. Teilweise handelt es sich um Optionen, die einen Beitrag zur Schaffung von Flexibilität leisten, aber nicht zwingend erforderlich sind für das Bestehen eines Smart Grids. So stellen beispielsweise Speicher eine eigenständige Technologieform dar, die auch ohne die Existenz eines Smart Grids eingesetzt werden können. Umgekehrt lässt sich ein Smart Grid ohne die Einbindung von Speichern realisieren. Das Zusammenspiel beider Komponenten ermöglicht es jedoch, zusätzliche Flexibilität zu schaffen (durch Speicher) und diese so zu steuern (durch Smart Grid), dass vorhandene Netzkapazitäten optimaler genutzt und so potenziell Einsparungen im Netzausbau erzielt werden können. Dieses Ergebnis spiegelt sich auch im Szenario Smart Grids (vgl. Kapitel 12) wieder, wo im Vergleich zum Referenzszenario die Netzausbaukosten um über 350 Millionen Euro reduziert werden konnten.

Die Smart Grid-Elemente in Abbildung 78 verlaufen von hell nach dunkel und sind den jeweiligen Ausbaustufen zugeordnet. Der Farbverlauf der Smart Grid-Elemente betont ihren Hauptentwicklungszeitpunkt (dunkler Bereich). Es ist davon auszugehen, dass der Einsatz und die Funktion jedes Elements in Zukunft weiter optimiert werden kann. Die Roadmap versucht dieser Tatsache gerecht zu werden, indem die Entwicklung als fortlaufender Balken dargestellt wird. Einige Elemente, wie z.B. Speicher oder DSM, sind bereits heute im Einsatz. Ihre Entwicklung ist allerdings längst nicht abgeschlossen. DSM findet gegenwärtig hauptsächlich in der Industrie statt; eine Ausweitung in private Haushalte sowie ein optimierter Einsatz befinden sich in der Anfangsphase. Speichertechnologien, wie Pumpspeicherkraftwerke, sind bereits heute marktreif und im Einsatz. Power-to-Gas hingegen wird in Pilotanlagen erforscht. Diese Entwicklungsphasen werden in der Roadmap durch den unterschiedlich starken Farbverlauf dargelegt. So kennzeichnen helle Bereiche, dass die Elemente in der Entwicklungsphase sind, ihr Einsatz zu optimieren ist bzw. wie im Fall der Pumpspeicherkraftwerke, die Teil des Smart Grid-Elements „Speicher“ sind, dass lediglich vereinzelt marktreife Anwendungen existieren. Der dunkle Bereich verkörpert schließlich die dominante Einsatzphase des Elements.

Mit den dargelegten Grundlagen der Smart Grid Roadmap lässt sich diese nun wie folgt interpretieren:

#### **A. Flexibilisierungsphase**

Systemwerkzeuge (inkl. IKT-Bausteine) besitzen eine Schlüsselfunktion für ein Smart Grid und sind zwingend erforderlich. Durch ihren Einsatz werden Netzzustände transparent gestaltet und/oder Netzkapazitäten besser ausgenutzt. Folglich wird hier die Grundlage zur Schaffung von Flexibilität gelegt. Daher ist dieses Element der Flexibilisierungsphase zugeordnet. Die durchgeführten Berechnungen in den

unterschiedlichen Szenarien der Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz haben die Bedeutung von Systemwerkzeugen wie DLR, Hochtemperaturleiterseile oder regelbaren Ortsnetztransformatoren offen gelegt. Insbesondere die Technologieoptionen DLR und Hochtemperaturleiterseile lassen eine erhebliche Einsparung von konventionellem Netzausbau erwarten. Wo es Probleme mit der Spannungshaltung gibt, etwa in ländlichen Gebieten mit starker Solareinspeisung, sind maßgebliche Kosteneinsparungen durch den Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren möglich. Bereits heute kommen Systemwerkzeuge wie Hochtemperaturleiterseile vereinzelt zum Einsatz. Die Weiterentwicklung dieses Smart Grid-Elements ist kurz- bis mittelfristig anzustreben. Durch Pilotprojekte und Erfahrungsaustausch zwischen den Netzbetreibern sollte eine bessere Integration dieser Systemwerkzeuge in die Planungsprozesse der Netzbetreiber ermöglicht werden.

## **B. Integrationsphase**

In der Integrationsphase sind die Elemente Speicher, DSM, Steuerung EE, Smart Meter, Integrationstechniken, Smart Home und Prosumer anzutreffen. Sie alle können durch ein Smart Grid angesteuert und dadurch in Einklang mit den Netzzuständen optimiert eingesetzt werden. Speicher, Smart Meter, Smart Home sowie Prosumer stellen dabei optionale Bestandteile eines Smart Grids dar. Sie schaffen zusätzliche Flexibilität, sind aber keine Grundvoraussetzung für die Existenz eines Smart Grids.

Wie in Kapitel 15.2.4 erörtert, ist die Anwendung von Smart Metern im EU-Gesetz und national im EnWG verankert. Daher kann hier kurz- bis mittelfristig mit einer Umsetzung gerechnet werden. Die Entwicklung von DSM (insbesondere in Haushalten) ist mittelfristig zu erwarten.

Mit einer Entfaltung der Speicher kann mittel- bis langfristig gerechnet werden, wobei zu berücksichtigen ist, dass bereits heute marktreife Speicher (z.B. Pumpspeicherkraftwerke) im Einsatz sind. Innovative Speichertechnologien werden dagegen insbesondere mit Hilfe von Pilotprojekten noch erforscht. Strom sollte aus Effizienzgründen dann zur Eigenbedarfsdeckung gespeichert werden, wenn im gesamten Stromsystem keine direkte Nutzung mehr möglich ist. Unter diesem Gesichtspunkt spielen PV-Batterien erst mittel- bis langfristig eine Rolle. Eine zusätzliche Förderung zu heute bestehenden Fördermaßnahmen ist nicht erforderlich. Langfristig ist in einem Stromsystem mit hohem EE-Anteil Power-to-Heat und später Power-to-Gas Bedeutung zuzumessen. Die Erforschung dieser Technologien in Pilotprojekten ist zu empfehlen, um eine Umsetzung langfristig zu realisieren.

Die Steuerung der EE erfolgt heute bereits mittels Abregelung von EE-Anlagen. Allerdings stellt dies nach aktueller Gesetzeslage eine vorübergehende Notlösung dar und kein dauerhaft zulässiges Steuerungsinstrument (vgl. Teil C, Kapitel 18.5.4). Eine Anpassung des gesetzlichen Rahmens ist daher erforderlich, da das Steuerungsinstrument der Abregelung zu deutlichen Einsparungen des Netzausbaus im Verteilnetz führen kann (vgl. Szenario intelligenter EE-Ausbau in Kapitel 8). Eine aktive Einsetzung der EE-Steuerung ist allenfalls mittel- bis langfristig zu erwarten. Eine rechtliche Möglichkeit einer dauerhaft zulässigen Abregelung (z.B. in Höhe eines maximalen

Prozentsatzes der eingespeisten Jahresenergie) sollte allerdings erst dann eröffnet werden, sobald der Ausbau der Infrastruktur ausreichend fortgeschritten ist, so dass energiewirtschaftliche Ziele nicht eingeschränkt werden.

Eine Realisierung von Integrationstechniken zur Schaffung von insbesondere Standards im Smart Grid sowie die aktive Beteiligung von Smart Home und Prosumern ist schließlich mittel- bis langfristig einzustufen.

### **C. Märkte**

Die Smart Grid-Elemente „Regionale Energiemarktplätze“ und „EE-Regelleistung“ sind der Smart Grid-Ausbaustufe „Märkte“ zugeordnet. Die Entwicklung dieser für ein Smart Grid optionaler Elemente ist eher langfristig zu erwarten. Es wäre allerdings sinnvoll, Untersuchungen diesbezüglich bereits kurz- bis mittelfristig anzustoßen, um eine Umsetzung langfristig realisieren zu können.

### **D. Fusion**

Die letzte Ausbaustufe „Fusion“ umfasst die Kopplung der Netze, deren Ausführung ebenfalls langfristig zu vermuten ist. Eine separate Untersuchung dieser Ausbaustufe wäre mittelfristig zweckmäßig.

Festzuhalten ist abschließend, dass es sich bei dem Ausbau eines Smart Grids um einen fortschreitenden dynamischen Entwicklungsprozess handelt, mit dem Ziel das Verteilnetz intelligent und folglich flexibel zu gestalten. Dieser Aspekt ist zentraler Bestandteil der Smart Grid Roadmap.

## 16. ERGEBNISSE DER NETZBERECHNUNGEN UND AUSBLICK

### 16.1 ERGEBNISSE DER NETZBERECHNUNGEN

Die betrachteten Szenarien zeigen den möglichen Einfluss konkreter Technologieoptionen auf die Netzausbaukosten einer Region am Beispiel des Bundeslandes Rheinland-Pfalz in der angestrebten Entwicklung bis zum Jahr 2030. Entscheidend für den Netzausbaubedarf sind bei den veranschlagten Ausbauzielen der Einspeiseleistung aus Wind und Photovoltaik die Zeiten des höchsten Primärenergiedargebots. Daraus folgt, dass der maximal notwendige Netzausbau nur für wenige Zeiten relativ kurzer Dauer benötigt wird. Allerdings zeigt sich, dass Maßnahmen mit großem Potenzial zur Verringerung der Netzausbaukosten oft nur geringen Einfluss auf die Bereitstellung von Flexibilität (zum Ausgleich der Schwankungen der Last und der Einspeisung aus Wind und PV) im deutschen und europäischen Kontext haben und umgekehrt. Das langfristige Ziel einer vollständig erneuerbaren, sicheren und wirtschaftlichen Stromversorgung erfordert daher eine ausgewogene Aktivierung aller verfügbaren Technologieoptionen jeweils dort, wo diese den größten Nutzen bringen.

**Tabelle 95: Vergleich der Szenarien zur Bestimmung der Netzausbaukosten für das Jahr 2030. Quelle: Eigene Darstellung (Energynautics GmbH)**

Szenario	Netzausbaukosten bezogen auf Referenzszenario	Gesamtkosten <sup>80</sup> bezogen auf Referenzszenario	Technologieauswahl <sup>81</sup>
Speicher (anteilig erschlossen)	1,18	1,26	Speicher
Smart Storage	1,00	1,12	Speicher
Smart Grids	0,80	1,06	Speicher, DSM, RONT, WBR
Referenzszenario	1,00	1,00	Konventioneller Netzausbau
DSM	0,96	1,00	Lastmanagement
Intelligenter EE-Ausbau	0,56	0,98	Abregelung
Optimiertes Szenario + PSW	0,61	0,97	DLR, HTL, RONT, Speicher, DSM, PSW
Optimiertes Szenario	0,58	0,95	DLR, HTL, RONT, Speicher, DSM
Intelligenter Netzausbau	0,63	0,95	DLR, HTL, RONT, WBR
Optimiertes Szenario + Abregelung	0,49	0,94	DLR, HTL, RONT, Speicher, DSM, Abregelung

Als Bewertungskriterien der Szenarien werden sowohl die ermittelten Netzausbaukosten als auch die Gesamtkosten betrachtet. Die Gesamtkosten enthalten neben den Netzausbaukosten auch die Kosten für die bis zum Jahr 2030 in den Szenarien benötigten Erzeugungsanlagen von Windenergie und PV. Tabelle 95 zeigt die aus den Kosten resultierende Rangfolge der Szenarien. Bei den aufgelisteten Technologien ist insbesondere für Speicher und Lastmanagement (DSM) zu beachten, dass zwischen den

<sup>80</sup> Die verwendeten Gesamtkosten enthalten Netzausbaukosten sowie Kosten für Windenergie- und PV-Anlagen, jedoch keine Speicherkosten.

<sup>81</sup> DSM: Demand Side Management (Lastmanagement), DLR: Dynamic Line Rating, HTL: Hochtemperaturleiterseile, RONT: regelbare Ortsnetztransformatoren, PSW: Pumpspeicherkraftwerke, WBR: Weitbereichs-Spannungsregelung

Szenarien erhebliche Unterschiede der als verfügbar angenommenen Kapazitäten und auch der Betriebsweise bestehen. Speicher sind sowohl in den Szenarien mit den höchsten Kosten als auch in Szenarien mit geringen Kosten zu finden.

Aus der Rangfolge der Szenarien lässt sich erkennen, dass die Minimierung der Kosten nur durch eine geeignete Kombination von Technologieoptionen erfolgen kann. Bei genauer Betrachtung der Unterschiede zwischen den Szenarien können aus den Ergebnissen Rückschlüsse sowohl auf die am besten geeigneten Technologien zur Kostenminimierung als auch auf vorteilhafte Betriebsweisen von Speicher und Lastmanagement abgeleitet werden.

Als wirkungsvollste Maßnahmen zur Begrenzung der Netzausbaukosten erweisen sich im Bereich der Höchst- und Hochspannungsebenen die Technologien Dynamic Line Rating und Hochtemperaturleiterseile. Insbesondere steht bei Dynamic Line Rating die Erhöhung der Übertragungskapazität von Freileitungen genau dann zur Verfügung, wenn auch die Einspeiseleistung hoch ist, nämlich bei hoher Windgeschwindigkeit.

Im Bereich der Niederspannung sind regelbare Ortsnetztransformatoren (RONT) oft ein geeignetes Mittel zur Vermeidung von Leitungsausbau bei Spannungsproblemen und haben dadurch potenziell erheblichen Nutzen zur Reduktion der Netzausbaukosten.

Aus den Ergebnissen einer Variante des systemoptimierten Szenarios zeigt sich, dass eine begrenzte Form von Abregelungsmaßnahmen nicht nur die Netzausbaukosten deutlich zu verringern hilft, sondern auch nach Ausgleich der entstehenden Verluste durch weitere installierte Leistung aus erneuerbaren Energieanlagen im Kontext der 100%-EE-Strategie noch volkswirtschaftlich sinnvoll ist. Da die Abregelungsmaßnahmen nur zu den wenigen Zeiten der maximalen Einspeisung benötigt werden, treten nur geringe Energieverluste auf. Außerdem steht die Leistungsbegrenzung stets in den Netzbereichen zur Verfügung, wo die Einspeisespitze andernfalls weitere Netzverstärkung erfordern würde.

Im Hinblick auf die Einsparung von Netzausbaukosten konnte für den Einsatz von Lastmanagement und Speichertechnologien kein erheblicher Nutzen nachgewiesen werden. Diese Technologien können ihre Vorteile lediglich beim Ausgleich der Leistungsschwankungen im elektrischen Versorgungssystem ausspielen, nicht jedoch bei der Begrenzung der Netzausbaukosten unter Berücksichtigung der vollständig auf erneuerbaren Energien beruhenden Stromversorgung in Rheinland-Pfalz bis zum Jahr 2030. Potenziell erhöhen insbesondere Speicher sogar die Notwendigkeit für Netzausbau, wenn dem nicht durch zusätzliche Beschränkungen entgegengewirkt wird: die Berücksichtigung mindestens der lokalen Netzauslastung bei der Be- und Entladung müsste im normalen Betriebsmodus vorausgesetzt werden. Sofern dennoch kein rein netzgeführter Betrieb der Speicher gewünscht wird oder möglich ist, müsste die zur Verfügung stehende Netzkapazität zur Leistungsaufnahme bereits bei der Standortauswahl Berücksichtigung finden. Eine eigenverbrauchsbezogene Betriebsweise, die nicht gezielt und zuverlässig die Leistungsspitzen der Last und Einspeisung verringert, erfüllt keine der oben genannten Bedingungen.

Insgesamt bestätigen die Ergebnisse der Netzberechnungen, dass auch für den Ausgleich der regionalen Leistungsschwankungen aus Last und Einspeisung aus erneuerbaren Energien der Ausbau beziehungsweise die Verstärkung des elektrischen Netzes als erste Maßnahme erfolgen sollte. Die Netzberechnungen bestätigen auch die geplanten Maßnahmen der Netzbetreiber als notwendige Maßnahmen zur Umsetzung der Ausbauziele im Rahmen der geplanten Entwicklung.

Bei einer intelligenten Netzplanung unter Berücksichtigung moderner Technologien und bisher nicht genutzter Möglichkeiten im bestehenden oder gegebenenfalls anzupassenden rechtlichen Rahmen ergeben sich für die Gestaltung des Netzausbaus gesamtwirtschaftlich vorteilhafte Handlungsoptionen im Vergleich zum „Business as usual“.

## 16.2 AUSBLICK

Im Hinblick auf die in den Netzausbauberechnungen verwendete Methodik zeigt sich, dass mit Hilfe der Verknüpfung regionaler Netzmodelle mit einem Modell des überregionalen Verbundsystems sowohl der Einfluss regionaler Entwicklungen als auch die Wirkung weiträumiger Zusammenhänge kohärent abgebildet werden können. Die ermittelten Ergebnisse gerade für mittel- und langfristige Planungsperspektiven hängen allerdings auch erheblich von politischen Zielsetzungen, dem rechtlichen Rahmen und aktuellen technischen Entwicklungen ab, so dass eine einzelne Studie nur einen kleinen Ausschnitt der Möglichkeiten abbilden kann. Durch eine Koordination regionaler und überregionaler Studien etwa in Form aufeinander abgestimmter Zeithorizonte und Aktualisierungen der Datengrundlage ist eine Effizienzsteigerung bei der Bewertung der Folgen möglicher politischer Handlungsoptionen denkbar. Etwa bei der Bearbeitung des bundesweiten Netzentwicklungsplanes der elektrischen Versorgung könnte durch eine Abstimmung mit anderen Studien die Aussagekraft der Ergebnisse weiter erhöht werden.

Aktuelle energiepolitische Entwicklungen zielen über die in dieser Studie untersuchten Fragestellungen bereits hinaus. Diskussionen mit hoher potenzieller Wirkung auf den Netzausbaubedarf finden sich unter anderem im Hinblick auf die Umgestaltung der Strommärkte und die Integration lokaler Gegebenheiten in die Strompreise. Im internationalen Kontext liegen bereits erste Erfahrungen mit regionalen Strommärkten vor, deren Gedanken für eine Umsetzung in Deutschland weiterer Untersuchungen bedürfen.

In der vorliegenden Studie konnte bereits gezeigt werden, dass gerade im überregionalen Kontext der Flexibilitätsoptionen zum Ausgleich von Schwankungen der EE-Einspeisung das Potenzial zur Untersuchung der volkswirtschaftlich effizientesten Maßnahmen noch nicht ausgeschöpft ist. Gerade im Hinblick auf die weitere Entwicklung von Speichertechnologien und Smart Grids kommt diesem Thema eine hohe Bedeutung zu.



## LITERATURVERZEICHNIS (TEIL A)

---

- [1] MWKEL, „Road-Map - Zur Energiewende in Rheinland-Pfalz,“ Mainz, August 2012.
- [2] Landtag Rheinland-Pfalz, „Antwort des MWKEL auf die Große Anfrage der Fraktion der CDU - Energiewende in Rheinland-Pfalz,“ Drucksache 16/856, 03. Februar 2012.
- [3] Richtlinie 2012/27/EU des Europäischen Parlaments und Rates, Artikel 7, Absatz 1, 25. Oktober 2012.
- [4] BDEW, „Energie-Info: Konjunktur und Energieverbrauch,“ Berlin, 25. April 2013.
- [5] BNetzA (Bundesnetzagentur), „Auswertung Kraftwerksliste Bundesnetzagentur (bundesweit; alle Netz- und Umspannebenen),“ 27. März 2013.
- [6] Statistisches Landesamt Rheinland-Pfalz, „E-Mail von Herrn Gerd Kramer,“ 12. April 2013.
- [7] BWE (Bundesverband Windenergie), „Potenzial der Windenergienutzung an Land - Kurzfassung,“ Berlin, Mai 2011.
- [8] W. Zittel, „Perspektiven der Energieerzeugung für die Zeit nach dem Erdöl,“ Neubiberg, 15. Dezember 2011.
- [9] BDEW, „Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2013),“ 31. Januar 2013.
- [10] dena (Deutsche Energie-Agentur), „dena-Verteilnetzstudie: Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030,“ Berlin, 11. Dezember 2012.
- [11] O. Feix, R. Obermann, M. Strecker und A. Brötel, „NEP 2013: Netzentwicklungsplan Strom 2013 - Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber,“ 02. März 2013.
- [12] MWKEL (Ministerium für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung), „Energiewende: Tagung „Smart Grids“ in Ludwigshafen- Lemke: „Rheinland-Pfalz unterstützt den Aufbau intelligenter Netze“,“ 25. Januar 2013. [Online]. Available: <http://www.mwkel.rlp.de/Aktuelles/Presse/Pressemeldungen/Lemke-Rheinland-Pfalz-unterstuetzt-den-Aufbau-intelligenter-Netze/>. [Zugriff am 06. August 2013].
- [13] MWKEL, „9. Energiebericht Rheinland-Pfalz,“ Mainz, 2011.
- [14] Amprion GmbH, „Aktuelle EEG-Anlagenstammdaten,“ [Online]. Available: <http://www.amprion.net/eeg-anlagenstammdaten-aktuell>. [Zugriff am 17. Januar 2013].
- [15] Amprion GmbH, „Aktuelle EEG-Anlagenstammdaten,“ [Online]. Available: <http://www.amprion.net/eeg-anlagenstammdaten-aktuell>. [Zugriff am 17. Januar 2013].

- [16] Société Électrique de l'Our (SEO), [Online]. Available: <http://www.seo.lu/de/Hauptaktivitaeten/PSW-Vianden/Vorstellung>. [Zugriff am 15. Juli 2013].
- [17] Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG, „Company Profile 2011,“ Mainz, 2012.
- [18] Umweltbundesamt, „Kraftwerke in Deutschland (ab 100 Megawatt elektrischer Leistung),“ 2013.
- [19] Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG, „Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG - Company Profile,“ November 2012.
- [20] IWR, „Der IWR-Windertragsindex® für Regionen,“ [Online]. Available: <http://www.iwr.de/wind/wind/windindex/>. [Zugriff am 25. Juni 2013].
- [21] BASF SE, „BASF in Ludwigshafen - Standortbericht 2011,“ 2011.
- [22] Kantonale Energie- und Umweltdienststellen, „Im Winter verursacht unser Stromverbrauch mehr CO<sub>2</sub>-Emissionen,“ [Online]. Available: <http://www.energie-umwelt.ch/elektrizitaet/383>. [Zugriff am 08. August 2013].
- [23] European Commission, „EU Energy Trends 2009: EU Energy Trends to 2030,“ Luxemburg, 04. August 2010.
- [24] BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie), „Energiedaten, Tabelle 22,“ 13. Dezember 2012.
- [25] ENTSO-E, „Net generating capacities and inventory package for the last 5 years - NORWAY,“ [Online]. Available: <https://www.entsoe.eu/db-query/country-packages/net-generating-inventory-package/>. [Zugriff am 23. März 2013].
- [26] BFE (Bundesamt für Energie), „Grundlagen für die Energiestrategie des Bundesrates; Frühjahr 2011 - Aktualisierung der Energieperspektiven 2035 (energiewirtschaftliche Modelle) - Zusammenfassung,“ Bern, Schweiz, Mai 2011.
- [27] G. Klingler (Greenpeace e.V.): E-Mail-Kontakt vom 02. April 2013.
- [28] ENTSO-E, „Ten-Year Network Development Plan 2012 (TYNDP 2012),“ Brüssel, Belgien, 5. Juli 2012.
- [29] Landesregierung Rheinland-Pfalz, „Teilfortschreibung des Landesentwicklungsprogramms: Erste Landesverordnung zur Änderung der Landesverordnung über das Landesentwicklungsprogramm vom 26. April 2013,“ Mainz, 10. Mai 2013.
- [30] G. Kerber und R. Witzmann, „Statistische Analyse von NS-Verteilungsnetzen und Modellierung von Referenznetzen,“ ew, 2008.
- [31] BNetzA (Bundesnetzagentur), „Untersuchung der Voraussetzungen und möglicher Anwendung analytischer Kostenmodelle in der deutschen Energiewirtschaft,“ 2006.

- [32] BNetzA, „Untersuchung der Voraussetzungen und möglicher Anwendungen analytischer Kostenmodelle in der deutschen Energiewirtschaft,“ Bonn, 20. November 2006.
- [33] M. Bodach, Energiespeicher im Niederspannungsnetz zur Integration dezentraler, fluktuierender Energiequellen, Chemnitz, 2006.
- [34] J. Scheffler, Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten, Chemnitz, 2002.
- [35] S. Ying, Auswirkungen auf die Niederspannungsnetze bei hoher Penetration von innerstädtischen Photovoltaikanlagen und Elektrofahrzeugen, Cottbus, 2011.
- [36] Ministerium des Innern und für Sport - Oberste Landesplanungsbehörde, „Landesentwicklungsprogramm (LEP IV),“ Mainz, Oktober 2008.
- [37] MWKEL, „Teilfortschreibung LEP IV: Kapitel 5.2.1 Erneuerbare Energien,“ [Online]. Available: <http://www.mwkel.rlp.de/Landesplanung/Programme-und-Verfahren/Landesentwicklungs-programm-LEP-IV/Teilfortschreibung-LEP-IV-Kap-5-2-1-Erneuerbare-Energien/>. [Zugriff am 19. Juli 2013].
- [38] Deutscher Wetterdienst, „Winddatensatz in 80 m Nabenhöhe,“ Datensatz wurde seitens Energynautics GmbH vom Deutschen Wetterdienst erworben. Datensatz ist nicht öffentlich zugänglich., Februar 2013.
- [39] MWKEL, „Windenergie-Ausschlussgebiete als Shapefile Datei,“ Mai 2013.
- [40] M. Kaltenschmitt, W. Streicher und A. Wiese, "Erneuerbare Energien", Berlin Heidelberg: 4. Auflage, Springer-Verlag, 2006.
- [41] C. Reinboth. [Online]. Available: <http://scienceblogs.de/frischer-wind/2009/10/12/wie-berechnet-man-die-hohenabhängige-windgeschwindigkeit/>. [Zugriff am 25. Mai 2013].
- [42] Openstreetmap Contributors, „Openstreetmap Datensatz Deutschland,“ Lizenz: ODbL 1.0, [Online]. Available: <http://opendatacommons.org/licenses/odbl/>. [Zugriff am 25. Mai 2013].
- [43] BNetzA (Bundesnetzagentur), „Genehmigung des Szenariorahmens zum NEP 2013,“ Bonn, 30. November 2012.
- [44] Statistisches Bundesamt, „GENESIS-Online Datenbank,“ Daten sind nicht öffentlich zugänglich, [Online]. Available: <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online>. [Zugriff am 25. Mai 201].
- [45] Prognos AG, „Letztverbrauch 2012 - Planungsprämissen für die Berechnung der EEG-Umlage,“ Berlin, Oktober 2012.

- [46] L. Christiansen (Statnett SF): E-Mail-Kontakt vom 22. März 2013.
- [47] Deutscher Bundestag, „Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG),“ Drucksache 17/6363, § 6, Artikel 2, Absatz 2b, 04. August 2011.
- [48] 3M ACCR-Hochtemperatur-Leiter für eine schnelle Energiewende, Hintergrundinformation zum Netzausbau, 22. November 2011.
- [49] D. Douglass, Practical Application of High-Temperature Low-Sag (HTLS) Transmission Conductors, New Haven, CT, USA: Power Delivery Consultants Inc., im Auftrag des Connecticut Siting Council, 14.06.2004.
- [50] D. Lawry und B. Fitzgerald, Finding Hidden Capacity In Transmission Lines, North American Windpower magazine, April 2007.
- [51] S. Talpur, Dynamic line rating implementation as an approach to handle wind power integration, Schweden, Stockholm: The Royal Institute of Technology (KTH), 2013.
- [52] K. Aivaliotis, Dynamic Line Ratings for Optimal and Reliable Power Flow., USA: The Valley Group (Nexan), Präsentation zur FERC Technical Conference, 24.10.2010.
- [53] Bolun Xu, Predictive Power Dispatch for the Integration of High Renewable Shares Incorporating Dynamic Line Rating, Zürich: Power Systems Laboratory, Eidgenössische Technische Hochschule Zürich, März 2012.
- [54] S. Uski-Joutsenvuo und R. Pasonen, Maximising power line transmission capability by employing dynamic line ratings – technical survey and applicability in Finland, Espoo, Finnland: VTT, 28.02.2013.
- [55] Norm DIN EN 50160, Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen, Deutsche Fassung EN 50160: 2010 + Cor.:2010.
- [56] BDEW, „BDEW Roadmap - Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland,“ Berlin, 11. Februar 2013.
- [57] BNetzA (Bundesnetzagentur), „„Smart Grid“ und „Smart Market“ - Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems,“ Bonn, Dezember 2011.
- [58] Ministerium der Justiz und für Verbraucherschutz Rheinland-Pfalz, „3. Verbraucherschutzbericht Rheinland-Pfalz 2010/2011,“ Mainz, 2010/2011.
- [59] Bundesregierung Deutschland, „Stromversorgung - Sicher und bezahlbar durch Stromspeicher,“ 25. Februar 2013. [Online]. Available: <http://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/Artikel/2013/02/2013-02-25-stromversorgung-muss-sicher-und-bezahlbar-bleiben.html>. [Zugriff am 07. Januar 2014].

- [60] BNetzA (Bundesnetzagentur), „Einspeisemanagement - Konsultation des Leitfadens zum EEG-Einspeisemanagement (Version 2.0),“ 30. September 2013. [Online]. Available: [http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/einspeisemanagement-node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/einspeisemanagement-node.html). [Zugriff am 08. Januar 2014].
- [61] BMWi, „Intelligente Netze und intelligente Zähler - Smart Grids/Smart Meter,“ [Online]. Available: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Netzausbau/intelligente-netze-und-intelligente-zaehler,did=354348.html>. [Zugriff am 3. Januar 2014].
- [62] EU, „Richtlinie 2012/27/EU des Europäischen Parlaments und des Rates,“ Amtsblatt der Europäischen Union, Artikel 1, Abs. 31, 25. Oktober 2012.
- [63] dena, „Intelligente Zähler - Smart Metering: Ein Lösungsbaustein für ein zukunftsfähiges Energiesystem,“ Berlin, Dezember 2011.
- [64] E-DeMa, „E-DeMa – Die Basis für marktwirtschaftliche Anreize beim Stromverbrauch,“ [Online]. Available: <http://www.e-dema.de/de/projekt/ueberblick.html>. [Zugriff am 08 10 2013].
- [65] acatech, „Future Energy Grid - Migrationspfade ins Internet der Energie,“ Berlin, Februar 2012.
- [66] U. Neupert, T. Euting, T. Kretschmer, C. Notthoff, K. Ruhlig und B. Weimert, „Energiespeicher – Technische Grundlagen und energiewirtschaftliches Potenzial,“ Fraunhofer IRB Verlag, Stuttgart, 2009.
- [67] BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit), „BMU Leitstudie 2011: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global - Schlussbericht,“ 29. März 2012.
- [68] „cyclopedia.net,“ [Online]. Available: <http://de.cyclopaedia.net/wiki/Weibullverteilung>. [Zugriff am 13. August 2013].
- [69] dena (Deutsche Energie-Agentur), „Effiziente Energiesysteme,“ [Online]. Available: <http://www.effiziente-energiesysteme.de/glossar/glossar/r/residuallast.html>. [Zugriff am 01. August 2013].
- [70] Bibliographisches Institut GmbH, 2013, „Duden,“ [Online]. Available: <http://www.duden.de/rechtschreibung/Windhoeffigkeit>. [Zugriff am 30. Juli 2013].
- [71] R. Gillenkirch, „Nutzwertanalyse,“ Gabler Wirtschaftslexikon, [Online]. Available: <http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Definition/nutzwertanalyse.html>. [Zugriff am 4. Januar 2014].

- [72] Bundesverband Windenergie e.V., „Repowering von Windenergieanlagen - Effizienz, Klimaschutz, regionale Wertschöpfung,“ Berlin, Juni 2009.
- [73] E. Tröster und J.-D. Schmidt, „Evaluating the Impact of PV Module Orientation on Grid Operation,“ 2nd International Workshop on Integration of Solar Power into Power Systems, Lissabon, Portugal, 12. - 13. November 2012.
- [74] VKU (Verband kommunaler Unternehmen e.V.), „Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland - Langfassung,“ Sigillum Verlag GmbH, Berlin, März 2013.

# TEIL B

## SPEICHERKAPAZITÄT & LASTMANAGEMENT

verfasst von:

## 17. SPEICHERKAPAZITÄT & LASTMANAGEMENT (ARBEITSPAKET 3)

In Arbeitspaket 3 wird eine Bestandsaufnahme und Potenzialerhebung für Speichertechnologien (Arbeitsschritt 3.1) und Lastmanagement (Arbeitsschritt 3.2) durchgeführt. Darauf aufbauend wird in Arbeitsschritt 3.3 ein Speicherkonzept für Rheinland-Pfalz modellgestützt abgeleitet, um für die Szenario-Jahre 2017 und 2030 die schwankende Stromeinspeisung aus Wind- und PV-Anlagen im Rahmen der 100 % EE-Strategie auszugleichen.

### 17.1 BESTANDSAUFNAHME DER SPEICHERTECHNOLOGIEN (ARBEITSSCHRITT 3.1)

Als Speichertechnologien werden Pumpspeicherkraftwerke (Abschnitt 17.1.1), Batteriespeicher in Kombination mit PV-Anlagen (Abschnitt 17.1.2), Power-to-Gas Anlagen zur Erzeugung von Wasserstoff und synthetischem Methan (Abschnitt 17.1.3) betrachtet. Darüber hinaus wird für Biogasanlagen (Gas- und Wärmespeicher) und erdgasbefeuerte BHKW (Wärmespeicher) das Potenzial zur flexiblen Stromerzeugung abgeleitet (Abschnitte 17.1.4 und 17.1.5). Das Potenzial für Power-to-Heat wird in Abschnitt 17.1.6 dargestellt. Untertagespeicher als mögliche Speicheroption werden in Abschnitt 17.1.7 kurz skizziert.

#### 17.1.1 Pumpspeicherkraftwerke

In Rheinland-Pfalz ist derzeit kein Pumpspeicherkraftwerk in Betrieb. Das bestehende Pumpspeicherkraftwerk in Vianden (Luxemburg) gehört jedoch elektrisch zum Netzgebiet von Rheinland-Pfalz und wird daher in der Bestandsaufnahme berücksichtigt (Tabelle 96).

Für das geplante Pumpspeicherkraftwerk der Stadtwerke Trier in Schweich wurde am 05.09.2013 der Raumordnungsbescheid an die Stadtwerke Trier übergeben. Damit kann für das PSW Schweich mit dem Planfeststellungsverfahren begonnen werden. Das PSW Schweich weist eine Pump- und Turbinenleistung von jeweils 300 MW sowie eine Speicherkapazität von 3.000 MWh auf [1]. Für das geplante Pumpspeicherkraftwerk der Stadtwerke Mainz in Heimbach mit einer Leistung von 300 MW und einer Speicherkapazität von 1.500 MWh läuft derzeit ein Dialogprozess mit Anwohnern und Interessensgruppen. Die ursprünglich geplante Anlagenleistung von 400 MW bis 600 MW musste auf 300 MW reduziert werden, da die Idee, den Rhein als Unterbecken zu nutzen, aufgrund der Rheinschifffahrt ausscheidet und nun auf einen Steinbruch als Unterbecken zurückgegriffen werden muss [2], [3]. Für beide geplante Pumpspeicherkraftwerke kann aufgrund der üblichen Planungs- und Bauzeiten eine Inbetriebnahme bis 2017 ausgeschlossen werden. Im Szenario-Jahr 2017 wird daher nur das bereits bestehende Pumpspeicherkraftwerk Vianden inkl. der derzeit im Bau befindlichen Erweiterung der Turbinenleistung um 200 MW berücksichtigt. Im Szenario-Jahr 2030 kommen dann die geplanten Pumpspeicherkraftwerke Schweich und Heimbach hinzu.



Darüber hinaus gab es in den 1970er Jahren Pläne, in Kombination mit dem Kernkraftwerk Mülheim-Kärlich, in der Region Eller-Bremm-Lutzenrath ein größeres Pumpspeicherkraftwerk mit einer Pump- und Turbinenleistung von 1.300 MW und einer Speicherkapazität von 10 GWh anzusiedeln [4]. Das Kernkraftwerk Mülheim-Kärlich war jedoch nur in den Jahren 1986 bis 1988 zunächst im Probe- und später auch im Regelbetrieb. Ob die Pläne für dieses Pumpspeicherkraftwerk auch als Speicheroption für den Ausgleich von Wind- und PV-Strom von einem Investor wieder aufgegriffen werden ist fraglich. Ein Standort in der Region Eller-Bremm-Lutzenrath wird daher in der Szenarienanalyse nicht berücksichtigt.

**Tabelle 96: Bestehende und geplante Pumpspeicherkraftwerke im Netzgebiet von Rheinland-Pfalz.**  
Quelle: [1], [2], [4]

Standort	Betreiber	Pumpleistung	Speichergröße	Turbinenleistung	Status
<b>Vianden (LUX)</b>	SEO/RWE	850 MW	5 GWh	1.100 MW	In Betrieb
<b>Vianden (LUX)</b>	SEO/RWE			200 MW	Im Bau
<b>Schweich</b>	Stadtwerke Trier	300 MW	3 GWh	300 MW	Raumordnungsbescheid
<b>Heimbach</b>	Stadtwerke Mainz	300 MW	1,5 GWh	300 MW	Planung

Der elektrische Wirkungsgrad von Pumpspeicherkraftwerken beträgt rund 80 %. Die spezifischen Investitionen für das PSW Schweich liegen bei rund 1.500 €/kW [5], für das PSW Heimbach werden, basierend auf vergleichbaren Projekten, etwa 2.000 €/kW veranschlagt [6]. Variable Kosten werden mit 1 €/MWh veranschlagt.

### 17.1.2 Batteriespeicher

In diesem Abschnitt werden das Potenzial und die Einsatzmöglichkeiten von Batteriespeichersystemen in Kombination mit Photovoltaik-Anlagen in Rheinland-Pfalz erörtert. Hierzu wird zunächst eine Übersicht über relevante Batteriearten und wichtige technische Kenngrößen von Batteriespeichersystemen gegeben. Anschließend wird eine Potenzialanalyse für Photovoltaikanlagen, basierend auf verfügbaren Dach- und Freiflächen sowie dem Zubau an Photovoltaikanlagen der letzten Jahre, vorgestellt. Abschließend wird der Zubau an Photovoltaikanlagen gemäß dem Ausbauziel 5.500 MW in 2030 für die Szenarien-Jahre 2017 und 2030 fortgeschrieben und die Anzahl und Speichergröße von Batteriespeichersystemen in Kombination mit PV-Anlagen abgeschätzt.

## A. Techno-ökonomische Parameter von verschiedenen Batteriearten

Je nach Anwendungsfall und technischen Anforderungen werden folgende Batteriearten eingesetzt [7]:

- Blei-Säure-Batterien
- Lithium-Ionen-Batterien
- Natrium-Schwefel-Batterien
- Redox-Flow-Batterien

Blei-Säure-Batterien gehören zu den etablierten und am weitesten entwickelten Batteriespeichersystemen und werden vor allem als kurz- und mittelfristige Energiespeichersysteme eingesetzt. Typische Anwendungsfelder von Blei-Säure-Batterien sind Starterbatterien für PKW sowie Batteriesysteme zur unterbrechungsfreien Stromversorgung (z. B. für Telekommunikationssysteme). Lithium-Ionen-Batterien haben dahingegen die höchste Energiedichte und den höchsten Wirkungsgrad und kommen daher vorzugsweise in mobilen Endgeräten und Elektrofahrzeugen zum Einsatz [7]. Natrium-Schwefel-Batterien zählen zu den Hochtemperaturbatterien (Betriebstemperatur von mindestens 300 °C) und werden in stationären Anwendungen eingesetzt, z. B. zur Netzstabilisierung in Umspannwerken oder als mittelfristiger Stromspeicher von Wind- und großen PV-Anlagen [8]. Unter den Redox-Flow-Batterien ist die Batterie auf Basis von Vanadium als Elektrolyt am weitesten verbreitet [9]. Sie eignet sich vor allem zum modularen Aufbau von Großbatteriesystemen. Die Besonderheit dieses Batterietyps liegt in der nahezu unbegrenzten Anzahl an Be- und Entladezyklen, da die Lebensdauer der Batterie davon nicht negativ beeinflusst wird [10]. Tabelle 97 gibt eine Übersicht über typische Kenngrößen der verschiedenen Speichertechnologien.

**Tabelle 97: Technische Parameter verschiedener Batterietypen. Quelle: [7], [8], [10], [11]**

Batterietyp	Speichergröße	Lebensdauer	Wirkungsgrad	Ladeleistung	Selbstentladung
Lithium-Ion	4 kWh - 40 kWh	15 - 20 Jahre	85 % - 95 %	2 kW - 20 kW	5 %/Monat
Blei-Säure	7 kWh - 29 kWh	8 - 15 Jahre	85 % - 90 %	1 kW - 15 kW	3 % - 12 %/Monat
Natrium-Schwefel	360 kWh - 430 kWh	15 - 20 Jahre	68 % - 75 %	-	-
Vanadium-Redox-Flow	40 kWh - 4.000 kWh	20 Jahre	70 % - 80 %	10 kW - 1.000 kW	$< \frac{1}{12}$ %/Monat

Für den hier betrachteten Fall der stationären Anwendung eines Speichersystems in Kombination mit einer Photovoltaik-Dachanlage bei Privathaushalten bieten sich derzeit

Blei-Säure- oder Lithium-Ionen-Batterien an. Solche Speichersysteme sind inklusive Wechselrichter auf dem deutschen Markt bereits erhältlich [11].

## B. Potenzialanalyse für Photovoltaikanlagen

In Rheinland-Pfalz waren Ende 2012 Photovoltaikanlagen mit einer installierten Leistung von 1.585 MWp in Betrieb [12]. Anhand der Meldungen der Bundesnetzagentur für die Jahre 2010 bis 2012 ergibt sich für die installierten Photovoltaikanlagen die in Tabelle 98 dargestellte Größenverteilung für Dachanlagen von Ein- und Mehrfamilienhäusern (bis 30 kWp), landwirtschaftliche bzw. gewerbliche Dachanlagen (30 kWp bis 1.000 kWp) und Freiflächenanlagen (ab 1.000 kWp). Die Klassengrenzen für die Größeneinteilung orientieren sich dabei an Referenzlisten für PV-Anlagen (z.B. [13], [14], [15]).

**Tabelle 98: Größenverteilung des Zubaus an PV-Anlagen in Rheinland-Pfalz von 2010 bis 2012. Quelle: [12], Eigene Darstellung (Öko-Institut e.V.)**

Größenklasse	Dachanlagen von Ein- und Mehrfamilienhäusern	Dachanlagen in Landwirtschaft und Gewerbe	Freiflächenanlagen
<b>Größe</b>	< 30 kWp	30 kWp - 1.000 kWp	> 1.000 kWp
<b>Anteil an neu installierter PV-Leistung</b>	39 %	40 %	21 %
<b>Häufigkeit</b>	89,0 %	10,8 %	0,2 %
<b>Klassenmittelwert</b>	10,8 kWp	96,6 kWp	2.482 kWp
<b>Gesamtausbau</b>	370 MWp	390 MWp	200 MWp

Insgesamt hat in Rheinland-Pfalz von 2010 bis 2012 ein Zubau an installierter PV-Leistung von rund 960 MWp stattgefunden. Knapp 90 % der in diesem Zeitraum zugebauten PV-Anlagen sind Dachanlagen < 30 kWp. Dieser Anlagentyp macht rund 40 % der neu installierten PV-Leistung in Höhe von 370 MWp aus. Der Klassenmittelwert liegt bei rund 11 kWp. Ebenfalls rund 40 % der neu installierten PV-Leistung entfällt auf Dachflächen in den Sektoren Landwirtschaft und Gewerbe (390 MWp) mit einem Klassenmittelwert von knapp 100 kWp. Auf Freiflächenanlagen entfallen 20 % der im Zeitraum 2010 bis 2012 neu zugebauten PV-Leistung (200 MWp). Eine Freiflächenanlage ist im Durchschnitt 2,5 MWp groß.

Die Höhe und Art des Zubaus an PV-Anlagen hängt maßgeblich von der Ausgestaltung der im EEG vorgegebenen Einspeisevergütung ab. Für Privathaushalte ist zukünftig auch der Preisunterschied zwischen Einspeisevergütung und Strombezug relevant. Mit steigenden Strombezugskosten und sinkender PV-Einspeisevergütung werden Batteriespeichersysteme auch für den privaten Investor betriebswirtschaftlich attraktiv. Für die Größenverteilung des PV-Zubaus in den Szenarien-Jahre 2017 und 2030 werden folgende Annahmen getroffen:

- Nur 10 % der zugebauten PV-Leistung entfällt auf Freiflächenanlagen, u.a. auch um den Flächenverbrauch zu begrenzen.
- 90 % der zugebauten PV-Leistung entfällt auf Dachanlagen, wobei die Hälfte auf Hausdachanlagen von Einfamilienhäusern entfällt. Die restlichen 45 % entfallen auf größere Hausdachanlagen sowie landwirtschaftliche und gewerbliche Dachflächen. Die Landesregierung Rheinland-Pfalz bevorzugt den Ausbau von kleineren und mittleren PV-Dachanlagen [16].

Für das Szenario-Jahr 2017 wird eine installierte PV-Leistung von 2.600 MWp und für das Szenario-Jahr 2030 von 5.500 MWp unterstellt. Die lineare Zubaurate beträgt insgesamt rund 220 MWp/a, auf Privathaushalte (Einfamilienhäuser) entfallen 100 MWp/a (45 %). In den nächsten fünf Jahren werden somit 500 MWp (Szenario-Jahr 2017) und weitere 1.300 MWp von 2018 bis 2030 auf privaten Hausdächern zusätzlich installiert.

Der mittlere Stromverbrauch eines 4-Personenhaushalts in einem Einfamilienhaus ohne elektrische Wärme- und Warmwasserbereitstellung liegt in Deutschland bei rund 4.500 kWh/a [17]. Da die Deckung des Eigenstromverbrauchs durch selbst erzeugten PV-Strom den Treiber für den Einsatz von Batteriespeichern in diesem Anwendungsfall darstellt, hängt die optimale Speichergröße stark vom Verbrauch des Haushalts und nur untergeordnet von der Größe der PV Anlage ab. Bei einem Jahresverbrauch von 4.000 kWh bis 4.500 kWh liegt die optimale Speichergröße bei ca. 5 kWh [18]. Dies entspricht auch der derzeit am Markt verfügbaren und für den Eigenverbrauch optimierten Speichergrößen (Auswertung von [19]).

Legt man diesen Wert für die Dimensionierung des Batteriespeichers zugrunde, so erhält man eine kumulierte Speicherkapazität von 500 MWh im Szenario-Jahr 2017 und 1.800 MWh im Szenario-Jahr 2030, wenn alle neu installierten PV-Hausdachanlagen auch mit einem Batteriespeichersystem ausgestattet sind. Das typische Verhältnis von Speicherkapazität zu Speicherleistung liegt bei 1:1 bis 2:1 (Auswertung von [19]). Die kumulierte Beladeleistung wird daher mit einem Auslegungsverhältnis von 2:1 bestimmt und liegt im Szenario-Jahr 2017 dann bei 250 MW bzw. 900 MW im Szenario-Jahr 2030. Die Einspeiseleistung der mit einer Batterie ausgestatteten PV-Anlagen ist in Anlehnung an das Marktanzreizprogramm der KfW für PV-Batteriespeicher auf 60 % der installierten Leistung begrenzt [20].

Der Stromverbrauch der mit einem PV-Batteriespeicher ausgestatteten Einfamilienhäuser beläuft sich auf 45 GWh im Szenario-Jahr 2017 (anteilig erschlossenes Potenzial) sowie 630 GWh (anteilig erschlossenes Potenzial) bzw. 1.620 GWh (komplett erschlossenes Potenzial) im Szenario-Jahr 2030 (Tabelle 99).

Tabelle 99: Potenzialerhebung für PV-Batteriespeicher in Einfamilienhäusern in Rheinland-Pfalz. Quelle: Eigene Darstellung (Öko-Institut e.V.)

	Szenario-Jahr 2017 (anteilig erschlossenes Potenzial)	Szenario-Jahr 2030 (anteilig erschlossenes Potenzial)	Szenario-Jahr 2030 (Gesamtpotenzial)
<b>Installierte PV-Leistung</b>	50 MW	700 MW	1.800 MW
<b>Batterie-Speicherkapazität</b>	50 MWh	700 MWh	1.800 MWh
<b>Batterie-Beladeleistung</b>	25 MW	350 MW	900 MW
<b>Anzahl Einfamilienhäuser</b>	10.000	140.000	360.000
<b>Stromverbrauch Einfamilienhäuser</b>	45 GWh	630 GWh	1.620 GWh

Inwieweit sich diese Potenziale realisieren lassen, hängt von der Entwicklung der spezifischen Investitionen für Batteriespeicher und den energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen ab (z.B. Privilegierung des Eigenstromverbrauchs). Derzeit belaufen sich die spezifischen Investitionen für Batteriespeicher im Segment bis 10 kWh auf 600 €/kW bis 2.500 €/kW für Blei-Säure Batterien und 2.000 €/kW bis 3.800 €/kW für Lithium-Ionen-Batterien [21]. Variable Kosten (Grenzkosten) fallen nach derzeitigen Rahmenbedingungen nicht an. Für den Zeitraum 2013 – 2017 wird ein Anteil an PV-Batteriespeichern in Höhe von 10 % unterstellt, so dass im Szenario-Jahr 2017 dann 50 MW<sub>p</sub> mit einer Batterie-Speicherkapazität von 50 MWh und einer Batterie-Beladeleistung von 25 MW ausgestattet sind. Im Zeitraum 2018 – 2030 erhöht sich der Anteil an PV-Batteriespeichern auf 50 %, so dass im Szenario-Jahr 2030 dann kumuliert 700 MW<sub>p</sub> mit einer Batterie-Speicherkapazität von 700 MWh und einer Batterie-Beladeleistung von 350 MW vorliegen. Das vollständige PV-Batteriespeicherpotenzial im Speicherszenario 2030 beträgt für 1.800 MW<sub>p</sub> dann 1.800 MWh Batterie-Speicherkapazität und 900 MW Batterie-Beladeleistung.

### 17.1.3 Power-to-Gas

Bei dem Verfahren „Power-to-Gas“ wird Strom mittels Elektrolyse von Wasser in den chemischen Energieträger Wasserstoff umgewandelt ( $2 \text{ H}_2\text{O} \rightarrow 2 \text{ H}_2 + \text{O}_2$ ). Der so erzeugte Wasserstoff kann dann in die bestehende Erdgasinfrastruktur (Gasnetz und Speicher) eingespeist oder in einem lokalen Wasserstoffspeicher zwischengespeichert werden. Darüber hinaus kann in einem weiteren Prozessschritt dem Wasserstoff noch Kohlenstoff hinzugefügt werden, so dass Methan entsteht ( $2 \text{ H}_2 + \text{CO}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + \text{O}_2$ ). Neben der katalytischen Methanisierung (Sabatier-Prozess) steht auch die biologische Methanisierung zur Verfügung (Bakterien). Zu einem späteren Zeitpunkt wird der synthetisch erzeugte Wasserstoff bzw. das synthetisch erzeugte Methan mittels BHKW, Brennstoffzelle, Gasturbine oder GuD-Kraftwerk wieder rückverstromt.

Das Potenzial für die Speicheroption „Power-to-Gas“ wird von folgenden Faktoren begrenzt:

- Menge und Profil des Erdgasverbrauchs
- Wirkungsgrad Elektrolyse und H<sub>2</sub>-Beimischungsgrenze im Erdgasnetz
- Wirkungsgrad Methanisierung und regenerative CO<sub>2</sub>-Quelle für Methanisierung

#### **A. Menge und Profil des Erdgasverbrauchs**

Der Primärenergieverbrauch an Erdgas lag in Rheinland-Pfalz im Zeitraum 2000 bis 2009 bei rund 70 TWh, der Endenergieverbrauch bei rund 40 TWh. Etwa 40 % bis 50 % des Endenergieverbrauchs von Erdgas entfällt auf die Industrie, die verbleibenden 50 % bis 60 % auf Haushalte und Kleinverbraucher [22]. Temperaturbereinigt ist der Erdgasverbrauch in Deutschland im Zeitraum 2006 bis 2011 um rund 14 % bzw. 2,9 %/a gesunken. Gründe dafür sind der sinkende Erdgasverbrauch im Wohnungsbestand durch eine höhere Effizienz der Wärmebereitstellung (Wärmedämmung, Ersatz alter Heizungsanlagen) sowie die Zunahme solarer Warmwasserbereitung und dem Einsatz von Wärmepumpen vor allem im Neubaubereich [23].

Im Netzentwicklungsplan Gas wird für drei Szenarien der Erdgasverbrauch bis zum Jahr 2016 sowie für das Jahr 2023 prognostiziert. Das Szenario I bildet aufgrund einer positiven Wirtschafts- und Bevölkerungsentwicklung einen höheren Pfad des Gasbedarfs ab. Der Gasbedarf sinkt dennoch im Zeitraum 2010 bis 2016 um 1,0 %/a und bleibt dann bis 2023 konstant. Szenario II bildet den mittleren Pfad des Endenergiebedarfs für Gas ab und wird von den Fernleitungsnetzbetreibern als das wahrscheinlichste Szenario angesehen. Der Gasbedarf nimmt im Zeitraum 2010 bis 2016 um 1,3 %/a und im Zeitraum 2016 bis 2023 um 0,8 %/a ab. Szenario III unterstellt sehr hohe Effizienzsteigerungen und bildet den unteren Pfad der Gasbedarfsentwicklung ab. Der Gasbedarf verringert sich im Zeitraum 2010 bis 2016 um 2,5 %/a und im Zeitraum 2016 bis 2023 um 1,7 %/a [23].

Für den Erdgasbedarf in Rheinland-Pfalz wird in Anlehnung an das Szenario II des Netzentwicklungsplans Gas bis zum Szenario-Jahr 2017 ein Effizienzpfad von 1,3 %/a und für den Zeitraum 2017 bis 2030 von 0,8 %/a unterstellt. Der prognostizierte Primärenergieverbrauch an Erdgas liegt in Rheinland-Pfalz im Szenario-Jahr 2017 dann bei rund 60 TWh und schwankt saisonal zwischen 4,5 GW im Monat August und 10,5 GW in den Monaten Dezember und Januar. Im Szenario-Jahr 2030 beträgt der Primärenergieverbrauch an Erdgas rund 54 TWh und schwankt zwischen 4 GW im Monat August und 9,5 GW in den Monaten Dezember und Januar.

#### **B. Wirkungsgrad Elektrolyse und H<sub>2</sub>-Beimischungsgrenze im Erdgasnetz**

Im Wesentlichen gibt es drei relevante Technologien für die Wasserelektrolyse: Alkalische Elektrolyse (AEL), Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse (PEMEL) und Hochtemperatur-Elektrolyse (HEL) [24]. Der Wirkungsgrad von Elektrolyseanlagen liegt bei rund 60 % bis 70 % [25]. Für das Szenario-Jahr 2017 wird ein Wirkungsgrad von 60 % und für das Szenario-Jahr 2030 von 70 % unterstellt.

Bei der Zumischung von Wasserstoff in das bestehende Erdgassystem sind, im Gegensatz zu synthetischem Methan, zahlreiche technische Restriktionen zu berücksichtigen. Diese betreffen sowohl die Endgeräte, wie z.B. Brennwertkessel, Gasturbinen, Erdgasfahrzeuge, als auch die Gastransportinfrastruktur mit Gasleitungen, Verdichterstationen und Messtechnik. In Summe kann für das Szenario-Jahr 2017 eine H<sub>2</sub>-Beimischungsgrenze von 2 Vol. % und, bei entsprechender Nachrüstung, von 5 Vol. % für das Szenario-Jahr 2030 unterstellt werden [24]. Dies entspricht, bei vollständiger Potenzialausschöpfung der Beimischungsgrenze entlang des saisonalen Erdgasprofils, einer maximalen Beimischung von rund 2 TWh H<sub>2</sub> in 2017 bzw. rund 3,8 TWh H<sub>2</sub> in 2030.

### C. Regenerative CO<sub>2</sub>-Quelle für Methanisierung

Einen Engpass bei der Erzeugung von EE-Methan stellt die Verfügbarkeit von konzentriertem und regenerativem CO<sub>2</sub> dar. Als mögliche regenerative CO<sub>2</sub>-Quellen kommen biogenes CO<sub>2</sub> aus Biogasanlagen sowie die direkte CO<sub>2</sub>-Absorption aus der Atmosphäre in Betracht. Darüber hinaus stehen noch fossile CO<sub>2</sub>-Quellen zur Verfügung, wie beispielsweise prozessbedingte CO<sub>2</sub>-Ströme aus Industrieanlagen (z. B. von Stahl- oder Zementwerken) sowie die Rauchgase von Kohle- oder Erdgaskraftwerken [26]. Im Rahmen einer ambitionierten Emissionsminderungsstrategie für Treibhausgase stellt die CCS-Technologie (Carbon Capture and Storage) eine wichtige Möglichkeit zur dauerhaften Emissionsminderung dieser Prozessemissionen dar [27], so dass in dieser Studie zur Potenzialanalyse lediglich biogenes CO<sub>2</sub> betrachtet wird.

Als biogene CO<sub>2</sub>-Quellen eignen sich gereinigtes Roh-Biogas, Deponiegas und Klärgas (CO<sub>2</sub>-CH<sub>4</sub>-Gemisch) sowie CO<sub>2</sub> aus der Biogasaufbereitung (Methananreicherung) zur Einspeisung in das Erdgasnetz [26], [28]. Rauchgas aus Verbrennungsprozessen (z.B. Abgas aus BHKW von Biogasanlagen) ist für die Methanisierung ohne Aufbereitung nicht geeignet [26].

Die verfügbare CO<sub>2</sub>-Menge aus Deponiegas und Klärgas sowie Biogas aus landwirtschaftlichen Biogasanlagen und aus der Bioabfallvergärung wird über die vorgegebene Stromerzeugung rückgerechnet (vgl. Abschnitt 17.1.4). In beiden Szenarien-Jahren stehen rund 100 Mio. m<sup>3</sup> biogenes CO<sub>2</sub> zur Verfügung (Tabelle 100).

**Tabelle 100: Biogenes CO<sub>2</sub>-Potenzial in den Szenario-Jahren 2017 und 2030. Quelle: Eigene Berechnung (Öko-Institut e.V.)**

	Szenario-Jahr 2017	Szenario-Jahr 2030
<b>Stromerzeugung aus Deponiegas, Klärgas und Biogas</b>	460 GWh/a	470 GWh/a
<b>Elektrischer Wirkungsgrad</b>	38 %	39 %
<b>Entspricht CH<sub>4</sub> Menge</b>	121 Mio. m <sup>3</sup> /a	121 Mio. m <sup>3</sup> /a
<b>Anteilige CO<sub>2</sub> Menge</b>	<b>100 Mio. m<sup>3</sup>/a</b>	<b>100 Mio. m<sup>3</sup>/a</b>

Um in das Erdgasnetz einspeisen zu können, ist eine gewisse räumliche Nähe sowie ein geeigneter Anschlusspunkt an das Erdgasnetz erforderlich. Als grobe Abschätzung wird unterstellt, dass nur 50 % des biogenen CO<sub>2</sub>-Potenzials katalytisch methanisiert und dann in das Erdgasnetz eingespeist werden kann. Für die restlichen 50 % verbleibt die Option der biologischen Methanisierung in der Biogasanlage und der Rückverstromung am Ort der Biogasanlage.

Im Sabatier-Prozess (katalytische Methanisierung) ist es möglich, ca. 95 % des eingesetzten CO<sub>2</sub> zu methanisieren, so dass aus 50 Mio. m<sup>3</sup>/a CO<sub>2</sub> knapp 48 Mio. m<sup>3</sup>/a Methan (d.h. 5.415 m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>/h) erzeugt werden können [26]. Bei einem unterstellten Wirkungsgrad von 80 % für den Sabatier-Prozess sowie 60 % (Szenario-Jahr 2017) bzw. 70 % (Szenario-Jahr 2030) für die Elektrolyse ergibt sich daraus eine installierte elektrische Leistung der katalytischen Prozesskette zur EE-Methan Synthese von 110 MW im Szenario-Jahr 2017 bzw. 95 MW im Szenario-Jahr 2030. Der Gesamtwirkungsgrad von Wasserstoff-Elektrolyse, katalytischer Methanisierung und Rückverstromung mittels GuD-Kraftwerk liegt bei rund 30 %.

Im Rahmen der biologischen Methanisierung kann bis zu 80 % des eingesetzten CO<sub>2</sub> von den Mikroorganismen methanisiert werden [29], so dass aus 50 Mio. m<sup>3</sup> CO<sub>2</sub> im Rohbiogas weitere 40 Mio. m<sup>3</sup> Methan (d.h. 4.560 m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>/h) erzeugt und im lokalen Biogasspeicher zwischengespeichert werden können. Diese Variante ist v.a. für kleinere Biogasanlagen und für Biogasanlagen abseits des Erdgasnetzes interessant. Der Vorteil ist die eingesparte katalytische Methanisierungsstufe; der Nachteil liegt in der Begrenzung durch den Biogasspeicher vor Ort, so dass dieses System nur als Tagesspeicher eingesetzt werden kann (Speicherzeitraum <12h). Mindestens 50 % des CO<sub>2</sub>-Anteils im Rohbiogas können somit nicht genutzt werden.

Bei einem unterstellten Wirkungsgrad für die Elektrolyse von 60 % (Szenario-Jahr 2017) bzw. 70 % (Szenario-Jahr 2030) ergibt sich eine installierte Elektrolyseleistung von 75 MW (Szenario-Jahr 2017) bzw. 65 MW (Szenario-Jahr 2030). Die zusätzlich benötigte elektrische BHKW-Leistung zur Rückverstromung des EE-Methans liegt bei knapp 20 MW. Der Gesamtwirkungsgrad von Wasserstoff-Elektrolyse, biologischer Methanisierung und Rückverstromung mittels BHKW liegt bei rund 25 %.

#### **D. Zusammenfassende Potenzialabschätzung für Power-to-Gas für die Szenario-Jahre 2017 und 2030**

Der maximale Lastverlauf für Power-to-Gas schwankt zwischen 330 MW und 530 MW im Szenario-Jahr 2017 bzw. 450 MW und 830 MW im Szenario-Jahr 2030 (Abbildung 79). Hauptbestandteil des ganzjährig verfügbaren Gesamtpotenzials in Höhe von 450 MW im Szenario-Jahr 2030 ist die Prozesskette Wasserstoffelektrolyse und Einspeisung in das Erdgasnetz mit einer elektrischen Last von 290 MW, gefolgt von der Prozesskette Elektrolyse und katalytische Methanisierung mit 95 MW und der Prozesskette Elektrolyse und biologische Methanisierung mit 65 MW.



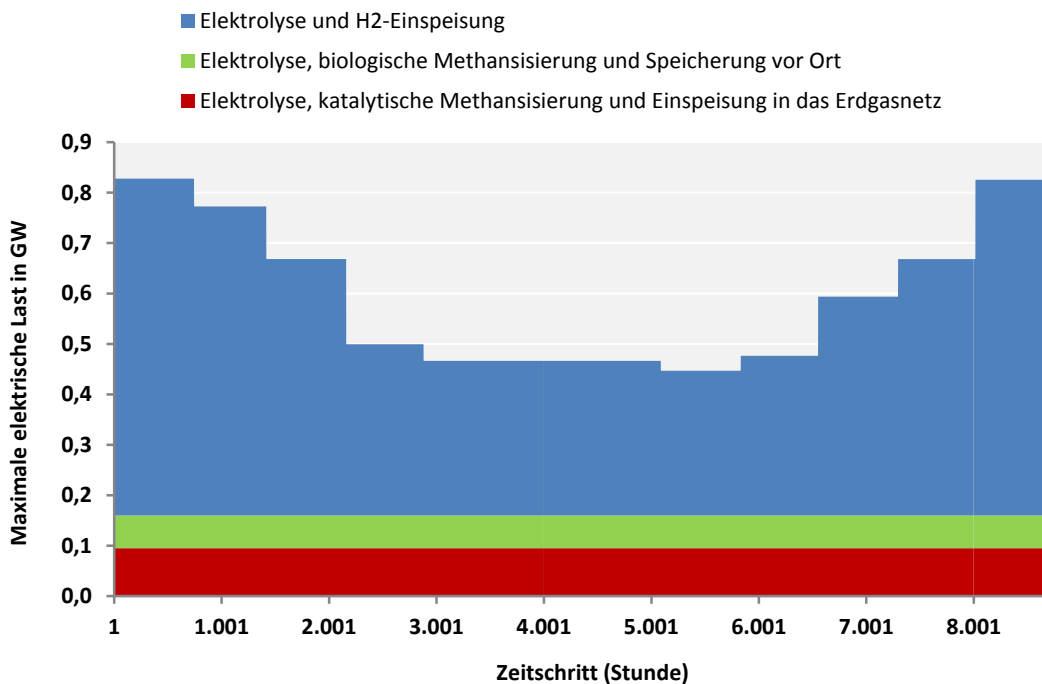


Abbildung 79: Maximale elektrische Last für die Herstellung von Wasserstoff und synthetischem Methan im Jahr 2030. Quelle: Eigene Darstellung (Öko-Institut e.V.)

Bisher befinden sich Power-to-Gas-Anlagen noch in der Erprobungs- und Demonstrationsphase. In Prenzlau (Brandenburg) ging Ende 2011 das Hybridkraftwerk der Firma Enertrag mit einer Elektrolyse Anlage mit 600 kW Leistung in Betrieb (max. 120 m<sup>3</sup> H<sub>2</sub>/h). Der Wasserstoff wird am Ort der Anlage in drei Wasserstoffdruckbehältern gespeichert und bei Bedarf zusammen mit Biogas in BHKW verstromt oder per Trailer an eine Wasserstofftankstelle geliefert [30]. In Falkenhagen (Brandenburg) baut E.ON derzeit eine Power-to-Gas-Anlage mit einer elektrischen Anschlussleistung der Elektrolyse von 2 MW, die den erzeugten Wasserstoff direkt in das Erdgasnetz einspeisen wird [31]. Audi baut derzeit in Werlte (Niedersachsen) eine Power-to-Gas Anlage mit Hydrolyse und Methanisierung zur Einspeisung in das Erdgasnetz. Das benötigte CO<sub>2</sub> stammt aus einer Biogasanlage, die elektrische Anschlussleistung beträgt 6 MW [26].

In Rheinland-Pfalz sind aktuell folgende Pilotanlagen geplant bzw. als Forschungsprojekt beantragt:

- Pilotanlage der Stadtwerke Mainz AG im Wirtschaftspark Mainz-Hechtsheim zur Wasserstofferzeugung und Einspeisung in das Erdgasnetz, zur Beimischung als Brennstoff für das GuD-Kraftwerk Mainz sowie zur lokalen Speicherung und Trailerabfüllung zur H<sub>2</sub>-Nutzung im Verkehrssektor bzw. in der Industrie. Die geplante installierte elektrische Leistung der Elektrolyseure beträgt bis zu 6 MW. Die Inbetriebnahme ist für Frühjahr 2015 geplant [32].
- Forschungsprojekt der Firma e-rp GmbH zur Erzeugung von EE-Methan und Einspeisung in das Erdgasnetz in Kirchheimbolanden. Biogene CO<sub>2</sub>-Quelle ist eine Biogasanlage. Die installierte elektrische Leistung des Elektrolyseurs soll in der 2. Ausbaustufe 320 kW betragen.

Für das Szenario-Jahr 2017 wird daher der Zubau erster Pilotanlagen in Höhe von 5 MW für Elektrolyse und H<sub>2</sub>-Einspeisung sowie 2 MW für Elektrolyse und katalytische Methanisierung unterstellt<sup>82</sup>. Im Speicher-Szenario 2030 (anteilig erschlossen) wird dann unterstellt, dass 50 % des ganzjährig verfügbaren Potenzials der Prozessketten Elektrolyse und Wasserstoffeinspeisung sowie Elektrolyse und katalytische Methanisierung aktiviert werden (195 MW). Aufgrund des geringen Wirkungsgrades bei gleichzeitig geringer Speicherdauer wird das Potenzial für die Prozesskette Elektrolyse und biologische Methanisierung ohne Einspeisung in das Erdgasnetz nicht weiter betrachtet.

Die spezifischen Investitionen für Elektrolyseanlagen belaufen sich in der Leistungsklasse um 1 MW<sub>el</sub> auf rund 3.300 €/kW<sub>el</sub> und für katalytische Methanisierungsanlagen auf rund 1.000 €/kW<sub>el</sub> [33]. Für die geplanten Elektrolyseanlagen in Mainz-Hechtsheim werden Investitionen in Höhe von 17 Mio. € veranschlagt, was spezifischen Investitionen von rund 2.800 €/kW<sub>el</sub> entspricht [32]. Für Wasser werden variable Kosten in Höhe von 1,5 €/m<sup>3</sup> veranschlagt [34]. Für CO<sub>2</sub> werden keine variablen Kosten unterstellt, da es sich in diesem Fall um das Kuppelprodukt der Biogaserzeugung handelt.

#### 17.1.4 Flexible Stromerzeugung aus Biomasse durch Gas- und Wärmespeicherung

Zur Stromerzeugung aus Biomasse können feste, flüssige oder gasförmige biogene Brennstoffe verwendet werden. Die Brennstoffe werden entweder auf land- oder forstwirtschaftlichen Flächen angebaut (Haupt- und Nebenprodukte) oder fallen als Reststoffe (z.B. Wirtschaftsdünger) oder Abfall (z.B. kommunaler Biomüll) an.

##### A. Ist-Zustand und Potenzialanalyse

Im Jahr 2009 wurden in Rheinland-Pfalz rund 910 GWh Strom aus Biomasse erzeugt. Diese setzen sich zu 3 % aus Deponiegas (30 GWh), zu 5 % aus Klärgas (50 GWh), zu 27 % aus Biogas (250 GWh), zu 9 % aus Pflanzenöl (80 GWh), zu 38 % aus fester Biomasse (350 GWh) und zu 16 % aus dem biogenen Anteil des Abfalls zusammen (150 GWh) [22, p. VII]. Das Gesamtpotenzial zur Stromerzeugung aus Biomasse in Rheinland-Pfalz wird in der Literatur mit rund 4,8 TWh ausgewiesen, wobei der größte Anteil auf Anbaubiomasse entfällt (ca. 2 TWh Waldholz und holzartige Energiepflanzen; 0,6 TWh vergärbare Energiepflanzen; 0,2 TWh Rapsöl) [35].

Für die Szenario-Jahre 2017 und 2030 wird von einer gleichbleibenden Stromerzeugung aus Biomasse ausgegangen. Hauptgrund hierfür ist die zunehmende Nutzungskonkurrenz für die Stromerzeugung aus Anbaubiomasse mit anderen Nutzungsformen. Im Biogassektor konkurriert der Maisanbau mit der Futter- und Nahrungsmittelherstellung und im Bereich der Waldnutzung konkurriert der Holzeinsatz in Heizkraftwerken mit der stofflichen Nutzung als auch der energetischen

<sup>82</sup> Zum Zeitpunkt der Potenzialerhebung wurde noch von einer elektrischen Leistung der geplanten Elektrolyseure der Stadtwerke Mainz im Energiepark Mainz-Hechtsheim in Höhe von 2 MW ausgegangen.

Nutzung im Wärmesektor. Für die Szenarien-Jahre 2017 und 2030 wird daher nur eine Mengenverschiebung innerhalb der energetischen Biomassenutzung unterstellt (Tabelle 101).

**Tabelle 101: Stromerzeugung aus Biomasse in Rheinland-Pfalz: Ist-Zustand und Fortschreibung für die Szenario-Jahre 2017 und 2030. Quelle [22], eigene Abschätzungen (Öko-Institut e.V.)**

Art der Biomasse	2009	2017	2030
Deponiegas	30 GWh	30 GWh	20 GWh
Pflanzenöl	80 GWh	10 GWh	0 GWh
Klärgas	50 GWh	50 GWh	40 GWh
Biogas (Landwirtschaft)	244 GWh	370 GWh	390 GWh
Biogas (Bioabfälle)	6 GWh	10 GWh	20 GWh
Biomasse fest	350 GWh	290 GWh	290 GWh
Biogener Anteil des Abfalls	150 GWh	150 GWh	150 GWh
<b>Biomasse gesamt</b>	<b>910 GWh</b>	<b>910 GWh</b>	<b>910 GWh</b>

## B. Entwicklung und Flexibilität der Stromerzeugung aus Deponiegas und Pflanzenöl

Die Entwicklung der Stromerzeugung aus Deponiegas und Pflanzenöl wird in Anlehnung an die Projektionen im BMU-Langfristszenario vorgenommen. Aufgrund der Begrenzung der organischen Substanz in Deponieabfällen durch die TA Siedlungsabfall sowie der zunehmenden thermischen Behandlung von Abfällen nimmt die Deponiegaserzeugung kontinuierlich ab. Die Stromerzeugung aus Pflanzenölen wird nicht mehr über das EEG gefördert und ist seit Jahren rückläufig. Im Szenario-Jahr 2017 wird daher nur noch von einer geringfügigen Stromerzeugung in Höhe von 10 GWh ausgegangen, im Szenario-Jahr 2030 findet dann keine Stromerzeugung aus Pflanzenöl mehr statt.

Zu Wartungszwecken sind Deponiegas-BHKW meist mit einer Notfackel oder einem Gasspeicher ausgestattet. Der Speicherzeitraum beträgt üblicherweise 4 h - 6 h. In den Szenario-Jahren 2017 und 2030 wird ein Speicherzeitraum von 6 h unterstellt. Die installierte Leistung der Deponiegas-BHKW wird mit 7.500 Volllaststunden abgeleitet (2017: 4 MW, 2030: 3 MW). Die verbleibenden Pflanzenöl-BHKW im Szenario-Jahr 2017 (2 MW bei 5.000 Volllaststunden) sind frei einsetzbar (keine Restriktion der Flexibilität).

## C. Entwicklung und Flexibilität der Stromerzeugung aus Biogas und Klärgas

Im Jahr 2011 waren in Rheinland-Pfalz 122 Biogasanlagen mit einer elektrischen Gesamtleistung von rund 48 MW in Betrieb [36]. Dabei stellt sich die räumliche Verteilung innerhalb von Rheinland-Pfalz als sehr heterogen dar. Eine besonders hohe

Biogasanlagendichte liegt mit 46 Biogasanlagen im Eifelkreis Bitburg-Prüm vor, der sich durch eine hohe Tierdichte auszeichnet [36]. In Rheinland-Pfalz sind tendenziell kleinere Biogasanlagen installiert, die mittlere elektrische Leistung beträgt 390 kW. Sieben Anlagen besitzen eine installierte Leistung von mindestens 1 MW (Summe: 8,9 MW).

Als Substrate dienten im Jahr 2011 330.000 t Gülle und 44.500 t Festmist sowie Anbaubiomasse, die auf einer Fläche von gut 22.700 ha produziert wurde. Das Gesamtpotenzial an Wirtschaftsdünger beläuft sich auf rund 4 Mio. t, so dass in 2011 rund 10 % des Potenzials ausgeschöpft wurde [36], [37]. Bei der Anbaubiomasse dominierte im Jahr 2011 mit ca. 70 % der Silomais [36].

Aufbauend auf diesem Mengengerüst und den spezifischen Methanerträgen ergibt sich eine Stromproduktion von 340 GWh im Jahr 2011. Bei einer installierten elektrischen BHKW-Leistung von 48 MW ergeben sich 7.000 Volllaststunden, was einer branchentypischen Auslastung entspricht. Für die Szenarien-Jahre 2017 und 2030 wird ein moderater Ausbau landwirtschaftlicher Biogasanlagen und damit ein Anstieg der Stromproduktion auf 370 GWh im Szenario-Jahr 2017 bzw. 390 GWh im Szenario-Jahr 2030 unterstellt.

Laut der Landesabfallbilanz Rheinland-Pfalz wurde im Jahr 2011 etwa ein Drittel der getrennt erfassten Bioabfälle (95.000 t) vergoren, die restlichen zwei Drittel (200.000 t) wurden kompostiert [38, p. 42]. Bei einem Biogasertrag von 120 m<sup>3</sup>/t Bioabfall, einem Methangehalt von 55 % und einem elektrischen Wirkungsgrad von 38 % entspricht dies einer Bruttostromproduktion von 24 GWh. Tatsächlich haben die vier Bioabfallvergärungsanlagen in Rheinland-Pfalz (VGA Boden, VGA Framersheim, VGA Hoppstädten-Weiersbach, VGA Wüschheim) zusammen mit der Restabfallvergärungsanlage (VGA Kapiteltal) im Jahr nur rund 5,5 GWh Strom netto eingespeist, was auf einen hohen Eigenstromverbrauch hindeutet [38, p. 79]. Der Anteil an Bioabfällen zur Vergärung sowie die energetische Effizienz des Anlagenbetriebes wird für die Szenario-Jahre 2017 und 2030 sukzessive gesteigert, so dass für das Szenario-Jahr 2017 eine Nettostromerzeugung von 10 GWh und für das Szenario-Jahr 2030 von 20 GWh unterstellt wird.

Bei Garten- und Parkabfällen liegen deutliche Mengen an Holzigen Anteilen vor, die sinnvollerweise einer thermischen Nutzung oder Kompostierung zugeführt werden. Holzabfälle werden vollständig einer thermischen Nutzung bzw. stofflichen Verwertung zugeführt.

Die Stromerzeugung aus Klärgas im Jahr 2009 wird für das Szenario-Jahr 2017 fortgeschrieben (50 GWh). Für das Szenario-Jahr 2030 wird aufgrund der demographischen Entwicklung ein leichter Rückgang der Schmutzfracht im Abwasser und damit auch der Klärgasentwicklung unterstellt (40 GWh Stromerzeugung).

Bisher werden Biogasanlagen so ausgelegt, dass sie möglichst hohe Volllaststunden erreichen (> 7.000 h) und damit gleichmäßig Strom einspeisen. Um diese Anlagen flexibel betreiben zu können, ist eine Erweiterung der Anlagenkomponenten erforderlich. Biogasproduktion und Stromproduktion sind dabei zwei weitestgehend voneinander unabhängige Prozessschritte.

Die Flexibilität der Stromerzeugung von Biogas- und Klärgasanlagen wird durch den kontinuierlich anfallenden Gasstrom und durch den Wärmebedarf der Fermenter beschränkt. Biogasanlagen sind bisher mit einem Gasspeicher ausgestattet, um Schwankungen bei der Biogasproduktion auszugleichen und um im Fall einer technischen Störung oder Wartung des BHKW das Biogas zu speichern. Biogasspeicher können als Foliendach in den Fermenter integriert sein oder als separate Gasspeicher, meist drucklose Ballon-Gasspeicher, vorliegen. Während die Gasspeicherkapazität bei wenigen Stunden liegt (ca. 4 h - 6 h), beträgt die Wärmespeicherkapazität der Fermenter rund 12 h bis 24 h. Da beide Randbedingungen berücksichtigt werden müssen, ist eine Erweiterung der Gasspeicher auf bis zu 12 h sinnvoll. Die spezifischen Investitionen für externe Biogasspeicher liegen bei rund 90 €/m<sup>3</sup> bis 160 €/m<sup>3</sup>, dies entspricht rund 300 €/kW bis 550 €/kW (eigene Anbieterrecherche). Mit dieser Flexibilität kann die BHKW-Leistung dann auf 5.000 Volllaststunden ausgelegt werden, wobei der Fermentationsprozess weiterhin kontinuierlich läuft.

Die Größe des Gasspeichers wird im Szenario-Jahr 2017 auf 6 h und im Szenario-Jahr 2030 auf 12 h festgelegt. Die spezifischen Investitionen für zusätzliche Gasspeicherkapazität werden mit ca. 43 €/kW/h veranschlagt. Die installierte elektrische BHKW-Leistung wird im Szenario-Jahr 2017 mit 6.500 Volllaststunden bzw. 5.000 Volllaststunden im Szenario-Jahr 2030 bestimmt (Tabelle 102). Die Reduzierung der Volllaststundenzahl von 6.500 h auf 5.000 h entspricht einer zusätzlichen BHKW-Leistung von rund 20 MW. Die spezifischen Investitionen für Biogas-BHKW liegen bei rund 1.000 €/kW [39].

Aktuell sind in Rheinland-Pfalz zwei Biogasanlagen mit Gasaufbereitung und Gas-einspeisung in Betrieb. Eine 250 kW Biogasanlage in Ramstein-Miesenbach ist Ende 2011 mit einer Biogas-Aufbereitungsanlage in Betrieb gegangen. Seit April 2012 speist sie auch aufbereitetes Biomethan in das Erdgasnetz ein, welches vor allem von den Stadtwerken und öffentlichen Einrichtungen abgenommen wird [40]. Eine weitere Anlage ist seit Sommer 2012 in Boppard-Buchholz in Betrieb. Sie produziert jährlich rund 5,8 Mio. m<sup>3</sup> Bio-Erdgas und speist dieses in das Erdgasnetz ein [41].

**Tabelle 102: Flexible BHKW Leistung von Biomassekraftwerken in den Szenario-Jahren 2017 und 2030.**  
Quelle: Eigene Berechnungen (Öko-Institut e.V.)

Art der Biomasse	Szenario-Jahr 2017	Szenario-Jahr 2030
Deponiegas	4 MW	3 MW
Pflanzenöl	2 MW	0 MW
Klärgas	8 MW	6 MW
Biogas (Landwirtschaft)	57 MW	78 MW
Biogas (Bioabfälle)	2 MW	3 MW
<b>Gesamt</b>	<b>73 MW</b>	<b>90 MW</b>

#### **D. Entwicklung und Flexibilität der Stromerzeugung aus holzartiger Biomasse und Müllverbrennung (biogener Anteil)**

Im Jahr 2011 waren in Rheinland-Pfalz 18 Biomasse-(Heiz)-Kraftwerke mit einer installierten elektrischen Leistung von 69 MW in Betrieb [42]. Diese Anlagen setzen überwiegend Altholz ein. Für die Szenario-Jahre 2017 und 2030 wird eine Stromerzeugung von 290 GWh unterstellt.

Im Jahr 2011 waren in Rheinland-Pfalz drei Müllheizkraftwerke in Betrieb (MHKW Ludwigshafen, MHKW Mainz und MHKW Pirmasens). Sie erzeugten rund 300 GWh Strom, davon entfallen 150 GWh auf den biogenen Anteil im Müll [38, p. 77]. Die Auslastung und Stromerzeugung der Müllheizkraftwerke wird für die Szenario-Jahre 2017 und 2030 konstant fortgeschrieben.

Aufgrund des vorrangigen Betriebs als thermische Entsorgungsanlage wird für die Altholzverbrennung als auch die Müllverbrennung ein kontinuierlicher Anlagenbetrieb unterstellt. Darüber hinaus liegt - anders als bei Biogasanlagen - kein speicherbares Zwischenprodukt vor, so dass für diese Anlagen keine Flexibilität angenommen wird.

##### **17.1.5 Flexible Stromerzeugung aus erdgasbefeuerten BHKW durch Wärmespeicherung**

Im Jahr 2009 wurden in Rheinland-Pfalz 8,6 TWh Strom in KWK-Anlagen erzeugt [22, p. 27]. Dies entspricht einem Anteil am Bruttostromverbrauch von knapp 33 % und liegt damit schon heute deutlich über dem Bundesdurchschnitt von rund 15 % [43, p. 79]. Hauptlieferanten für KWK-Strom in Rheinland-Pfalz sind die Gaskraftwerke der BASF AG am Standort Ludwigshafen mit jährlich rund 6 TWh KWK-Strom [44] sowie das GuD-Kraftwerk der Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG in Mainz. Deren Stromerzeugung beläuft sich auf jährlich rund 3 TWh, davon überwiegend KWK-Strom [45]. Die KWK-Stromerzeugung aus BHKW zur Objektversorgung spielt damit zumindest mengenmäßig bisher eine untergeordnete Rolle in Rheinland-Pfalz.

Im BMU Leitszenario 2011 wird für das Jahr 2015 eine KWK-Stromerzeugung in Deutschland mit erdgasbefeuerten BHKW von 11,5 TWh und für 2030 von 17,4 TWh unterstellt [46, p. 18]. Mit einem Skalierungsfaktor von 5 % verbleiben für Rheinland-Pfalz 0,6 TWh im Szenario-Jahr 2017 bzw. 0,9 TWh im Szenario-Jahr 2030. Die installierte elektrische BHKW-Leistung entspricht dabei für Rheinland-Pfalz 120 MW im Szenario-Jahr 2017 bzw. 180 MW im Szenario-Jahr 2030 [46, p. 19].

Mit Hilfe von Wärmespeichern können KWK-Anlagen stromorientiert betrieben werden. Im BMU Leitszenario wird eine Speicherdauer von 4 h im Szenario-Jahr 2015 und 10 h im Szenario-Jahr 2030 unterstellt [43, p. 77]. Der Wärmespeicher des Großkraftwerks Mannheim ist mit einer Speicherkapazität von 1.500 MWh bzw. eine Speicherdauer von 6 h ausgestattet [47]. Die spezifischen Investitionen für den Wärmespeicher des Großkraftwerks Mannheim betragen ca. 25.000 €/MWh Speicherkapazität [48].

Da die benötigten Investitionen sowie das verfügbare Platzangebot, v.a. in Wohngebäuden, die Größe des Wärmespeichers limitieren, wird für die Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz eine Speicherdauer von 4 h/KWK Engpassleistung für erdgasbefeuerte

BHKW und das GuD-Kraftwerk in Mainz unterstellt. Da die Gaskraftwerke der BASF v.a. Prozessdampf produzieren, ist eine Wärmespeicherung nicht möglich.

Erdgas-BHKW sind häufig auch mit einem erdgasbefeuerten Spitzenlastkessel ausgestattet. Im BMU Leitszenario 2011 entspricht die installierte Kesselkapazität der Wärmehöchstlast [43, p. 77]. Diese Einschätzung wird für die Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz übernommen, so dass in Zeiten mit regionalem EE-Stromüberschuss und hoher Wärmenachfrage das BHKW komplett vom Netz gehen kann.

### **17.1.6 Power-to-Heat bei KWK-Anlagen, Heizwerken und Heizungsanlagen**

Zusätzlich zu Wärmespeichern und erdgas- oder ölbefeuerten Spitzenlastkesseln können noch elektrische Wärme erzeugungsanlagen (z.B. Heizstäbe oder Wärmepumpen) installiert werden, die bei geringen Stromkosten die Wärme erzeugung mit fossilen Brennstoffen substituieren oder ergänzen (Power-to-Heat). Diese Möglichkeit betrifft nicht nur KWK-Anlagen, sondern auch Heizwerke und Heizungsanlagen, die bisher nicht mit dem Stromsektor interagieren. Der mit der elektrischen Wärme erzeugung einhergehende Stromverbrauch wird dann allerdings der Strombilanz zur Deckung der Stromnachfrage entzogen und in die Wärmebilanz zur Deckung der Wärmenachfrage verschoben. Das in der Wärmebilanz eingesparte Erdgas oder Heizöl kann im Gegenzug dem Stromsektor bilanziell angerechnet werden.

Der Endenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser wird in Rheinland-Pfalz mit einem Skalierungsfaktor von 5 % und in Anlehnung an die BMU Leitstudie 2011 für das Szenario-Jahr 2017 auf 40 TWh und für das Szenario-Jahr 2030 auf 30 TWh festgelegt [49, pp. 13-14]. Im Jahr 2011 wurden in Rheinland-Pfalz rund 4,5 TWh Wärme in Fernwärmenetze eingespeist (KWK-Anlagen und Heizwerke) [50]. Rund 400 GWh Fernwärme entfallen dabei auf die Heizkraftwerk GmbH Mainz, zu der auch das GuD-Kraftwerk in Mainz als Wärmelieferant gehört [51]. Im AGFW Hauptbericht 2011 wird für Rheinland-Pfalz eine Wärme erzeugung in Heizwerken in Höhe von 200 GWh/a aufgeführt [52, p. 19], so dass 3,9 TWh Fernwärme auf weitere KWK-Anlagen (Erdgas-BHKW, Biomasse KWK-Anlagen, Müllverbrennungsanlagen) entfallen.

Nach der Mikrozensus Zusatzerhebung Bauen und Wohnen 2010 sind in Rheinland-Pfalz rund 75 % der Wohnungen mit einer erdgas- oder heizölbefeuerten Zentralheizung ausgestattet [53]. Für diese Heizungsanlagen wird eine Pufferspeicherkapazität von 2 h sowie die Möglichkeit zur Nachrüstung eines elektrischen Heizstabes unterstellt.

Die Leistung des elektrischen Heizstabes entspricht für alle betrachteten Anwendungsfälle der Jahreshöchstlast, so dass im Extremfall der Wärmebedarf vollständig elektrisch gedeckt werden kann. Das unterstellte Gesamtpotenzial für Power-to-Heat im Szenario-Jahr 2030 zeigt Tabelle 103. Es wird deutlich, dass das mit Abstand größte Potenzial für Power-to-Heat im Bereich von Zentralheizungen liegt. Für das Szenario-Jahr 2017 werden erste Power-to-Heat Pilotanlagen bei Erdgas-BHKW und dem GuD-Kraftwerk Mainz mit einer installierten elektrischen Leistung für Heizstäbe in Höhe von insgesamt 100 MW unterstellt. Die Stadtwerke Mainz AG setzt 2013 bereits einen elektrischen Heizstab im Fernwärmenetz ein und nimmt damit am Regelenergiemarkt teil. Das

aktiviertes Potenzial für Power-to-Heat liegt im Speicher-Szenario 2030 (anteilig erschlossen) bei 50 % des Gesamtpotenzials.

Für die Nachrüstung von wasserbasierten Zentralheizungen oder anderen Wärmespeichern mit Heizstäben liegen die spezifischen Investitionen bei ca. 150.000 €/MW [54].

**Tabelle 103: Gesamtpotenzial für Power-to-Heat für das Szenario-Jahr 2030. Quelle: Eigene Darstellung (Öko-Institut e.V.)**

	Erdgas-BHKW	GuD Mainz	Heizwerke	Zentralheizungen
<b>Wärmeerzeugung</b>	1.500 GWh	400 GWh	200 GWh	19.125 GWh
<b>Thermische KWK-Leistung</b>	330 MW	230 MW	-	-
<b>Thermische Leistung Heizkessel</b>	440 MW		60 MW	5.700 MW
<b>Elektrische Leistung Heizstab</b>	440 MW	230 MW	60 MW	5.700 MW
<b>Wärmespeicherung</b>	4 h	4 h	-	2 h

### 17.1.7 Untertagespeicher

#### A. Grube Georg

In Rheinland-Pfalz laufen derzeit Überlegungen, das stillgelegte Bergwerk Georg in der Verbandsgemeinde Flammersfeld als Untertage-Pumpspeicherkraftwerk zu nutzen. Die nutzbare Speichergröße soll demnächst in einer Machbarkeitsstudie ermittelt werden.

#### B. Konversionsflächen

Eine weitere Möglichkeit bietet die Nutzung der bestehenden Treibstoffspeicher auf militärischen Konversionsflächen. Die Größe der Speicher konnte nicht ermittelt werden, auch scheint der Höhenunterschied zwischen den Speichern für eine Nutzung als Pumpspeicherkraftwerk zu gering.



## 17.2 POTENZIALERHEBUNG FÜR DEMAND SIDE MANAGEMENT (ARBEITSSCHRITT 3.2)

Demand Side Management (DSM) beschreibt die Möglichkeit, den Stromverbrauch über einen bestimmten Zeitraum zu verändern. Bisher wird diese Flexibilität auf der Nachfrageseite vor allem im Rahmen von HT/NT-Tarifen oder zur Einhaltung von Lastobergrenzen („peak clipping“) verwendet. Zukünftig kann diese Flexibilität aber auch genutzt werden, um die Stromnachfrage an die Einspeisesituation von Wind- und PV-Anlagen anzupassen. DSM kann hierzu in den folgenden Ausprägungen genutzt werden:

- Verlagerung: Der Stromverbrauch wird zeitlich verlagert, d.h. der stromverbrauchende Prozess wird zu einem bestimmten Zeitpunkt unterbrochen bzw. reduziert und zu einem anderen Zeitpunkt vor- oder nachgeholt.
- Lastreduktion: Der Stromverbrauch wird zu bestimmten Zeiten anteilig oder komplett reduziert (Lastabwurf) und es kommt nicht zu einer entsprechenden Lasterhöhung zu einem anderen Zeitpunkt. Dadurch kommt es bei dieser Form des DSM zu Produktionsausfällen (GHD und Industrie) bzw. Komforteinschränkungen (Haushalte).

Diese Potenzialerhebung konzentriert sich auf DSM in Form von Lastverlagerung und damit das nachfrageseitige Potenzial zum Ausgleich der schwankenden Wind- und PV-Stromerzeugung in Rheinland-Pfalz. Variable Kosten fallen bei der reinen Lastverlagerung nicht an. Beim Lastabwurf hingegen muss mit Hilfe von Opportunitätskosten die erforderliche Vergütung für den Lastabwurf mit Hilfe der Kosten und entgangenen Erlöse für den Produktionsausfall bzw. für die Komforteinschränkung abgeschätzt werden. Auf dieses Vorgehen wird in dieser Studie verzichtet und es wird nur die Lastverlagerung weiter betrachtet.

Das Konzept der Speicherung wird im Strommarktmodell PowerFlex des Öko-Instituts, welches in Arbeitsschritt 3.3 bei der Erstellung des Speicherkonzepts zum Einsatz kommen wird, auch auf DSM als virtuelle Speicher übertragen (Abbildung 80). Die benötigten Parameter dafür sind:

- Installierte elektrische Leistung des flexiblen Prozesses (Beladeleistung)
- Flexibler Stromverbrauch
- Speicherkapazität bzw. Verlagerungsdauer
- Speicherverluste

Um das in Rheinland-Pfalz vorhandene Flexibilitätspotenzial von DSM zu ermitteln, werden nach Möglichkeit landesspezifische Daten verwendet. Andernfalls werden deutschland- oder branchenspezifische Werte auf das Bundesland Rheinland-Pfalz skaliert. Der Skalierungsfaktor von Deutschland zu Rheinland-Pfalz beträgt sowohl hinsichtlich des Stromverbrauchs als auch der Einwohnerzahl rund 5 %.

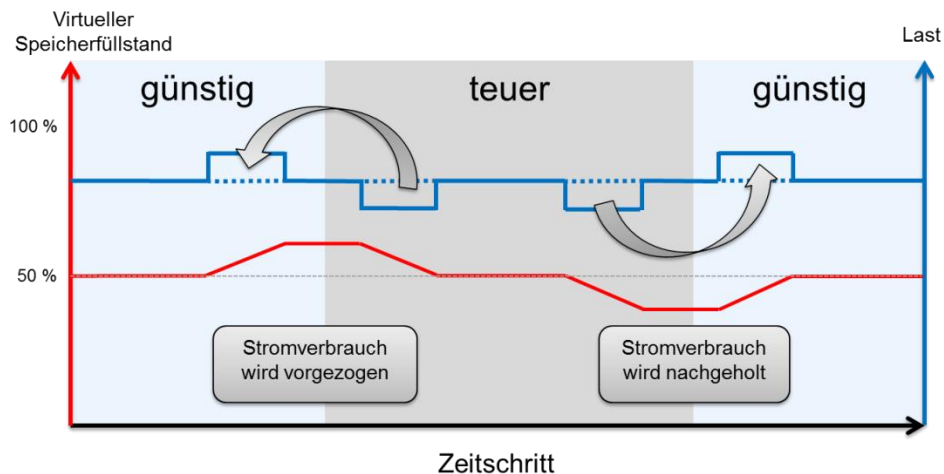


Abbildung 80: Abbildung von nachfrageseitiger Flexibilität als virtueller Speicher im Strommarktmodell PowerFlex. Quelle: Eigene Darstellung (Öko-Institut e.V.)

Der Bruttostromverbrauch lag im Jahr 2009 in Rheinland-Pfalz bei 26,4 TWh. Rund 53 % (14 TWh) entfallen auf die Industrie, die restlichen 47 % (12 TWh) auf private Haushalte und den Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistung. Der Verkehrssektor spielt mit einem Stromverbrauch von knapp 0,5 TWh nur eine untergeordnete Rolle [22, p. 25]. Um den Effizienzpfad von -1,5 %/a beim Gesamtstromverbrauch von Rheinland-Pfalz bei konstantem Stromverbrauch der BASF zu erreichen, wird der Stromverbrauch von Haushalten, Kleinverbrauchern und allen anderen industriellen Verbrauchern (ohne BASF) mit einem Effizienzpfad von -2,0 %/a fortgeschrieben.

### 17.2.1 DSM in Haushalten

Das Potenzial zur Lastverlagerung in Haushalten wird zum einen durch den zeitvariablen Geräteinsatz (z. B. Geschirrspülmaschine, Waschmaschine und Wäschetrockner) und zum anderen durch die Nutzung eines thermischen Speichers bei der elektrischen Kälteerzeugung (Kühl-Gefrierschrank) oder Wärmeerzeugung (Wärmepumpen, Nachtspeicherheizung und elektrische Warmwasserboiler) bestimmt [55], [56], [57].

Das Lastmanagementpotenzial in Haushalten kann dabei in zwei Kategorien gegliedert werden:

- Manuelle Lastverlagerung: Die im Haushalt anwesenden Personen reagieren beispielsweise auf Preissignale und schalten ihre Haushaltsgeräte entsprechend.
- Automatische Anlagensteuerung: Anlagen zur elektrischen Kälte- und Wärme-erzeugung werden auch mit externen Steuersignalen betrieben.

#### A. Manuelle Lastverlagerung

In der Literatur werden die Potenziale für manuelles Lastmanagement in Haushalten häufig überschätzt, da Akzeptanzprobleme und eingeschränkte Möglichkeiten der Haushalte, ihre Geräte entsprechend manuell zu steuern, kaum berücksichtigt werden. In dieser Potenzialabschätzung wird daher auf Ergebnisse aus Feldtests zurückgegriffen.

Die Projektfamilie E-Energy mit sechs Modellregionen nimmt dabei aufgrund der großen Anzahl der Feldtestteilnehmer eine herausragende Stellung in Deutschland ein. Erste Ergebnisse der Feldversuche sind seit Mitte 2012 verfügbar [55]. Die Ergebnisse der Feldtest der E-Energy-Projekte werden dazu auf Rheinland-Pfalz skaliert. Hierbei muss beachtet werden, dass die Ergebnisse dieser Feldtests eine obere Grenze der Flexibilität von Haushalten darstellen, da an diesen Feldtest ausschließlich interessierte Personen teilgenommen haben.

Die in den Feldversuchen ermittelten verlagerbaren Strommengen liegen in einem Bereich von 5 bis 13 % der momentanen Last [55], [58]. Es wird angenommen, dass im langfristigen Durchschnitt die Effekte geringer ausfallen und sich bei 5 % einpendeln. Der Zeitraum, in dem Lasten verlagert werden können, ist für die Ermittlung der stündlichen Speichergröße relevant. Aufgrund des typischen Tagesablaufs wird nur ein Verlagerungspotenzial zwischen 7 Uhr und 22 Uhr betrachtet. Als mittlere Verlagerungsdauer für manuelles Lastmanagement zeigte sich in den E-Energy-Projekten ein Zeitraum von 1 h bis 3 h, so dass hier eine Verlagerungsdauer von 2 h unterstellt wird. Wirkungsgradverluste fallen bei einem zeitvariablen Geräteeinsatz nicht an.

Der mit einem Effizienzpfad von  $-2,0\%/a$  fortgeschriebene Jahresstromverbrauch von Haushalten in Rheinland-Pfalz wird mit dem BDEW-Standardlastprofil für Haushalte auf Stundenwerte aufgelöst. Die mittlere Last beträgt in dem Zeitraum, in dem manuelle DSM-Flexibilität verfügbar ist (7:00 bis 22:00), im Jahresdurchschnitt 5,6 MW im Szenario-Jahr 2017 und 10 MW im Szenario-Jahr 2030. Die mittlere Speicherkapazität liegt im Szenario-Jahr 2017 bei 11,3 MWh bzw. 19,9 MWh im Szenario-Jahr 2030. Die mittlere Beladeleistung beläuft sich auf 5,4 MW im Szenario-Jahr 2017 und 9,7 MW im Szenario-Jahr 2030.

## **B. Nachtspeicherheizungen**

Nachtspeicherheizungen sind in Rheinland-Pfalz nicht stark verbreitet. Basierend auf Daten des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS) waren im Jahr 2002 lediglich 3.500 Wohnungen in Rheinland-Pfalz mit einer Nachtspeicherheizung ausgestattet [59]. Aus diesem Grund werden Nachtspeicherheizungen nicht als Flexibilitätsoption betrachtet.

## **C. Wärmepumpen**

Eine Wärmepumpe erhöht das Temperaturniveau einer verfügbaren Wärmequelle (beispielsweise Wärmeenergie aus dem Erdreich), so dass eine technische Nutzung der Wärmeenergie möglich ist. Zur Heizung von Gebäuden kann so die umgebende Erdwärme genutzt werden. Die benötigte elektrische Energie zum Betrieb von Wärmepumpen muss zugeführt werden und ist umso niedriger, je geringer die Differenz zwischen der verfügbaren Wärmeenergie und der Zieltemperatur ist.

Nabe et al. (2011) berichten, dass der Stromverbrauch von Wärmepumpen in Deutschland im Jahr 2010 etwa 2,8 TWh betrug. Insgesamt waren im Jahr 2009 in Deutschland ca. 345.000 Wärmepumpen mit einer elektrischen Leistung von ca. 1,4 GW installiert [60, p. 18]. Dies entspricht einer spezifischen Wärmepumpenleistung von rund 4 kW. Die

Volllaststundenzahl bei Wärmepumpen beträgt somit ca. 2.000 h. Im Jahr 2010 betrug der Bestand an Wärmepumpen in Rheinland-Pfalz ca. 17.000 [61].

Für das Jahr 2020 wird von Nabe et al. (2011) ein Stromverbrauch der Wärmepumpen von 4,2 TWh und für 2030 von 6,7 TWh prognostiziert [60]. Die BMU Leitstudie 2011 (2012) prognostiziert einen deutlich höheren Stromverbrauch für Wärmepumpen mit 7,1 TWh (2020) und 11,3 TWh (2030) [43]. Für die Skalierung dieser Werte auf Rheinland-Pfalz wird der Mittelwert beider Studien angenommen, sowie das Szenario-Jahr 2020 mit dem Szenario-Jahr 2017 gleichgesetzt. Somit ergeben sich mit dem oben genannten Skalierungsfaktor ein Stromverbrauch von 283 GWh im Szenario-Jahr 2017 und 450 GWh im Szenario-Jahr 2030.

Bei 2.030 Volllaststunden beträgt die installierte elektrische Leistung von Wärmepumpen in Rheinland-Pfalz somit etwa 139 MW im Szenario-Jahr 2017 und 222 MW im Jahr 2030.

Bei gleichbleibender spezifischer Wärmepumpenleistung von 4 kW entsprechen diese Werte im Jahr 2017 in Rheinland-Pfalz einer Anzahl von ca. 35.000 Wärmepumpen und rund 56.000 Wärmepumpen im Jahr 2030. Dies bedeutet, dass sich der Bestand zwischen 2010 und 2017 etwa verdoppelt und bis zum Jahr 2030 mehr als verdreifacht. Dieser Ausbau spiegelt die hohen Anteile von Wärmepumpen in Neubauten (über 32 % im Jahr 2008) wider [62].

Das Lastprofil einer Wärmepumpe ist abhängig von dem zu deckenden Wärmeprofil und weist einen typischen saisonalen Verlauf sowie einen Tag-Nacht-Verlauf auf. Das Wärmeprofil für private Haushalte wird in Anlehnung an das Standardlastprofil für Erdgas und aus Verbrauchsdaten einzelner Fernwärmenetze ermittelt.

Lastmanagement von Wärmepumpen wird durch einen Wärmespeicher ermöglicht. Als Wärmespeicher wird hier ein Pufferspeicher betrachtet. Da die Wärmenachfrage zu jedem Zeitpunkt gedeckt werden muss, wird die Flexibilität der stromgeführten Wärmepumpenlasten über die Speichergröße bestimmt. Eigene Recherchen zu gängigen Systemauslegungen bei Wärmepumpen zeigen, dass die Speicherzeit von Pufferspeichern ca. 3 Stunden beträgt. Bei durchschnittlich 4 kW Leistung beträgt die Speicherkapazität pro Anlage 12 kWh. Somit beträgt die gesamte Speicherkapazität in Rheinland-Pfalz ca. 420 MWh im Jahr 2017 und 672 MWh im Jahr 2030.

#### **D. Elektroboiler**

Die elektrische Warmwassererzeugung geschieht in deutschen Haushalten entweder mit Boilern oder Durchlauferhitzern. Ein Lastverlagerungspotenzial besteht lediglich bei Boilersystemen aufgrund der Speichermöglichkeit für Warmwasser. Warmwasserboiler im Bereich Gewerbe, Handel und Dienstleistungen werden hier nicht berücksichtigt, weil dort meist Boiler mit einer konstanten Nacherwärmung zum Einsatz kommen [63, p. 164].

Die elektrische Warmwassererzeugung hat einen Anteil von ca. 14 % an dem häuslichen Stromverbrauch [64]. Der Stromverbrauch liegt entsprechend bei rund 850 GWh im Szenario-Jahr 2017 und 700 GWh im Szenario-Jahr 2030.

Während 63 % der Haushalte Warmwasser direkt aus dem Heizsystem beziehen, haben 37 % eine separate Warmwassererzeugung. Wiederum 31 % der Haushalte mit separater Warmwassererzeugung nutzen elektrische Nachtspeicherboiler mit einer Größe von 80-150 l, während die verbleibenden Haushalte Durchlauferhitzer (34 %), Gaserhitzer oder solarthermische Anlagen nutzen [65, p. 34]. Der Anteil der Nachtspeicherboiler an der elektrischen Warmwassererzeugung beträgt somit ca. 48 %. Es wird weiter angenommen, dass der spezifische Stromverbrauch von Boilern und Durchlauferhitzern identisch ist. Somit beträgt der Gesamtstromverbrauch von elektrischen Boilern in Rheinland-Pfalz 450 GWh im Jahr 2011, 410 GWh im Jahr 2017 und 336 GWh im Jahr 2030.

Insgesamt nutzen ca. 216.000 Haushalte die genannten Boiler (bei insgesamt 1,89 Mio. Haushalten in Rheinland-Pfalz [66]).

Das Profil für den Warmwasserbedarf wird aus [63, p. 162] übernommen. Hier wird das Profil eines Durchlauferhitzers aufgetragen. Aus den Daten für Wochentage, Samstage und Sonntage wird ein mittleres Profil gebildet. Zudem wird angenommen, dass im Sommer die Nachfrage nach Warmwasser geringer ist als im Winter und ein eigenes monatliches Profil erstellt.

Die durchschnittliche Speicherkapazität berechnet sich aus der spezifischen Wärmekapazität von Wasser, einem unterstellten Temperaturdelta von 35 °K (zwischen 95 °C und 60 °C) und einem durchschnittlichen Speichervolumen von 115 l. Somit beträgt die Speicherkapazität 4,7 kWh. Bei 216.000 Anlagen entspricht die aggregierte Speicherkapazität ca. 1 GWh.

Die installierte Leistung von Nachtspeicherboilern mit 115 Litern Volumen beträgt im Durchschnitt 3 kW [63, p. 166]. Somit beträgt die aggregierte Anschlussleistung in Rheinland-Pfalz ca. 648 MW.

#### **E. Kosten**

Im geltenden Regulierungsrahmen ist für die Abrechnung und das Bilanzkreismanagement von flexiblen Haushaltslasten ein intelligenter Zähler notwendig, der Verbräuche bestimmten Zeiten zuordnen kann. Es wird angenommen, dass bis zum Szenariojahr 2017 diese Rahmenbedingung nicht verändert wird. Für die Beschaffung und Installation des Zählers und der Kommunikationseinheit werden ca. 230 € pro Haushalt und Zähler angenommen [67], [68]. Neue Wärmepumpen sind auf einen gesteuerten Einsatz vorbereitet [69], hier wird davon ausgegangen, dass keine weiteren relevanten Kosten anfallen. Kosten für die Ansteuerung von elektrischen Warmwasserboilern können nur schwer abgeschätzt werden.

#### **F. Aktivierungsgrad**

Die Anzahl der Haushalte, die an einem manuellen Lastmanagement durch variable Tarife teilnehmen würden, wird auf der Basis der Sinus Milieus, wie sie in der acatech Studie ‚Future Energy Grid‘ beschrieben sind, ermittelt [70]. Es wird davon ausgegangen, dass zunächst Personen mit einem hohen Stromverbrauch und einem allgemeinen technischen Interesse die neuen zeitvariablen Tarife nutzen werden (Liberal-

Intellektuelle und Performer). Diese machen einen Anteil von 14 % aus. Sukzessive werden dann auch weitere Personengruppen (Konservativ-Etablierte, Sozialökologische, Adaptiv-Pragmatische, Expeditive, Hedonisten) variable Tarife zumindest anteilig (30 %) nutzen. Aufgrund der oben beschriebenen Notwendigkeit von Smart-Meter-Systemen unter den bestehenden regulatorischen Bedingungen wird davon ausgegangen, dass DSM-Potenziale in Haushalten bis zum Jahr 2017 nicht gehoben werden können. Selbst wenn im Jahr 2014 der Rahmen geändert werden würde, stünden fehlende Kommunikationsstandards bei Smart-Metern einem flächendeckenden Rollout von Smart-Metern zur Hebung des Potenzials im Wege. Für das Jahr 2030 wird davon ausgegangen, dass Smart-Meter in allen relevanten Haushalten installiert sind. Dann werden 30 % der Haushalte ihre Last manuell steuern und, auf Grund der höheren Akzeptanz einer automatischen Steuerung von Anlagen, 50 % der Boiler und Wärmepumpen flexibel ihre Last dem Angebot anpassen.

### **17.2.2 DSM im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistung**

Im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistung werden insgesamt sieben Branchen mit einem flexiblen Stromverbrauch identifiziert. Die Flexibilität des Stromverbrauchs beruht dabei entweder auf einem prozessbedingten Intervallbetrieb (Beleuchtung in Gewächshäusern, Kläranlagen und Wasserwerke) oder einem thermischen Speicher (Kühlhäuser, Lebensmitteleinzelhandel, Lebensmittelherstellung und Klimatisierung).

#### **A. Beleuchtung in Gewächshäusern**

Im Gartenbaugewerbe werden Pflanzen, um sie bei ihrem Wachstum zu unterstützen, teilweise beleuchtet. Primär wird die Beleuchtung bei der Rosen- und Chrysanthemenzucht sowie im Gemüseanbau beim Jungpflanzenanbau eingesetzt. Der Stromverbrauch im Gartenbausektor in Deutschland beträgt rund 300 GWh/a, davon entfallen rund 53 % auf Beleuchtung [71]. Der Anteil beheizter Unterglasanbaufläche für Zierpflanzen in Rheinland-Pfalz beträgt knapp 2 %, knapp 4 % des Gemüseanbaus unter Glas findet in Rheinland-Pfalz statt [72]. Der Skalierungsfaktor für die Beleuchtung in Gewächshäusern wird daher auf 3 % geschätzt, so dass ein flexibler Stromverbrauch von 4,7 GWh/a verbleibt.

Der Einsatz der Beleuchtung ist von der Sonneneinstrahlung abhängig und wird meist nur im Winterhalbjahr in den Monaten Oktober bis April sowie im Zeitraum zwischen 17 Uhr abends und 11 Uhr morgens eingesetzt [71]. Daher steht die Beleuchtung in Gewächshäusern als Flexibilitätsoption im Sommerhalbjahr sowie in den Tageslichtstunden nicht zur Verfügung.

Mit Hilfe dieses Lastprofils wird eine installierte elektrische Leistung für Beleuchtung in Höhe von 2,5 MW abgeleitet. Berechnet man die mittlere Last für die Stunden, in denen die Flexibilität verfügbar ist, beträgt diese im Jahresdurchschnitt 1,3 MW (min: 0,24 MW, max: 2,3 MW). Aus der installierten elektrischen Leistung und der mittleren Last berechnet sich die durchschnittlich verfügbare Beladeleistung zu 1,2 MW. Die Verlagerungsdauer beläuft sich auf maximal 10 h. Speicherverluste treten in diesem Prozess nicht auf.

Für Gewächshäuser kann bei einer großen Anzahl an angeschlossenen Anlagen mit spezifischen Investitionen von ca. 4.400 € pro Anlage kalkuliert werden [73, p. 121]. Im Durchschnitt betragen die spezifischen Investitionen dann ca. 38 €/kW Beladeleistung.

## B. Kläranlagen

In Rheinland-Pfalz gibt es rund 700 öffentliche Kläranlagen mit einer Reinigungsleistung von 5,4 Mio. Einwohnerwerten<sup>83</sup> sowie 165 nicht-öffentliche Kläranlagen mit einer Reinigungsleistung von 3,9 Mio. Einwohnerwerten [50, p. 57]. Die mit Abstand größte Kläranlage in Rheinland-Pfalz ist die Kläranlage der BASF mit einer Reinigungsleistung von 3 Mio. Einwohnerwerten [74].

Nahezu alle öffentlichen Kläranlagen weisen eine biologische Verfahrensstufe auf, bei den nicht-öffentlichen Kläranlagen sind es knapp 40 [75]. In Kläranlagen mit biologischen Verfahrensstufen werden Umwälzpumpen und Rührwerke im Intervallbetrieb eingesetzt, sodass hier eine Flexibilität für DSM-Anwendungen vorliegt, indem die elektrische Leistungsaufnahme entsprechend variiert wird.

Der Stromverbrauch der Kläranlagen in Rheinland-Pfalz wird mit Hilfe größenklassenspezifischer Verbrauchskennzahlen bestimmt und beläuft sich auf rund 320 GWh/a. Die Umwälzpumpen und Rührwerke in den Belebungsbecken sind mit 50 % bis 60 % Anteil am Gesamtstromverbrauch die größten Stromverbraucher einer Kläranlage [76], so dass der flexible Stromverbrauch in etwa 160 GWh/a beträgt.

Die installierte elektrische Leistung liegt bei 24 MW, die mittlere flexible Last beträgt 18 MW (min: 13,5 MW, max: 21,5 MW). Aus der installierten elektrischen Leistung und der mittleren Last berechnet sich die durchschnittlich verfügbare Beladeleistung zu 6 MW. Die Verlagerungsdauer beträgt nach Praxiserfahrungen im E-Energy Projekt eTelligence rund 30 min, ohne dass dabei die mikrobiologischen Abbauvorgänge beeinträchtigt werden. Innerhalb dieses Verlagerungszeitraums treten auch keine Speicherverluste auf.

Für Wasserwerke kann bei einer großen Anzahl an Anlagen mit spezifischen Investitionen von ca. 5.000 € pro Anlage kalkuliert werden [73, p. 121]. Im Durchschnitt betragen die spezifischen Investitionen dann ca. 160 €/kW Beladeleistung.

## C. Wasserwerke

In Wasserwerken kann die Leistungsaufnahme der Förderpumpen und der Pumpen zur Beförderung von Trinkwasser in die Hochbehälter variiert werden. Dabei werden die bereits vorhandenen Speicherbehälter unter Berücksichtigung des zeitlich aufgelösten Wasserverbrauchs genutzt. Rund 90 % des Gesamtstromverbrauchs von Wasserwerken entfällt auf die Pumpen. Die Pumpen zur Wasserförderung und Wasserverteilung haben

.....  
<sup>83</sup> Ein Einwohnerwert entspricht der täglich von einem Einwohner in das Abwasser abgegebenen Menge an organischen Verbindungen (Schmutzfracht). Industrielles und gewerbliches Abwasser wird anhand seines Verschmutzungsgrads in Einwohnerwerte umgerechnet.

jeweils einen spezifischen Stromverbrauch von ca. 0,3 kWh/m<sup>3</sup> [71, p. 9]. Bei einer jährlichen Fördermenge von ca. 247 Mio. m<sup>3</sup> Wasser [77], verbrauchen die Förderpumpen ca. 74 GWh Strom pro Jahr. Die Wasserverteilungspumpen haben ein jährliches Transportvolumen von ca. 304 Mio. m<sup>3</sup> Wasser [77] und verbrauchen folglich ca. 91 GWh Strom pro Jahr. Der jährliche Stromverbrauch für Pumpen in Wasserwerken in Rheinland-Pfalz beträgt somit 165 GWh.

Aus dem Lastverlauf ergibt sich eine installierte elektrische Pumpleistung von 38 MW, die mittlere flexible Last beträgt 19 MW (min: 9 MW, max: 29 MW). Die durchschnittlich verfügbare Beladeleistung liegt bei 19 MW. Für die Förderpumpenspeicher kann eine Verlagerungsdauer von mindestens 4h angenommen werden, ohne dass die Wasserversorgung beeinträchtigt wird [71]. Es wird angenommen, dass dieser Wert auch für Hochbehälter übernommen werden kann. Speicherverluste treten nicht auf.

Für Wasserwerke kann bei einer großen Anzahl an Anlagen mit spezifischen Investitionen von ca. 5.000 € pro Anlage kalkuliert werden [73, p. 121]. Im Durchschnitt betragen die spezifischen Investitionen dann ca. 45 €/kW Beladeleistung.

#### **D. Klimatisierung GHD**

Als weitere Flexibilitätsoption wird die Klimatisierung in den Sektoren Büro/Verwaltung, Handel/Gewerbe, Hotel, Gaststätten und Sportstätten betrachtet. Es wird angenommen, dass diese Verbraucher aufgrund ihres ähnlichen Lastprofilverlaufs zusammengefasst betrachtet werden können. In Anlehnung an [78] wird für die Klimatisierung im GHD-Bereich in Deutschland ein Stromverbrauch von ca. 4,9 TWh und eine installierte Leistung von ca. 11 GW angenommen. Mit Hilfe des Skalierungsfaktors von 5 % ergeben sich für Rheinland-Pfalz ein Stromverbrauch von ca. 246 GWh und eine installierte Leistung von 553 MW.

Der Stromverbrauch zeigt ein typisches saisonales, Tag-Nacht und Werktag-Wochenende-Profil. Klimatisierung im GHD-Bereich wird primär in den Monaten Mai bis Oktober von 8 Uhr bis 20 Uhr eingesetzt. Die mittlere Last beträgt in den Sommermonaten mit Klimatisierung 103 MW (min: 30 MW, max: 185 MW). Aus der installierten elektrischen Leistung und der mittleren Last ergibt sich eine durchschnittlich verfügbare Beladeleistung von 450 MW. In [78] wurde mit Hilfe von Experteninterviews eine Verlagerungsdauer von ca. 0,5 h ermittelt. Es wird angenommen, dass innerhalb dieses Verlagerungszeitraums keine Speicherverluste auftreten.

Es wird angenommen, dass die Anbindungskosten, ähnlich den in [73, p. 121] beschriebenen Werten, bei ca. 5.000 € pro Unternehmen liegen. Somit erhält man spezifische Investitionen von durchschnittlich ca. 360 €/kW Beladeleistung.

#### **E. Kühllhäuser**

Der Stromverbrauch für die elektrische Kälteerzeugung in Kühllhäusern in Deutschland beträgt 1 TWh [78], [79]. Nach dem Verband Deutscher Kühllhäuser und Kühllogistikunternehmen befinden sich etwa 3 % des deutschen Kühlhausvolumens in Rheinland-Pfalz [79]. Mit Hilfe dieses Skalierungsfaktors ergibt sich ein Stromverbrauch für Rheinland-Pfalz von 30 GWh.



Die Flexibilität von Kühlhäusern, die sich aus der thermischen Speicherkapazität des zulässigen Temperaturintervalls ergibt, wird bereits heute durch einen zeitvariablen Tarif genutzt. Hierbei werden durchschnittlich rund 20 % des Tagesstromverbrauchs in die günstigeren Nachtstunden verlagert. Für Rheinland-Pfalz ergibt sich so eine durchschnittliche Speicherkapazität von ca. 16 MWh. Die installierte elektrische Leistung beträgt 7 MW, die mittlere Last liegt im Jahresdurchschnitt bei 3,5 MW (min: 2,8 MW, max: 4,2 MW). Die durchschnittlich verfügbare Beladeleistung beträgt zu 3,5 MW.

Durch Lastverlagerung entsteht, gegenüber einer Bandlast, ein schwankendes Temperaturgefälle zwischen dem Kühlgut und der Umgebung. Dies verursacht größere Verluste, z. B. durch Abstrahlung oder beim Be- und Entladen. Daher müssen hier Speicherverluste in Höhe von 0,5 %/h berücksichtigt werden.

Für Kühlhäuser kann bei einer großen Anzahl an Anlagen mit spezifischen Investitionen von ca. 5.000 € pro Kühlhaus kalkuliert werden [73, p. 121]. Im Durchschnitt betragen die spezifischen Investitionen dann ca. 16 €/kW Beladeleistung.

#### **F. Kühlung im Lebensmittel-Einzelhandel**

Für elektrische Kühlung im deutschen Lebensmittel-Einzelhandel wird ein Stromverbrauch von ca. 7 TWh unterstellt [78]. In Rheinland-Pfalz befinden sich rund 5 % der Verkaufsflächen [80], so dass sich für Rheinland-Pfalz ein Stromverbrauch von ca. 365 GWh ergibt.

Die Verlagerungsdauer für elektrische Kühlung im Lebensmittel-Einzelhandel beträgt basierend auf Experten-Interviews rund 0,5 h [78]. Für die Kühlung im Lebensmittel-Einzelhandel liegt eine installierte elektrische Leistung von 84 MW und eine mittlere flexible Last von 42 MW (min: 31 MW, max: 63 MW) vor. Die durchschnittlich verfügbare Beladeleistung liegt bei 42 MW. Der Argumentation für Kühlhäuser folgend, werden Speicherverluste von 0,5 %/h angenommen.

Werden auch hier spezifische Investitionen von ca. 5.000 € je Unternehmen angenommen [73, p. 112ff], entstehen spezifische Investitionen von durchschnittlich ca. 165 €/kW Beladeleistung.

#### **G. Kühlung bei der Nahrungsmittelherstellung**

In Anlehnung an [78] wird für die Kühlung in der deutschen Nahrungsmittelherstellung ein Stromverbrauch von ca. 22 TWh angenommen. Mit Hilfe des Skalierungsfaktors von 5 % ergibt sich für Rheinland-Pfalz ein Stromverbrauch von ca. 1,1 TWh. Ein Großteil dieser Flexibilität (ca. 87 %) entfällt auf industrielle Betriebe. Das restliche Potenzial entfällt auf viele kleine Unternehmen wie Schlachthöfe, Bäckereien, Brauereien oder Molkereien.

In den in [78] durchgeführten Experten-Interviews, wurde eine Verlagerungsdauer von ca. 1 h ermittelt. Mit Hilfe des typischen Lastverlaufs wird eine installierte elektrische Leistung in Höhe von 246 MW abgeleitet. Die mittlere Last beträgt im Jahresdurchschnitt 123 MW (min: 98 MW, max: 148 MW). Die durchschnittlich verfügbare Beladeleistung liegt bei 123 MW. Auch hier werden Speicherverluste von 0,5 %/h angenommen.

Auch hierfür kann mit spezifischen Investitionen von ca. 5.000 € pro Unternehmen gerechnet werden [73, p. 112ff]. Im Durchschnitt betragen die spezifische Investitionen

dann ca. 468 €/kW Beladeleistung. In der industriellen Nahrungsmittelherstellung können diese spezifischen Investitionen deutlich reduziert werden.

### 17.2.3 DSM in der Industrie

Das DSM-Potential in der Industrie wird in der Literatur hauptsächlich den Branchen Aluminiumindustrie, Elektrostahlindustrie, Chlorindustrie, Papierindustrie und Zementindustrie zugewiesen [81], [82]. Für industrielles Lastmanagement muss zwischen einem reinen Lastabwurf mit entsprechendem Produktionsausfall sowie zwischen der klassischen Lastverlagerung durch die Nutzung vorhandener Speichermöglichkeiten unterschieden werden.

In dieser Potenzialerhebung wird nur das Lastverlagerungspotenzial näher betrachtet, da das „Potenzial“ für Produktionsausfälle und deren monetäre Kompensation schwierig zu ermitteln ist. Für industrielle Lastverlagerung wird nur der Speicheranteil genutzt, der nicht für den normalen Betriebsprozess benötigt wird. Es wird also generell eine Überkapazität der Speicherkapazität angenommen, die für das Lastmanagement genutzt werden kann. Dieser Anteil wird pauschal auf 10 % geschätzt.

Es wird grundsätzlich davon ausgegangen, dass durch die Speicherung von Zwischenprodukten keine Mehrverbräuche für die Herstellung einer bestimmten Produktionsmenge entstehen. Somit treten bei dieser Form von industriellem Lastmanagement keine Wirkungsgrad- oder Speicherverluste auf.

#### A. Aluminiumindustrie

Bei der Aluminiumherstellung wird zwischen Primäraluminium (Herstellung aus Erzen) und Sekundäraluminium (Herstellung aus Recyclingprozessen) unterschieden. Da die Herstellung von Primäraluminium einen um den Faktor 20 höheren spezifischen Energiebedarf hat, wird für das Lastmanagement dieser Prozess betrachtet. Der typische Lastverlauf ist durch eine konstante Leistungsaufnahme (Bandlast) charakterisiert [81].

Die Angaben zur DSM-Eignung des Aluminium-Elektrolyse-Prozesses sind in der Literatur unterschiedlich. Es besteht jedoch weitgehend Konsens darüber, dass dieser Prozess vorzugsweise für einen Lastabwurf nutzbar ist [81], [82]. Zudem fehlt ein Zwischenspeicher für flüssiges Aluminium in der Prozesskette, um eine zeitvariable Produktion zu ermöglichen. Aus diesem Grund wird die Aluminium-Elektrolyse nicht als Option für Lastverlagerung betrachtet. Für das geplante Forschungsprojekt der TRIMET Aluminium AG zum Aufbau eines Wärmetauschers mit einem Wärmespeicher für die Elektrolysezellen liegen erst in etwa einem Jahr gesicherte Erkenntnisse vor [83].

#### B. Elektrostahlindustrie

Für die Herstellung von Rohstahl stehen in Deutschland zwei Verfahren zur Verfügung: das Oxygenverfahren zur Stahlherstellung aus Erzen sowie die Herstellung von Sekundärstahl aus recyceltem Stahlschrott in Elektrolichtbogenöfen. Der Strombedarf für die Sekundärstahlerzeugung ist um den Faktor 7 höher als beim Oxygenverfahren [81].

Lastmanagement bei der Sekundärstahlerzeugung wird durch eine Verzögerung der Beladung des Elektrolichtbogenofens oder durch die Unterbrechung des Schmelzvorgangs ermöglicht. Paulus und Borggrefe gehen daher davon aus, dass lediglich ein Lastabwurf möglich ist und kein Spielraum für eine Lasterhöhung zum Nachholen der Produktion besteht [82].

### C. Chlorindustrie

Das wesentliche Potential für Lastmanagement in der Chlorindustrie liegt in dem Prozess der Chlorelektrolyse. In diesem Prozess werden unter der Verwendung von Salz und Wasser (ggf. auch Chlorwasserstoff) mittels Elektrolyse Chlor, Wasserstoff und Natronlauge gewonnen. Das Flexibilitätspotential der Chlorelektrolyse wird größtenteils durch die nachgelagerten Chlor-Tanks ermöglicht.

Mehrere Chlorelektrolyse-Anlagen werden in Rheinland-Pfalz von der BASF AG am Standort Ludwigshafen betrieben. Die Jahresproduktion liegt bei rund 380.000 t Chlor [74]. Der spezifische Stromverbrauch liegt bei ca. 2,6 MWh/t Chlor [81], so dass am Standort Ludwigshafen jährlich etwa 988 GWh Strom für die Erzeugung von Chlor eingesetzt werden. Da von einer durchgehenden Bandlast in der Chlorelektrolyse ausgegangen werden kann, beträgt die Bandlast am Standort Ludwigshafen ca. 113 MW. Mit einer durchschnittlichen Auslastung der Chlorproduktionsanlagen von rund 90 % kann am Standort Ludwigshafen von einer installierten elektrischen Leistung der Chlorelektrolyse von ca. 129 MW ausgegangen werden. Da die Chlorelektrolyse bei minimal 34 % Teillast (ca. 44 MW) betrieben werden kann [81], errechnet sich eine maximale Entladeleistung von 85 MW. Die Beladeleistung entspricht mit 16 MW der Differenz zwischen Bandlast und installierter Leistung.

Die Speicherkapazität der Chlortanks an den chemischen Produktionsstandorten in Deutschland entspricht einem Stromverbrauch von 8 GWh. Es wird angenommen, dass 10 % (0,8 GWh) dieser Speicherkapazität für Lastmanagement genutzt werden können. Weiter wird angenommen, dass die Speicherkapazität proportional zu der installierten Leistung über die Standorte in Deutschland verteilt ist. Bei einer gesamten installierten elektrischen Chlorelektrolyse-Leistung von 888 MW in Deutschland [81] beträgt der Anteil der bei BASF installierten Leistungen ca. 15 %. Somit wird für den Standort Ludwigshafen eine Speicherkapazität von 120 MWh unterstellt.

Die Chloralkali-Industrie bietet die Lastreduktion schon heute als Tertiärregelleistung an. Somit ist sowohl ein Zählersystem mit Echtzeit-Auslesung als auch eine Kommunikationsverbindung vorhanden. Aus diesem Grund werden von Paulus und Borggrefe die spezifischen Investitionen mit rund 1 €/kW angenommen [84, p. 434ff].

### D. Papierindustrie

Das Lastmanagementpotential in der Papierindustrie beschränkt sich auf die Herstellung von Holzschliff und die Herstellung des Endproduktes Papier in Papiermaschinen. Die Zellstoffproduktion und die Altpapieraufbereitung eignen sich nicht für Lastmanagement. Bei der Herstellung von Holzschliff wird Holz zu Fasern geschliffen, welche in Silos

zwischengespeichert werden. Die Flexibilität der Papierherstellung in den Papiermaschinen wird durch Lagerung der Papierrollen ermöglicht [81].

Holzstoff wird in Rheinland-Pfalz nicht hergestellt. Damit entfällt die Flexibilitätsoption „Holzschliff“. In Rheinland-Pfalz werden jedoch an folgenden Standorten Papierfabriken betrieben [85]:

- Interface Solutions Altenkirchen GmbH (Altenkirchen)
- Kimberly-Clark GmbH Werk Koblenz (Koblenz)
- Metsü Tissue GmbH Werk Hedwigsthal (Raubach)
- Pall Filtersystems GmbH (Bad Kreuznach)
- Moritz J. Weig GmbH & Co. KG (Mayen)
- WEPA Hygieneprodukte GmbH (Mainz)

Papiermaschinen benötigen für das Herunterfahren bis zu zwei Stunden und für das Hochfahren bis zu drei Stunden. Diese Charakteristik zeigt, dass die Steuerung der Papiermaschinen eher für den Ausgleich von EE-Einspeiseschwankungen geeignet ist als für Netzmanagement mit schnellem Reaktionsbedarf.

Für Rheinland-Pfalz stehen keine spezifischen Daten über die installierte Leistung der Papiermaschinen zur Verfügung. Aus diesem Grund wird über die mittlere Leistung je Standort in Deutschland die installierte Leistung in Rheinland-Pfalz bestimmt. Bei einer Gesamtkapazität von 2 GW [81] in 167 Betrieben [85] in Deutschland liegt die mittlere Leistung bei 12 MW je Standort. Für die 6 Betriebe in Rheinland-Pfalz ergibt sich somit eine installierte Leistung von 72 MW. Die jährliche Auslastung liegt bei 86 % [81] und die angenommene Bandlast damit bei 62 MW. Die Beladeleistung beträgt 10 MW und die Entladeleistung 62 MW.

Das Speichervolumen für Papierrollen in Deutschland entspricht einem elektrischen Stromverbrauch von ca. 7,9 GWh [81]. Unter Annahme, dass 10 % der Speicherkapazität für Lastmanagement genutzt werden können und die Speicherkapazitäten über die Betriebsstätten gleich verteilt sind, wird für Rheinland-Pfalz eine Speicherkapazität von 28 MWh angenommen.

Paulus und Borggreffe geben an, dass im Jahr 2009 keine Leistungen der Holzschleifer als Tertiärregelleistung angeboten wurden. Trotzdem seien Echtzeitmesssysteme und Kommunikationsmöglichkeiten vorhanden. Die spezifischen Investitionen werden dann auf 15 bis 18 €/kW geschätzt [84, p. 436].

## **E. Zementindustrie**

Der Herstellungsprozess von Zement und Klinker besteht im Wesentlichen aus Mahlprozessen und thermischer Erhitzung. Als Speicher existieren sowohl Klinkerlager (Zwischenprodukt) als auch Zementsilos (Endprodukt). Für Lastmanagement sind vor allem die Zementmühlen zu betrachten, da nur hier ein relevanter Speicher nachgelagert ist [81].

Der Lastverlauf der Zementproduktion ist abhängig von der Saison, dem Wochentag und der Tageszeit. Die Zementmühlen sind im Winter nicht in Betrieb und laufen in den anderen Jahreszeiten überwiegend nachts und am Wochenende um Offpeak-Tarife nutzen zu können. Diese Fahrweise wird durch vorhandene Überkapazitäten bei den Zementmühlen und Zementsilos ermöglicht.

In Rheinland-Pfalz waren im Jahr 2010 Zementwerke in Göllheim, Üxheim, Neuwied und Kruft in Betrieb [81], die Zementklinkerproduktion im Werk Weisenau wurde 2004 eingestellt. Die Jahresproduktion konnte nur für das Zementwerk Göllheim ermittelt werden (ca. 425.000 t), so dass die Inputdaten für Rheinland-Pfalz aus den für Deutschland verfügbaren Daten abgeleitet werden.

Die Zementmühlen der insgesamt 54 Zementwerke in Deutschland haben eine installierte Gesamtleistung von 347 MW. Die Stillstandzeit im Winter beträgt 6 Wochen. Außerhalb des winterlichen Stillstandes der Mühlen wird eine Verfügbarkeit von 90 % unterstellt (verfügbare Leistung 313 MW). Aus den Betriebszeiten am Wochenende (48 h/Woche) und in der Nachthälfte an Werktagen (60 h/Woche) ergibt sich eine Betriebsphase von 64 % bzw. eine Stillstandphase von 36 %. Daraus ergibt sich eine durchschnittliche Bandlast von rund 200 MW bei ganztägig kontinuierlichem Betrieb. Die deutschlandweite Speicherkapazität für Zement entspricht einem Stromverbrauch von 29 GWh [81].

Wird die installierte Leistung gleichmäßig auf die vier in Rheinland-Pfalz ansässigen Betriebe skaliert, ergibt sich eine installierte Leistung von 23 MW. Die entsprechende Bandlast beträgt 15 MW. Die mittlere Beladeleistung liegt somit bei 8 MW. Unter der Annahme einer 10 % Verfügbarkeit der Speicherkapazitäten für Lastmanagement und einer Gleichverteilung der Speicherkapazitäten auf alle Betriebe in Deutschland ergibt sich eine Speicherkapazität für Rheinland-Pfalz von 215 MWh.

Paulus und Borggreffe geben an, dass im Jahr 2009 keine Lasten der Klinkerproduktion als Tertiärregelleistung angeboten wurden. Trotzdem seien Echtzeitmesssysteme und Kommunikationsmöglichkeiten vorhanden. Die spezifischen Investitionen werden dann auf 12 bis 15 €/kW geschätzt [84, p. 436].

## **F. Klimatisierung Industrie**

In Anlehnung an [78] wird für die Klimatisierung im GHD-Bereich in Deutschland ein Stromverbrauch von ca. 5,6 TWh und eine installierte Leistung von ca. 4 GW angenommen. Ca. 6% des industriellen Stromverbrauchs entfällt auf Rheinland-Pfalz [86], [87]. Somit ergeben sich ein Stromverbrauch von ca. 344 GWh und eine installierte Leistung von ca. 246 MW.

Aus dem Lastverlauf ergibt sich die installierte elektrische Leistung zu 246 MW, die mittlere flexible Last beträgt 39 MW (min: 16 MW, max: 71 MW). Aus der installierten elektrischen Leistung und der mittleren Last berechnet sich die durchschnittlich verfügbare Beladeleistung zu 207 MW. In [78] wurde mit Hilfe von Experteninterviews eine Verlagerungsdauer von ca. 0,5 h ermittelt. Es wird angenommen, dass innerhalb dieses Verlagerungszeitraums keine Speicherverluste auftreten.

Es wird angenommen, dass die Anbindungskosten, ähnlich den in [73, p. 112ff] beschriebenen Werten, bei ca. 5.000 € pro Unternehmen liegen. Somit erhält man spezifische Investitionen von durchschnittlich ca. 62 €/kW Beladeleistung.

#### 17.2.4 Erschließungsgrad des DSM-Potenzials in Rheinland-Pfalz für die Szenario-Jahre 2017 und 2030

Für das Szenario-Jahr 2017 wird angenommen, dass es noch nicht zu einem nennenswerten Einsatz von Smart-Metern kommt. Somit können diejenigen DSM-Potenziale, zu deren Betrieb ein Smart-Meter benötigt wird, erst im Szenario-Jahr 2030 eingesetzt werden. Von den betrachteten Potenzialen betrifft das die manuelle Verlagerung in Haushalten, Wärmepumpen und Boiler. Dadurch wird angenommen, dass sich 0 % der Haushalte im Jahr 2017 sowie 30 % der Haushalte im Jahr 2030 an manueller Lastverlagerung beteiligen. Der Erschließungsgrad für Wärmepumpen und Boiler wird für das Jahr 2017 auf 0 % und für das Jahr 2030 auf 50 % festgelegt. Diese vorsichtige Annahme berücksichtigt mögliche Akzeptanzprobleme und die im geltenden Rechtsrahmen notwendige Investition in Smart-Meter-Technik, die ggf. auch bis zum Jahr 2030 nicht in der Fläche verbreitet sein wird. Für den Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistung sowie Klimatisierung in der Industrie wird davon ausgegangen, dass der Erschließungsgrad im Szenario-Jahr 2017 bei 20 % und im Szenario-Jahr 2030 bei 50 % liegt. Für Lastmanagement in der Industrie wird ein Erschließungsgrad von 100 % bereits ab dem Szenario-Jahr 2017 unterstellt, da hier die notwendige Zählertechnik bereits vorhanden ist (Tabelle 104).

**Tabelle 104: Erschließungsgrade für DSM-Potenzial in Rheinland-Pfalz in den Szenario-Jahren 2017 und 2030. Quelle: Eigene Darstellung (Öko-Institut e.V.)**

	Szenario-Jahr 2017 (anteilig erschlossen)	Szenario-Jahr 2030 (anteilig erschlossen)
Haushalte (manuelle Lastverlagerung)	0 %	30 %
Wärmepumpen, Boiler	0 %	50 %
Wärmepumpen	20 %	50 %
Industrie	100 %	100 %

### 17.3 SPEICHERKONZEPT FÜR RHEINLAND-PFALZ (ARBEITSSCHRITT 3.3)

Der Ausbau der erneuerbaren Energien erfordert eine Transformation der Energiesysteme. Dazu gehört auch die Entwicklung verschiedener Flexibilitätsoptionen. Zu den Flexibilitätsoptionen gehören

- Flexibilität von Kraftwerken
- Nachfrageseitige Flexibilität (DSM)
- Speicher
- das Stromnetz, durch das großräumig die anderen Flexibilitätsoptionen erschlossen werden können sowie Fluktuationen bei Erzeugung und Verbrauch großräumiger ausgeglichen werden können, wodurch der verbleibende Flexibilitätsbedarf typischerweise sinkt.

Im Fokus dieses Arbeitspakets stehen flexible Kraftwerke und Nachfrager sowie Speicher. Das Stromnetz wird in den Arbeitspaketen von Energynautics analysiert, steht aber auch in Konkurrenz zu den hier betrachteten Flexibilitätsoptionen.

#### 17.3.1 Grundsätzlich zu klärende Fragen für ein Speicherkonzept

In den vorangegangenen Kapiteln wurde eine Potenzialerhebung für Speicher- und DSM-Potenziale in Rheinland-Pfalz vorgestellt. In diesem Kapitel wird modell-basiert analysiert, wie diese Flexibilitätspotenziale im Kontext des rheinland-pfälzischen EE-Ausbau-Ziels eingesetzt werden können und welchen Beitrag sie leisten können zur Integration der EE. Der Einsatz der Optionen kann dabei unterschiedlichen Rationalitäten folgen. Diese werden in diesem Abschnitt im Überblick erläutert. Dabei geht es vor allem um zwei Dimensionen:

- 1) Zentrale oder dezentrale Nutzung von Flexibilität. Hier gibt es prinzipiell zwei Varianten:
  - a. Die Flexibilitätsoptionen, die in Rheinland-Pfalz erschlossen werden, werden vorrangig zum Ausgleich der EE in Rheinland-Pfalz genutzt.
  - b. Die Flexibilitätsoptionen, die in Rheinland-Pfalz erschlossen werden, werden in den Pool gesamtdeutscher Flexibilitäten eingebracht und ein Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch mit Hilfe dieser Flexibilitäten findet nicht auf Landesebene statt, sondern im deutschen und teilweise auch im europäischen Energiesystem.
- 2) Marktgeführte oder netzgeführte Nutzung von Flexibilität:
  - a. Die marktgeführte Flexibilität wird vorrangig eingesetzt, um zum Bilanzausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch beizutragen (entweder dezentral oder zentral, siehe 1) oben).
  - b. Die netzgeführte Flexibilität wird vorrangig vom jeweiligen Netzbetreiber eingesetzt, um Netzengpässe zu managen und Netzausbau zu vermeiden.

Die in diesem Kapitel dargestellte Modellierung der Flexibilitätsoptionen untersucht sowohl die dezentrale als auch die zentrale Variante. In beiden Fällen geht die Modellierung von einem marktgeführten Einsatz der Speicher aus. Der netzgeführte Einsatz der Flexibilität wird in einem nachgelagerten Analyseschritt in Arbeitspaket 5 untersucht.

#### **A. Zentrale oder dezentrale Nutzung von Flexibilität**

Bei der Frage einer zentralen oder dezentralen Entwicklung eines auf EE basierenden Stromsystems können verschiedene Dimensionen von zentral und dezentral unterschieden werden [88]:

- Kraftwerke am Übertragungs- oder Verteilnetz
- Räumliche Verteilung der Kraftwerke (im Verhältnis zur Verteilung der Nachfrage)
- Dezentrale oder zentrale Flexibilität
- Dezentrale oder zentrale Systemsteuerung

Bezüglich der räumlichen Verteilung der EE setzt Rheinland-Pfalz mit dem 100 %-Ziel bis 2030 auf eine Strategie, die auf eine räumlich verteilte und damit relativ verbrauchsnahe Entwicklung der EE abzielt. Dies unterscheidet sich von einer Strategie, die die EE eher zentral an optimalen Anlagenstandorten entwickeln will (zum Beispiel Windkraft nur in Norddeutschland).

Zu einer solchen Strategie passt es, auch die Flexibilitätsoptionen entsprechend räumlich verteilt zu entwickeln – und damit auch dezentrale Flexibilitätsoptionen zum Beispiel auf der Nachfrageseite zu erschließen. Der Ausbau der Flexibilitätsoptionen in einer bestimmten Region, in diesem Fall in Rheinland-Pfalz, sollte daher einhergehen mit einer Analyse, welche Flexibilitätspotenziale für den Ausgleich der fluktuierenden Erneuerbaren in dieser Region zur Verfügung stehen – insbesondere wenn der EE-Ausbau ambitionierte Ziele verfolgt wie in Rheinland-Pfalz. Diese Analyse wurde in den vorhergehenden Kapiteln dargestellt.

In einem zweiten Schritt stellt sich dann die Frage – und dies ist Gegenstand der Analyse in diesem Kapitel – wie diese Flexibilitätsoptionen genutzt werden. Aus einer regionalen Entwicklung von Flexibilitätsoptionen folgt nicht, dass diese auch zum regionalen Ausgleich zwischen Erzeugung und Nachfrage genutzt werden müssen. Vielmehr kann es auch bei einer räumlich verteilten Entwicklung von EE und Flexibilitätsoptionen aus verschiedenen Gründen sinnvoll sein, den Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch und damit den Einsatz der Flexibilitäten in einem größeren räumlichen Kontext zu organisieren:

- Ein großräumiger Ausgleich kann sinnvoll sein, weil dadurch zwar das Netz stärker beansprucht wird, aber der Flexibilitätsbedarf insgesamt sinkt. Da Netzausbau eine relativ günstige Option ist, kann dies in der Gesamtabwägung eine effiziente Strategie darstellen.



- Eine rein regionale Nutzung von Flexibilität kommt vor allem dann nicht in Frage, wenn die Flexibilitätsoptionen „vor Ort“ nicht ausreichen, um die Variabilität der EE auszugleichen.
- Gegen eine regionale Nutzung von Flexibilität spricht bislang auch, dass keine Marktstrukturen für einen regionalen Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch vorhanden sind – diese müssten entsprechend entwickelt werden.

Die Entwicklung vieler dezentraler Erzeuger und dezentraler Flexibilitäten führt allerdings dazu, dass auch die Systemsteuerung ab einem bestimmten Punkt stärker auf eine dezentrale Ebene verlagern werden sollte. Eine überregionale Optimierung dieser vielen Akteure führt sonst zu einem Übermaß an Komplexität. In einer solchen Welt stellt sich dann auch die Frage, inwiefern auch Erzeugung und Verbrauch stärker dezentral ausgeglichen werden. Allerdings wird der Haupttreiber für eine solche Entwicklung voraussichtlich die Reduktion von Komplexität sein, und nicht die Vermeidung von Netzausbau.

## **B. Marktgeführte oder netzgeführte Nutzung von Flexibilität**

Die Netzeffekte der Flexibilitäten hängen entscheidend davon ab, ob die Flexibilitätsoptionen aus Netzgesichtspunkten eingesetzt werden, oder ob sie marktgeführt zum Bilanzausgleich zwischen Erzeugung und Nachfrage genutzt werden. Die folgenden Analysen des Einsatzes der Flexibilitätsoptionen in Rheinland-Pfalz basieren auf der Annahme, dass die Optionen marktgeführt eingesetzt werden (entweder dezentral in Rheinland-Pfalz oder zentral bundesweit). Die Frage, welche Auswirkungen die Flexibilitätsoptionen auf das Netz haben, wird im Detail in den nachfolgenden Arbeitspaketen von Energynavics untersucht.

In der Modellierung für die Verteilnetzstudie werden die Optionen zunächst marktgeführt eingesetzt, und die Ergebnisse dann an die Netzmodellierung übergeben, um ggf. aus Netzsicht Korrekturen an der marktgeführten Einsatzentscheidung vorzunehmen.

Dieses modelltechnische Vorgehen basiert auf der Prämisse, dass Flexibilitäten auch im realen Betrieb zunächst marktgeführt eingesetzt werden sollten, und dass diese Einsatzentscheidung bei Bedarf von der Netzseite korrigiert werden kann, um eventuelle Netzengpässe zu managen. Dieses Vorgehen entspricht der Logik der Netzampel, in der in der grünen Phase marktgeführte Entscheidungen Vorrang haben. Erst wenn sich das Netz seiner Kapazitätsgrenze annähert, werden netzgeführte Einsatzsignale gegeben (gelbe Phase), und bei Überschreitung der Netzkapazität ergreift der Netzbetreiber Notfallmaßnahmen (rote Phase).

Durch die Bewirtschaftung einer Netzknappheit kann ein Netzausbau vermieden oder verzögert werden. Treten diese netzseitigen Korrekturen allerdings gehäuft auf, so stellt sich die Frage, ob ein Netzausbau zur Beseitigung der Engpässe nicht effizienter ist als ein suboptimaler Einsatz der Flexibilitätsoptionen.

Denn aus der Perspektive einer möglichst effizienten Entwicklung des Gesamtsystems sollte nicht nur der Ausbau einer bestimmten Option vermieden werden (zum Beispiel Netzausbau), sondern es sollten alle Systemkomponenten gemeinsam so optimiert

werden, dass ein EE-basiertes Stromsystem mit möglichst geringem Gesamtaufwand entwickelt werden kann.

### 17.3.2 Modellierungsperspektiven

Das Speicherkonzept für Rheinland-Pfalz kann grundsätzlich aus verschiedenen Perspektiven abgeleitet werden. Die Einsatzentscheidung für Flexibilität und Speicher kann sowohl aus Netzsicht (Variante Nr. 7 in Tabelle 105), beispielsweise zur Vermeidung von Netzengpässen, als auch aus volkswirtschaftlicher (Minimierung der Systemgesamtkosten) oder betriebswirtschaftlicher Perspektive (Maximierung des individuellen Gewinns) getroffen werden. Des Weiteren kann Rheinland-Pfalz isoliert, quasi als Insel (Variante Nr. 4 in Tabelle 105), oder im Netzverbund mit Deutschland und Europa betrachtet werden (Varianten Nr. 5 und Nr. 6 in Tabelle 105).

Um die Fragestellung zu beantworten, inwieweit Rheinland-Pfalz seine EE- und Lastschwankungen mit in Rheinland-Pfalz verfügbaren Speicher- und Flexibilitätsoptionen ausgleichen kann, wird in diesem Arbeitsschritt das Speicherkonzept aus volkswirtschaftlicher Perspektive und isoliert für Rheinland-Pfalz mit dem Strommarktmodell PowerFlex des Öko-Instituts abgeleitet (Variante Nr. 4 in Tabelle 105).

**Tabelle 105: Mögliche Modellierungsansätze für das Stromsystem in Rheinland-Pfalz. Quelle: Eigene Darstellung (Öko-Institut e.V.)**

Nr.	Szenarien-Perspektive	Art der Modellierung und Einsatz von Flexibilität	Energiewirtschaftliche Einordnung und erwartete Auswirkungen auf das Netz
1	Referenz-Szenario	Lastflussberechnung (Energynautics); Flexibilität: nur bestehende PSW	Netzausbaubedarf (Referenzfall)
2	Marktgetriebene Optimierung (deutschlandweit)	Strommarktmodell PowerFlex (Öko-Institut), keine separate Optimierung für RLP; Markt-getriebener Einsatz von Flexibilität zum deutschlandweiten Ausgleich der EE	Standardfall, grüne Ampelphase, wird erschwert durch Einsatz von PtH und PtG; Netzausbaubedarf zusätzlich zum Referenzfall (siehe dena-Verteilnetzstudie)
3	Netzseitige Einschränkung von (2)	Iteration zwischen Netzmodell und PowerFlex; Wie (2), aber teilweise Anpassung an die Netzsituation zur Reduzierung des Netzausbaubedarf	Standardfall, gelbe Ampelphase; kein zusätzlicher bzw. geringerer Netzausbau gegenüber Referenzfall

4	„Marktgetriebene“ Modellierung RLP	<p>Strommarktmodell PowerFlex (Öko-Institut),</p> <p>Fragestellung: Inwieweit kann RLP seine EE selbst ausgleichen?</p> <p>Netzseitige Einschränkung wird ex-post betrachtet mit Lastfluss-simulation (Energynautics) (vgl. 7);</p> <p>„Marktgetriebener“ Einsatz von Flexibilität zum Ausgleich der EE in RLP</p>	<p>Koordinationsmechanismus für diesen Einsatz von Flexibilität unklar. Auf welchem regionalen Markt soll gehandelt werden?</p> <p>Hier nicht mehr nur EE-Selbstversorgung bilanziell, sondern Schritt in Richtung Inselfösung.</p> <p>EE-Überschüsse, die in (2) und (3) teilweise deutschlandweit genutzt würden, führen zu starkem Einsatz von PtH und PtG in RLP.</p> <p>Austausch mit den Nachbarn wird reduziert. Kann dadurch auch Ausbaubedarf „Kuppelkapazität“ eingespart werden?</p> <p>„Marktgetriebener“ Einsatz von Flexibilität erhöht möglicherweise Netzbedarf innerhalb RLP. Falls Netz ausgebaut werden muss, ist der Nutzen dieser Strategie unklar.</p>
5	„Marktgetriebene“ Modellierung RLP + Ausgleich der Residuallast in Deutschland	<ol style="list-style-type: none"> <li>1.             <ol style="list-style-type: none"> <li>a. Optimierung RLP (4)</li> <li>b. Optimierung Deutschland, wobei RLP mit der in Schritt a.) ermittelten Residuallast berücksichtigt wird.</li> </ol> </li> <li>2. Fragestellung: Wie können die verbleibenden EE-Profile deutschlandweit ausgeglichen werden?</li> </ol> <p>Wie bei (4), zzgl. deutschlandweite Flexibilität zum Ausgleich der verbleibenden Residuallast in RLP</p>	<p>Siehe (4)</p>
6	RLP und der Rest von Deutschland	<p>Strommarktmodell PowerFlex als 2-Knotenmodell (Öko-Institut);</p> <p>Deutschlandweit marktgetrieben, aber unter Berücksichtigung der „Kuppelkapazität“ zwischen RLP und Rest-Deutschland;</p> <p>Ohne PtH und PtG</p>	<p>Wie (2), aber unter Berücksichtigung der „Kuppelkapazität“;</p> <p>Im Prinzip wie (2)</p>
7	DSM- und Speicher-Szenario	<p>Lastflussberechnung (Energynautics);</p> <p>Flexibilität: marktgetriebene Profile aus (2), (4), (5) oder (6) sowie netzseitiger Einsatz</p>	<p>Veränderung des Netzausbaubedarfs im Vergleich zum Referenz-Szenario</p>

Das Strommarktmodell PowerFlex setzt Kraftwerke, Speicher und flexible Verbraucher optimal ein, um die Stromnachfrage in Rheinland-Pfalz zu decken. Als Zielfunktion werden, unter Berücksichtigung verschiedener Restriktionen (Nebenbedingungen) für die einzelnen Akteure (z.B. Speicherbilanzgleichungen, Deckung der Wärmenachfrage bei KWK-Anlagen,...), die Systemgesamtkosten minimiert. Als Ergebnis werden die Einsatzprofile der einzelnen Akteure sowie die verbleibende Stromunterdeckung (= Stromimport) und die verbleibenden EE-Überschüsse (= Abregelung oder Stromexport) als Residuallast ausgegeben. Die Residuallast wird als Jahresdauerlinie dargestellt.

Die Beschränkung auf Rheinland-Pfalz verzerrt die sich ergebenden Einsatzprofile im Vergleich zu einer deutschlandweiten Betrachtung, da sich in Deutschland ein einheitlicher Strompreis, und kein für Rheinland-Pfalz spezifischer Strompreis, bildet. Auf der anderen Seite werden bei einer deutschlandweiten Modellierung die Einsatzprofile der Akteure in Rheinland-Pfalz, welche häufig auf Verteilnetzebene angesiedelt sind (z.B. Lastmanagement, BHKW, Power-to-Heat), von dem für Deutschland unterstellten Ausbau an erneuerbaren Energien, Flexibilität und Speichern dominiert. Dadurch geraten die Wechselwirkungen zwischen Deutschland und Rheinland-Pfalz und weniger die ursprüngliche Fragestellung in den Fokus der Modellierung. Relevant sind in diesem Kontext v.a. Power-to-Heat und Power-to-Gas, da sie Energieflüsse zwischen dem Strom-, Wärme- und Gassektor verschieben und eine rein stromseitige Bewertung erschweren. Auch beinhaltet die deutschlandweite Modellierung eine zentrale Steuerungsstruktur für Speicher und Flexibilität, welche dem lokalen Smart-Grid-Konzept entgegensteht.

Die Fokussierung auf den EE-Ausgleich innerhalb von Rheinland-Pfalz führt zu einer Minimierung des Stromdefizits und der EE-Überschüsse und bedingt dadurch auch eine Minimierung der „Kuppelkapazität“ zwischen Rheinland-Pfalz und Deutschland. Auf der anderen Seite kann dies unter Umständen auch einen höheren Netzausbau in Rheinland-Pfalz zur Folge haben (vgl. Variante Nr. 4 in Tabelle 105). Diese Frage wird in Arbeitspaket 5 näher untersucht, wo die Speicher- und Flexibilitätsoptionen sowohl „marktgetrieben“ als auch „netzgetrieben“ eingesetzt werden (vgl. Variante Nr. 4 in Tabelle 105).

### **17.3.3 Ausgangslage: Residuallast und Referenz-Szenarien 2017 und 2030**

Die Residuallast in Rheinland-Pfalz ist definiert als die zu deckende Stromnachfrage minus der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, aus wärmegeführten Kraftwerken (Kraftwerke der BASF, GuD-Kraftwerk Mainz und Erdgas-BHKW) und must-run Kraftwerken (Müllverbrennung). Die Kraftwerke der BASF erzeugen jährlich 6,3 TWh Strom bei der Versorgung des Standortes Ludwigshafen mit Prozessdampf und Wärme. Um die Fernwärmenachfrage zu decken, erzeugt das GuD-Kraftwerk in Mainz knapp 0,7 TWh/a, die Erdgas-BHKW produzieren im wärmegeführten Betrieb 0,5 TWh/a (Szenario-Jahr 2017) bzw. 0,8 TWh/a (Szenario-Jahr 2030).

Während im Szenario-Jahr 2017 Rheinland-Pfalz noch ein Stromdefizit von 8,1 TWh aufweist, kehrt sich im Szenario-Jahr 2030 die Situation zu einem Stromüberschuss in Höhe von 7,8 TWh um. Grund hierfür ist die 100 % EE-Strategie zuzüglich der erdgas-

basierten Stromerzeugung in Rheinland-Pfalz. Der Maximalwert der Residuallast bleibt mit rund 3,7 GW relativ konstant, der Minimalwert sinkt von -3 GW im Szenario-Jahr 2017 auf -9 GW im Szenario-Jahr 2030 (Abbildung 81).

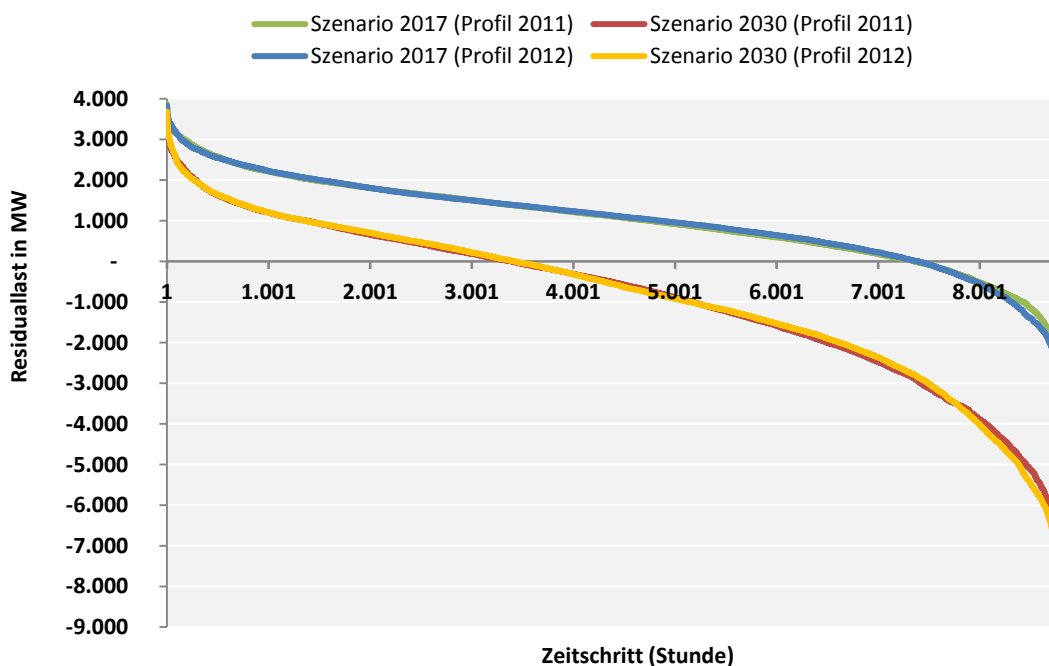


Abbildung 81: Jahresdauerlinie der Residuallast in Rheinland-Pfalz für die Szenario-Jahre 2017 und 2030, jeweils skaliert mit den historischen Last- und EE-Profilen der Jahre 2011 und 2012. Quelle: Eigene Darstellung (Öko-Institut e.V.)

In den Referenz-Szenarien 2017 und 2030 stehen als Flexibilitäts- und Speicheroptionen lediglich das PSW Vianden sowie das GuD-Kraftwerk in Mainz und die Erdgas-BHKW zur Verfügung. Mit ihrer Hilfe wird die Residuallast teilweise ausgeglichen, so dass im Szenario-Jahr 2017 für rund 1.700 h und im Szenario-Jahr 2030 für rund 2.500 h eine ausgeglichene Strombilanz vorliegt (Abbildung 82). Die Minimalwerte steigen nur geringfügig an (+60 MW bis +100 MW), die Maximalwerte werden etwas stärker gesenkt (-200 MW bis -750 MW). Das kumulierte Stromdefizit verringert sich im Referenz-Szenario 2017 im Vergleich zur Residuallast ohne Flexibilität um rund 2 TWh auf 7 TWh, der kumulierte Stromüberschuss halbiert sich in etwa auf 0,6 TWh. Im Referenz-Szenario 2030 reduziert sich das kumulierte Stromdefizit im Vergleich zur Residuallast ohne Flexibilität um etwa 50 % auf 1,5 TWh, der kumulierte Stromüberschuss geht um 1,7 TWh auf rund 9,6 TWh zurück.

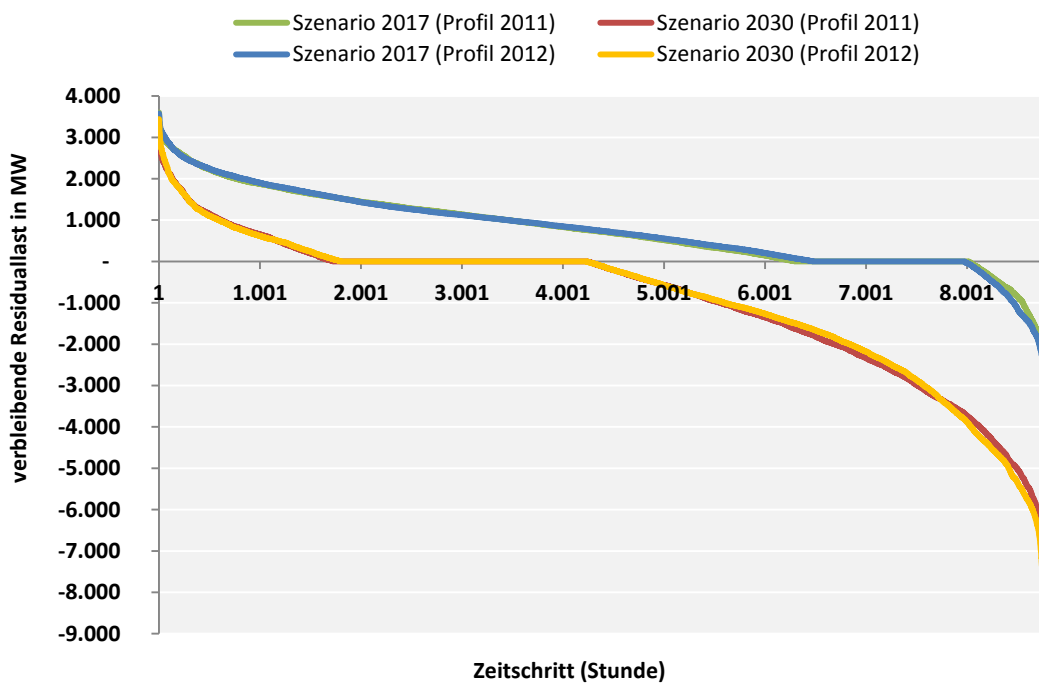


Abbildung 82: Jahresdauerlinie der verbleibenden Residuallast in den Referenz-Szenarien 2017 und 2030. Quelle: Eigene Darstellung (Öko-Institut e.V.)

Der resultierende Brennstoffmix in den Referenz-Szenarien ist in Abbildung 83 (Szenario-Jahr 2017) und Abbildung 84 (Szenario-Jahr 2030) dargestellt. Während im Referenz-Szenario 2017 nahezu kontinuierlich ein Stromzufluss aus den benachbarten Bundesländern nötig ist, verschiebt sich die Situation im Referenz-Szenario 2030 hin zu einem deutlichen EE-Überschuss. Die Stromerzeugung in Erdgaskraftwerken (GuD-KW Mainz und BHKW) geht signifikant zurück (violette Kurve). Das PSW Vianden erreicht im Referenz-Szenario 2017 Volllastpumpstunden von 650 h/a mit einem zugehörigen Pumpstromverbrauch von 520 GWh. Im Referenz-Szenario 2030 erzielt das PSW Vianden Volllastpumpstunden von 1.200 h/a bei einem Verbrauch der Pumpen in Höhe von 1.000 GWh.

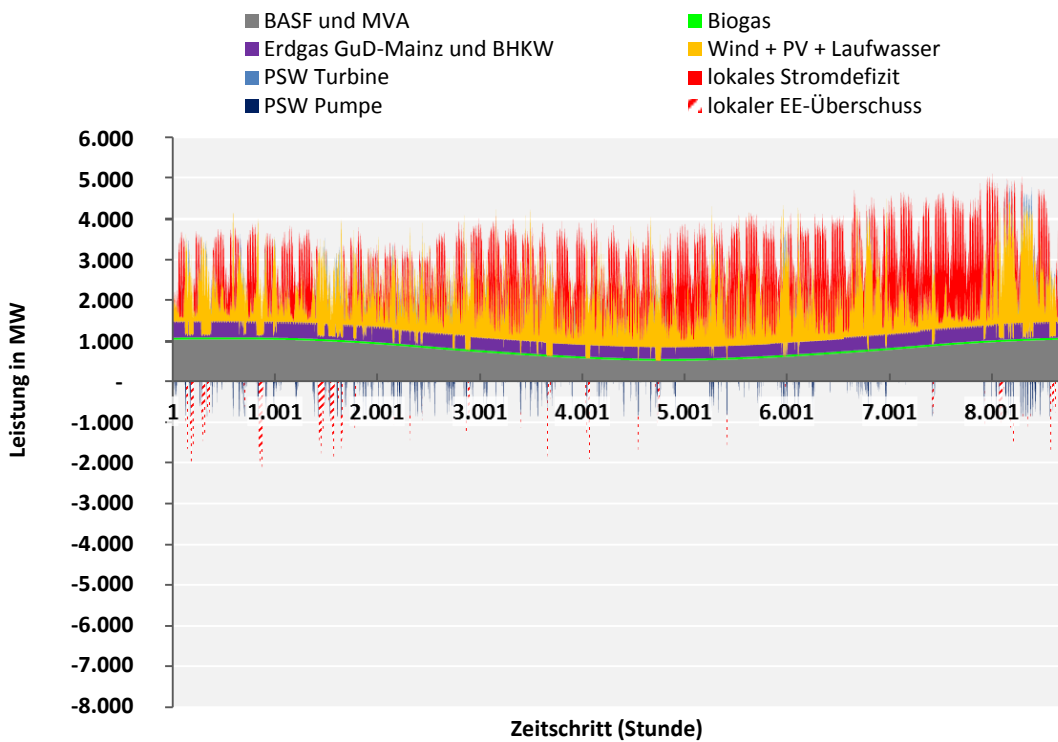


Abbildung 83: Resultierender Brennstoffmix im Referenz-Szenario 2017, basierend auf den skalierten Last- und EE-Profilen 2011. Quelle: Eigene Darstellung (Öko-Institut e.V.)

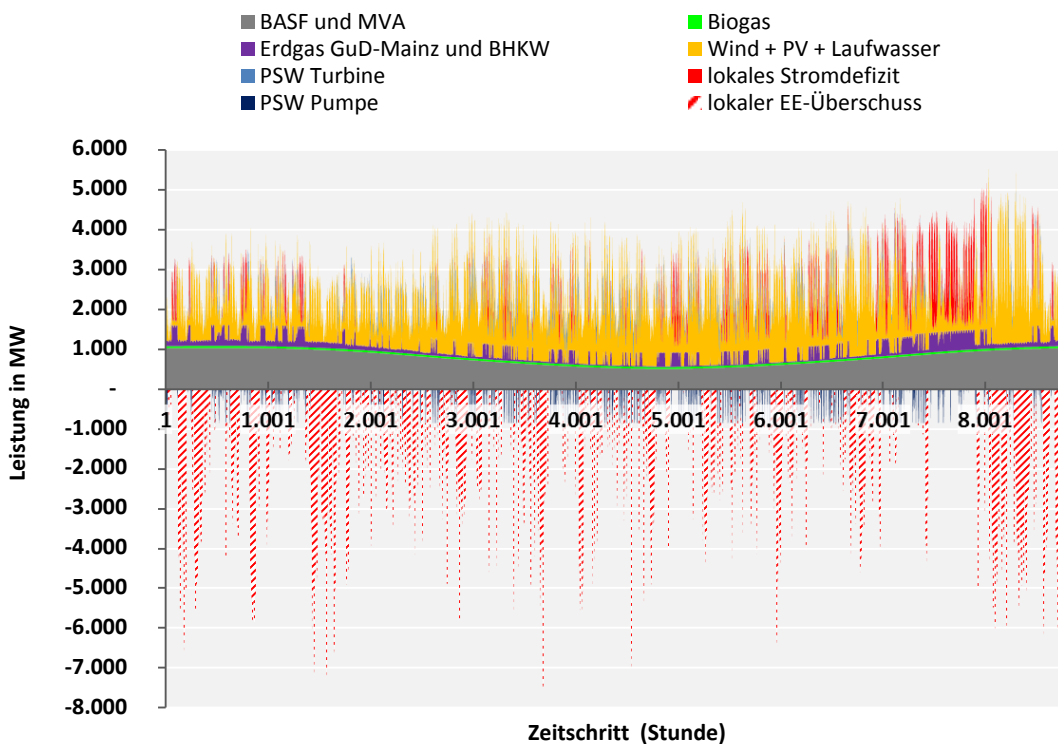


Abbildung 84: Resultierender Brennstoffmix im Referenz-Szenario 2030, basierend auf den skalierten Last- und EE-Profilen 2011. Quelle: Eigene Darstellung (Öko-Institut e.V.)

### 17.3.4 Residuallast in Rheinland-Pfalz nach räumlichem Ausgleich von Last- und EE-Schwankungen mit Deutschland

In diesem Abschnitt werden mit Hilfe eines Zwei-Knotenmodells (Deutschland und Rheinland-Pfalz) die EE-Überschüsse in Rheinland-Pfalz sowie der benötigte Stromimport aus Deutschland in den Szenario-Jahren 2017 und 2030 nach räumlichem Ausgleich von Last- und EE-Schwankungen zwischen Rheinland-Pfalz und Deutschland sowie dem Einsatz der heute bestehenden Pumpspeicherkraftwerke (alle deutschen PSW sowie das PSW Vianden) bestimmt. In Rheinland-Pfalz anfallende EE-Überschüsse werden dadurch und soweit möglich in Deutschland zur Deckung der Stromnachfrage genutzt bzw. in Pumpspeicherkraftwerken gespeichert. Im Gegenzug wird auch der Kraftwerkspark in Deutschland eingesetzt, um die Stromnachfrage in Rheinland-Pfalz zu decken. Die danach noch verbleibenden EE-Überschüsse in Rheinland-Pfalz (negativer Teil der Kurve) sowie der Stromimport nach Rheinland-Pfalz (positiver Teil der Kurve) sind in Abbildung 85 den EE-Überschüssen sowie dem Stromdefizit in Rheinland-Pfalz in der Inselbetrachtung gegenübergestellt.

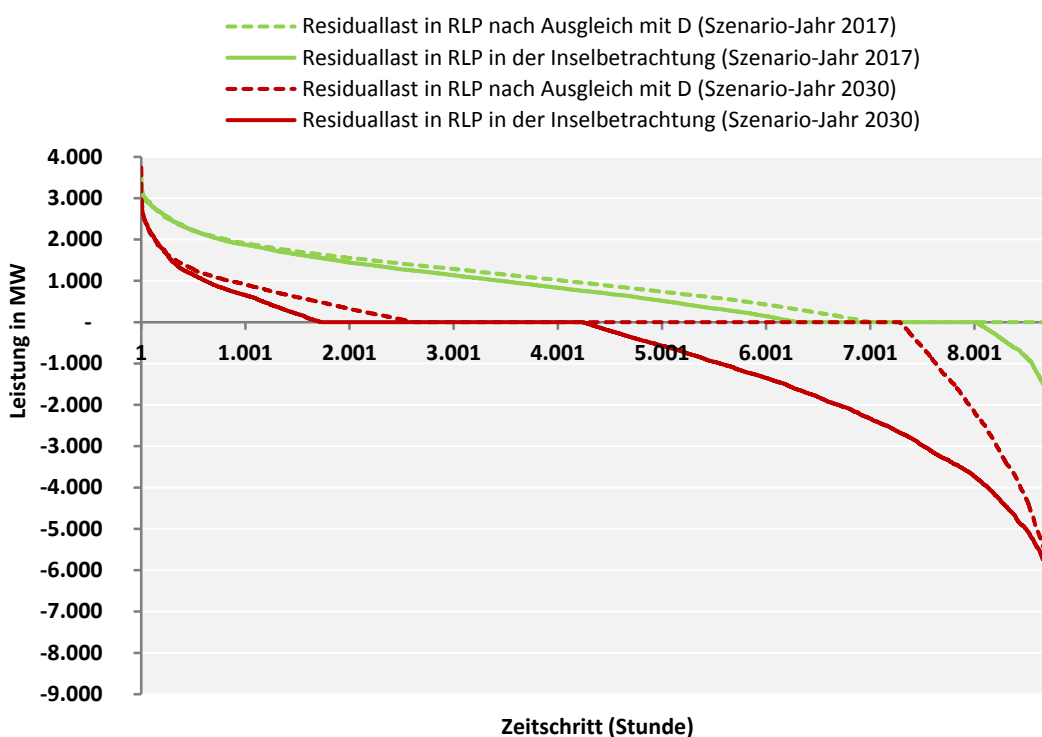


Abbildung 85: Residuallast von Rheinland-Pfalz in den Szenario-Jahren 2017 und 2030 bei Kopplung mit Deutschland (Zwei-Knotenmodell) sowie in der Inselbetrachtung (nur RLP). Quelle: Eigene Darstellung (Öko-Institut e.V.)

Es zeigt sich, dass im Szenario-Jahr 2017 durch den räumlichen Ausgleich mit Deutschland nur noch punktuell kleine Überschüsse (ca. 50 GWh, verteilt auf 70 h des Jahres) auftreten. Ein Bedarf zur Speicherung und Flexibilisierung zur Systemintegration von Erneuerbaren Energien besteht damit im Szenario-Jahr 2017 noch nicht bzw. ist erst im Ansatz zu erkennen. Der etwas höhere Stromimport im Vergleich zum Stromdefizit in der Inselbetrachtung ist darin begründet, dass Kohlekraftwerke in Deutschland das GuD-Kraftwerk in Mainz in der Merit Order verdrängen (ca. 1 TWh bzw.



durchschnittlich 110 MW). Im Szenario-Jahr 2030 reduziert sich dieser Merit Order Effekt auf rund 650 GWh.

Die EE-Überschüsse in Rheinland-Pfalz können im Szenario-Jahr 2030 zu rund 60 % durch den räumlichen Ausgleich mit Deutschland außerhalb von Rheinland-Pfalz zur Deckung der Stromnachfrage genutzt oder in Pumpspeicherkraftwerken gespeichert werden. Die verbleibenden EE-Überschüsse in Höhe von 3,7 TWh können nur durch zusätzliche Flexibilitäts- und Speicheroptionen genutzt werden oder müssen abgeregelt werden.

Durch die Kopplung mit Deutschland verändert sich der Einsatz von Flexibilität und Speichern in Rheinland-Pfalz im Vergleich zur Inselbetrachtung. Während das GuD-Kraftwerk in Mainz durch die Konkurrenz von Kohlekraftwerken seltener eingesetzt wird, nimmt der Einsatz des PSW Vianden zu (Abbildung 86). Das PSW Vianden gleicht auch Last- und EE-Schwankungen außerhalb von Rheinland-Pfalz aus. Ursache sind sowohl technologiespezifische Effekte als auch Effekte der räumlichen Konkurrenz der Flexibilitätsoptionen sowie die Menge an auszugleichenden Last- und EE-Schwankungen. Diese Effekte sind auch für die Einsatzhäufigkeit der anderen Flexibilitätsoptionen, wie z.B. DSM oder Power-to-Gas, von Bedeutung.

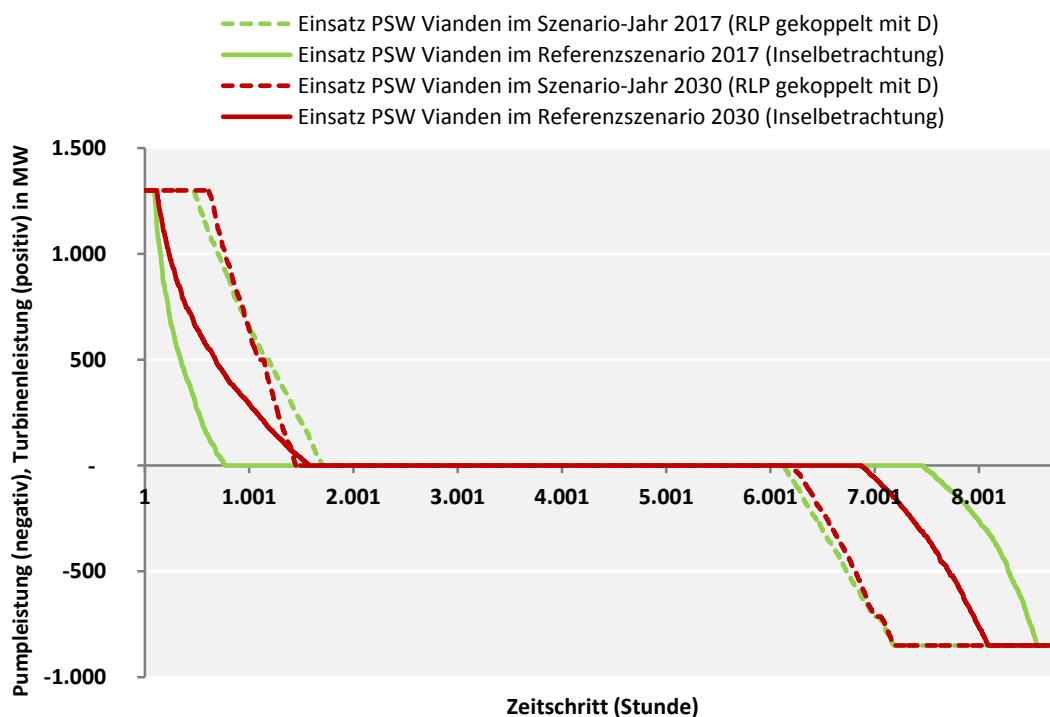


Abbildung 86: Einsatzprofil des PSW Vianden in den Szenario-Jahren 2017 und 2030, dargestellt als Jahresdauerlinie, bei Kopplung mit Deutschland (Zwei-Knotenmodell) sowie in der Inselbetrachtung (nur RLP). Quelle: Eigene Darstellung (Öko-Institut e.V.)

### 17.3.5 Potenzial und Merit Order der Speicher- und Flexibilitätsoptionen

Bei der Einsatzentscheidung für Speicher- und Flexibilitätsoptionen zur Systemkostenminimierung spielen der Wirkungsgrad von Be- und Entladung sowie die Verluste über die Speicherdauer eine zentrale Rolle. Speicher- und Flexibilitätsoptionen, die ihre Flexibilität so einsetzen, dass sich Erhöhung und Reduktion im Jahresverlauf ausgleichen,

tragen durch die Ausnutzung eines Preisunterschiedes zwischen dem Zeitpunkt der Speicherbeladung und dem Zeitpunkt der Speicherentladung zur Systemkostenminimierung bei. Im Gegensatz dazu fällt die Einsatzentscheidung für Power-to-Heat und Power-to-Gas in Abhängigkeit des aktuellen Strompreises und der Grenzkosten des zu substituierenden Prozesses. Bei Power-to-Heat ist das beispielsweise die Wärmebereitstellung mittels Erdgaskessel und bei Power-to-Gas beeinflusst der Erdgaspreis die Einsatzentscheidung.

In Tabelle 106 sind die Speicher- und Flexibilitätsoptionen in Rheinland-Pfalz mit ihrem anteilig erschlossenem Potenzial im Szenario-Jahr 2030 sowie ihren Wirkungsgraden und Verlusten über die Speicherdauer dargestellt. Für Power-to-Heat und Power-to-Gas wird für die Rückverstromung des substituierten Erdgases ein Wirkungsgrad von 50 % (entsprechend gängiger Kraftwerke) unterstellt.

Das profilunabhängige und damit ganzjährig verfügbare Potenzial zur Speicherbeladung in Höhe von rund 1.700 MW wird durch Pumpspeicherkraftwerke (1.450 MW, davon sind 850 MW schon im Referenz-Szenario verfügbar) dominiert, gefolgt von Power-to-Gas (200 MW) und Biogas-BHKW mit Gasspeicherung (50 MW). Profilabhängig und damit im Jahresverlauf schwankend stehen mindestens 470 MW bis maximal rund 4.350 MW an flexibler Last bzw. flexibler Erzeugungsleistung zur Systemintegration von erneuerbaren Energien zur Verfügung. Der Maximalwert wird dabei mit rund 3.000 MW von Power-to-Heat dominiert.

**Tabelle 106: Potenzialbeschreibung und Wirkungsgrad Merit Order für Speicher- und Flexibilitätsoptionen in Rheinland-Pfalz im Szenario-Jahr 2030 (anteilig erschlossen). Quelle: Eigene Darstellung (Öko-Institut e.V.)**

Option	Potenzial	Profilabhängig	Wirkungsgrad	Speicherdauer	Speicherverluste
<b>Biogas-BHKW mit Gasspeicherung</b>	40 MW – 50 MW	Nein	100 %	< 12 h	0 %/h
<b>Lastmanagement</b>	300 MW – 450 MW	Ja	100 %	< 2 h	0,5 %/h bei Kälte oder Wärme
<b>KWK-Anlagen mit Wärmespeicher</b>	20 MW – 540 MW	Ja	100 %	< 4 h	0,5 %/h
<b>PV-Batteriesysteme</b>	0 MW – 350 MW	Ja	85 %	< 2 h	0,01 %/h
<b>Pumpspeicherkraftwerke</b>	1.450 MW – 1.900 MW	Nein	75 % – 80 %	< 5 h	0 %
<b>Power-to-Heat</b>	150 MW – 3.100 MW	Ja	50 %	“unbegrenzt”	0,5 %/h bei Wärmespeicherung
<b>Power-to-Gas</b>	200 MW	Nein	25 % – 35 %	“unbegrenzt”	0 %

### 17.3.6 Einsatz von DSM in Rheinland-Pfalz

Lastmanagement wird aufgrund der vorgegebenen Restriktionen im Strommarktmodell zum Ausgleich kurzfristiger Last- und EE-Schwankungen eingesetzt. Auf eine Lastreduktion folgt direkt bzw. nach wenigen Stunden eine Lasterhöhung und umgekehrt. Zum Zeitpunkt der Lastverlagerung ist immer ein Preisunterschied im Verlauf Strompreise<sup>84</sup> vorhanden. Dieser Preisunterschied wird ausgenutzt, um die Gesamtkosten der Zielfunktion zu minimieren. Dieser Effekt tritt sowohl bei der Integration von EE-Strom auf, als auch entlang der Merit Order von thermischen Kraftwerken.

Abbildung 87 zeigt den flexiblen Stromverbrauch durch DSM in den DSM-Szenarien 2017, 2030 (anteilig erschlossen) und 2030 (komplett erschlossen). Um die Jahresdauerlinie von DSM mit den Jahresdauerlinien der Speicheroptionen visuell vergleichen zu können, ist Lastreduktion positiv dargestellt (da sie sich auf das Stromdefizit auswirkt) und Lasterhöhung negativ dargestellt (da sie sich auf EE-Überschüsse auswirkt).

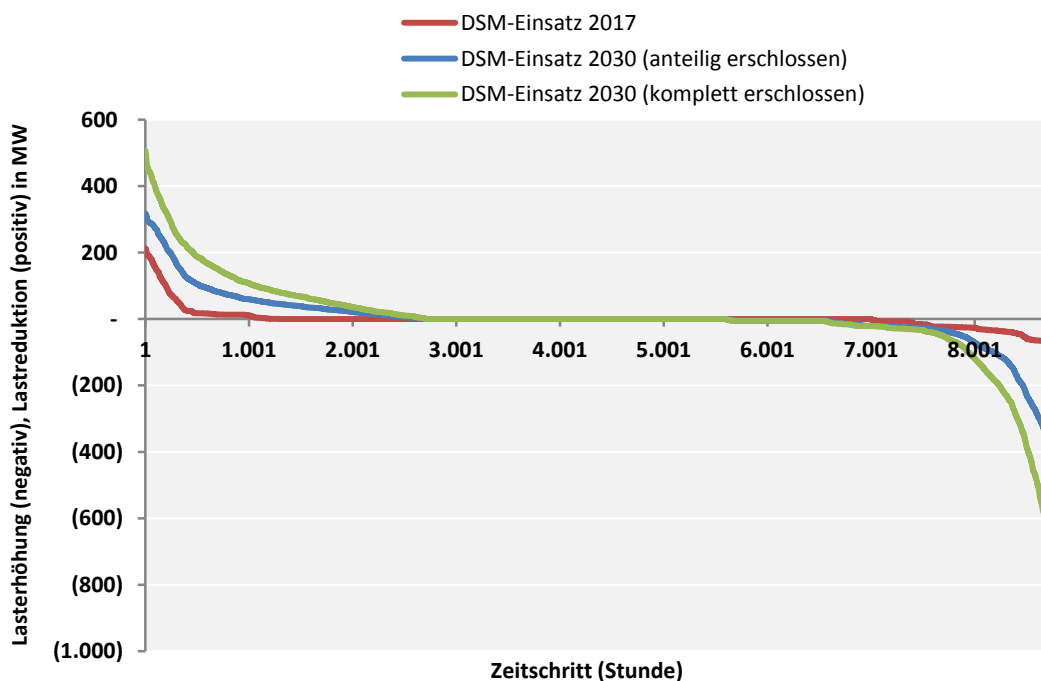
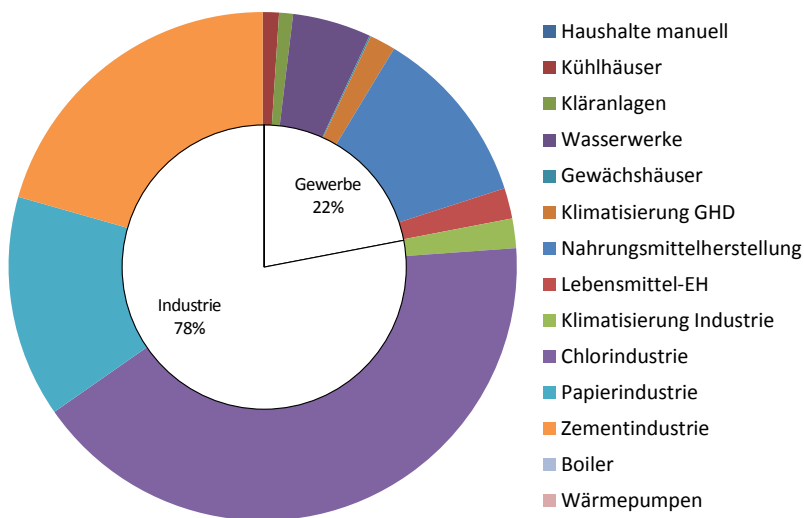


Abbildung 87: Flexibler Stromverbrauch durch DSM in den DSM-Szenarien 2017, 2030 (anteilig erschlossen) und 2030 (komplett erschlossen). Quelle: Eigene Darstellung (Öko-Institut e.V.)

Im Szenario-Jahr 2017 wird mit Hilfe einer Lastreduktion von bis zu 220 MW und einer Lasterhöhung von bis zu 80 MW eine Jahresstrommenge von rund 50 GWh verlagert. Hauptakteur ist die Chlorelektrolyse der BASF. Durch die Flexibilisierung dieses Verbrauchers können zusätzlich rund 10 GWh lokaler EE-Strom genutzt sowie 20 GWh an lokalem Stromdefizit vermieden werden. Die Volllaststunden belaufen sich im DSM-

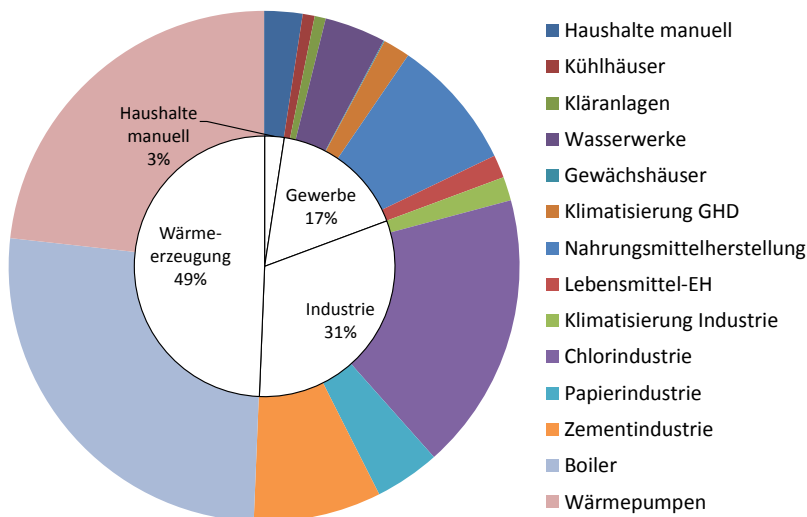
<sup>84</sup> Strompreise sind im Modell die Schattenpreise der Nebenbedingung zur Deckung der Stromnachfrage.

Szenario 2017 auf rund 900 h/a, die Stromverluste durch Lastmanagement betragen rund 90 MWh. Hauptakteur im DSM-Szenario 2017 ist die Industrie, auf die rund drei Viertel des flexiblen Stromverbrauchs entfallen (Abbildung 88).



**Abbildung 88: Beitrag der einzelnen DSM-Akteure zum flexiblen Stromverbrauch im DSM-Szenario 2017.**  
Quelle: Eigene Darstellung (Öko-Institut e.V.)

Bei anteilig erschlossenem DSM-Potenzial werden im Szenario-Jahr 2030 mit Hilfe einer Lastreduktion von bis zu 320 MW und einer Lasterhöhung von bis zu 450 MW rund 190 GWh Strom verlagert (Abbildung 87). Dadurch werden sowohl 80 GWh EE-Strom zusätzlich genutzt als auch 80 GWh an lokalem Stromdefizit vermieden. Die Volllaststunden belaufen sich im DSM-Szenario 2030 (anteilig erschlossen) auf rund 1.000 h/a, die Stromverluste durch Lastmanagement betragen rund 4 GWh. Hauptakteur im DSM-Szenario 2030 (anteilig erschlossen) ist die elektrische Wärmeerzeugung mit Wärmepumpen und Elektroboilern (knapp 50 %), gefolgt von industriellem Lastmanagement (rund 30 %) und DSM im Gewerbesektor (Abbildung 89). Auf das manuelle Lastmanagement in Haushalten entfallen nur 3 % der verlagerten Strommenge, gleichzeitig stellt Lastmanagement in Haushalten die kleinteiligste DSM-Gruppe dar.



**Abbildung 89: Beitrag der einzelnen DSM-Akteure zum flexiblen Stromverbrauch im DSM-Szenario 2030 (anteilig erschlossen). Quelle: Eigene Darstellung (Öko-Institut e.V.)**

Wird im Szenario-Jahr 2030 das vollständig erschlossene DSM-Potenzial genutzt, wird ein Stromverbrauch von rund 310 GWh zeitlich verlagert. Die Lastreduktion beläuft sich auf bis zu 510 MW und die Lasterhöhung auf bis zu 890 MW (Abbildung 87). Der zusätzlich genutzte EE-Strom erhöht sich um 150 GWh und das lokale Stromdefizit wird ebenfalls um 150 GWh reduziert. Die Stromverluste durch Lastmanagement belaufen sich im Szenario-Jahr 2030 bei vollständig erschlossenem DSM-Potenzial auf 9 GWh, die Volllaststunden gehen leicht auf 950 h/a zurück.

### 17.3.7 Einsatz von Speichern in Rheinland-Pfalz

#### A. Pumpspeicherkraftwerke

Im Referenz-Szenario 2017 wird das PSW Vianden mit rund 930 Volllaststunden pro Jahr betrieben, um Last- und EE-Schwankungen in Rheinland-Pfalz auszugleichen. Der Pumpstromverbrauch liegt bei etwa 520 GWh/a, die Rückverstromung erreicht 410 GWh/a. Durch die hohen lokalen EE-Überschüsse im Referenz-Szenario 2030 verdoppeln sich die Einsatzzeiten des PSW Vianden auf rund 1.800 Volllaststunden pro Jahr.

Im Speicher-Szenario 2030 stehen im Vergleich zum Referenz-Szenario 2030 zusätzlich noch die beiden neuen Pumpspeicherkraftwerke Schweich und Heimbach mit jeweils 300 MW Pump- und Turbinenleistung zur Verfügung. Aufgrund des unterstellten höheren Wirkungsgrades dieser beiden Neubaukraftwerke im Vergleich zum PSW Vianden (80 % im Vergleich zu 75 %), treten diese mit dem PSW Vianden in Konkurrenz, so dass sich die Volllaststunden des PSW Vianden im Vergleich zum Referenz-Szenario nur noch leicht auf 1.100 Volllaststunden pro Jahr erhöhen. Das PSW Heimbach (rund 2.100 Volllaststunden pro Jahr) und das PSW Schweich (rund 3.000 Volllaststunden pro Jahr) werden deutlich häufiger eingesetzt. Neben dem Wirkungsgrad stellt hierbei auch das Verhältnis von Speicherkapazität zu Pump- und Turbinenleistung eine entscheidende Größe dar, was in diesem Fall das PSW Schweich begünstigt. Die Jahresdauerlinie der beiden PSW in Rheinland-Pfalz im Speicher-Szenario 2030 zeigt Abbildung 90.

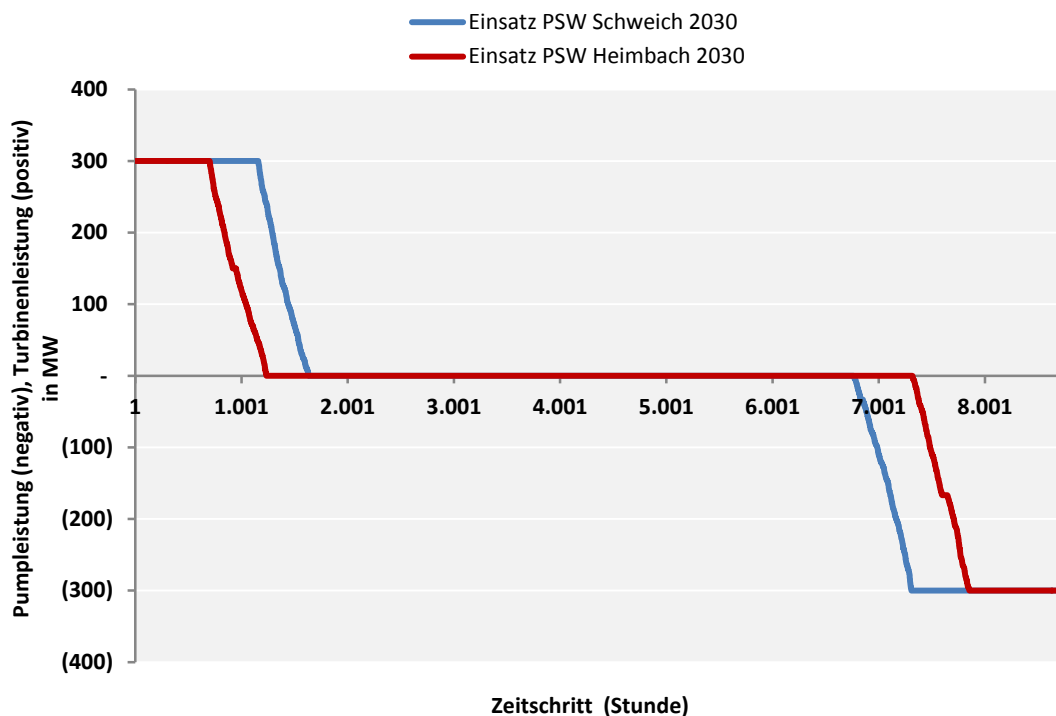


Abbildung 90: Jahresdauerlinie der PSW Schweich und Heimbach im Speicher-Szenario 2030, basierend auf den skalierten Last- und EE-Profilen 2011. Quelle: Eigene Darstellung (Öko-Institut e.V.)

Im Speicher-Szenario 2030 bildet sich ein zweigipfliger Tageszyklus des PSW-Einsatzes heraus, welcher zum einen den vorrangigen Pumpbetrieb in den Nachtstunden (geringe Last) und in der Mittagszeit (PV-Peak) sowie den vorrangigen Turbinenbetrieb in den Morgen- und Abendstunden (hohe Last, wenig PV) widerspiegelt (Abbildung 91).

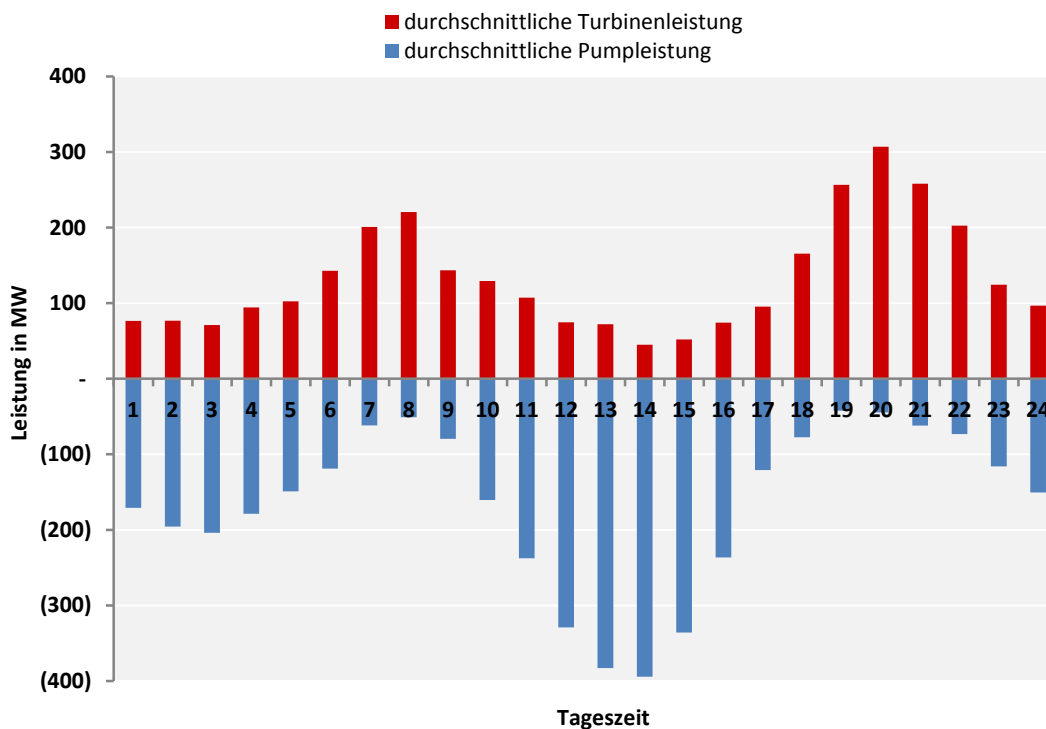


Abbildung 91: Durchschnittliches Tagesprofil der Pumpspeicherkraftwerke im Speicher-Szenario 2030, basierend auf den skalierten Last- und EE-Profilen 2011. Quelle: Eigene Darstellung (Öko-Institut e.V.)

## B. PV-Batteriespeichersysteme

Bei den modellierten PV-Batteriespeichersystemen ist die maximale Einspeiseleistung der PV-Anlage auf 60 % der installierten Peakleistung beschränkt. Ein PV-Stromangebot, welches diese Grenze übersteigt, muss daher direkt verbraucht, in der Batterie gespeichert oder abgeregelt werden. Darüber hinaus besteht grundsätzlich ein Anreiz zur Eigenbedarfsdeckung und Speicherung.

Im Fall der Batteriebeladung erhöht sich die Residuallast des Systems PV-Einfamilienhaus und verringert sich entsprechend im Fall der Batterieentladung. Die direkte Deckung der Stromnachfrage ohne Speicherbetrieb durch eigenen PV-Strom stellt bilanziell keine Veränderung im Vergleich zum Referenz-Szenario dar.

Im Speicher-Szenario 2017 (anteilig erschlossen) wird der Stromverbrauch der Privathaushalte mit einem PV-Batteriespeichersystem in Höhe von 45 GWh zu etwa 52 % durch Strombezug aus dem Netz, zu 37 % durch direkte Eigenbedarfsdeckung durch die PV-Anlage und zu 11 % durch die Batterie gedeckt. Die Residuallast verändert sich dadurch um maximal +25 MW (Batteriebeladung) bzw. -12 MW (Batterieentladung). Die Speicherverluste betragen rund 900 MWh.

Im Speicher-Szenario 2030 (anteilig erschlossen) nimmt die Nutzung der Batterie im Vergleich zum Speicher-Szenario 2017 zu. Ihr Anteil an der Deckung der Stromnachfrage steigt auf knapp 20 %. Der Strombezug aus dem Netz macht dann nur noch einen Anteil von 45 % aus. Die Residuallast verändert sich um maximal +350 MW (Batteriebeladung) bzw. -160 MW (Batterieentladung) (Abbildung 92). Das Einsatzprofil zeigt somit eine zeitlich komprimierte Beladung und eine zeitlich eher langgestreckte Batterieentladung. Dadurch wird die installierte Entladeleistung nur rund zur Hälfte ausgeschöpft. Das resultierende Einsatzprofil entspricht rund 800 Volllaststunden pro Jahr, die Speicherverluste betragen in etwa 22 GWh. Die rot gepunktete Linie in Abbildung 92 zeigt den maximal möglichen Speichereinsatz bei unbegrenzter Batteriekapazität an. In diesem hypothetischen Fall ließe sich dann der Eigenstromverbrauch komplett durch das PV-Batteriesystem decken.

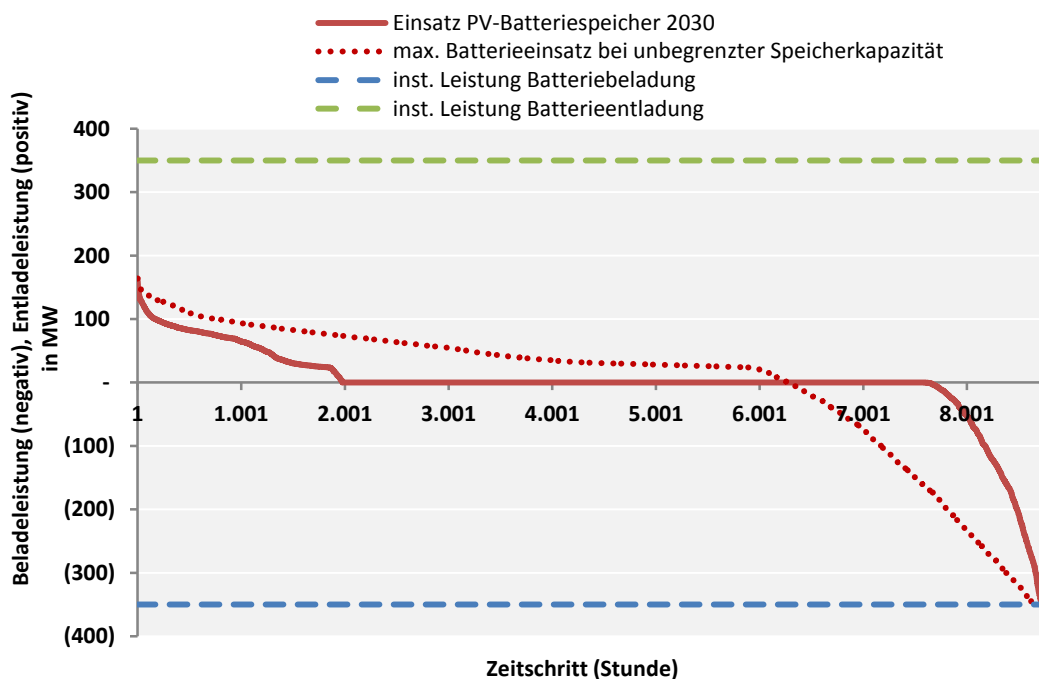


Abbildung 92: Jahresdauerlinie des PV-Batteriespeicher Einsatzes zur Eigenbedarfsdeckung im Speicher-Szenario 2030 (anteilig erschlossen), basierend auf den skalierten Last- und EE-Profilen 2011. Quelle: Eigene Darstellung (Öko-Institut e.V.)

Im Speicher-Szenario 2030 (komplett erschlossen) verändert sich die Residuallast um maximal +900 MW (Batteriebeladung) bzw. -420 MW (Batterieentladung). Das resultierende Einsatzprofil entspricht rund 700 Volllaststunden pro Jahr, die Speicherverluste belaufen sich auf rund 52 GWh.

Für den Einsatz der PV-Batteriespeicher bildet sich ein typischer Tageszyklus heraus, welcher zum einen durch die vorrangige Batterieentladung zu den morgendlichen und abendlichen Lastspitzen im Haushalt als auch durch die vorrangige Batteriebeladung zur Mittagszeit in den PV-Peakstunden geprägt ist (Abbildung 93).

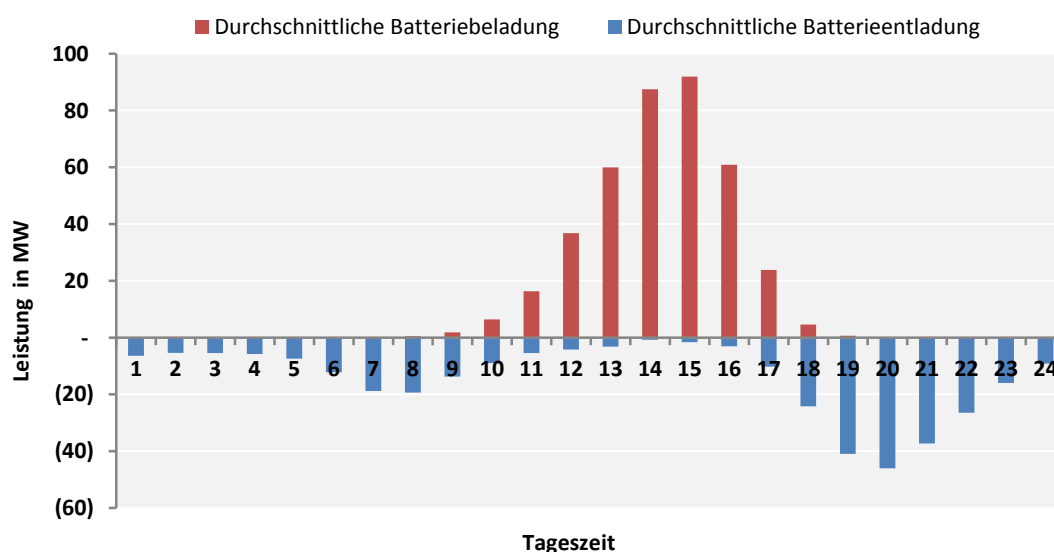


Abbildung 93: Durchschnittliches Tagesprofil der PV-Batteriespeicher im Speicher-Szenario 2030 (anteilig erschlossenes Potenzial), basierend auf den skalierten Last- und EE-Profilen 2011. Quelle: Eigene Darstellung (Öko-Institut e.V.)



### C. Biogas- und Klärgasanlagen mit Gasspeicherung

Aufgrund des sehr hohen Wirkungsgrades werden Biogas-BHKW mit Gasspeicherung als bevorzugte Flexibilitätsoption in den Speicher-Szenarien eingesetzt. Im Speicher-Szenario 2017 wird eine Strommenge von rund 40 GWh und im Speicher-Szenario 2030 von rund 120 GWh zeitlich flexibel erzeugt. Die maximale Leistungsreduktion im Vergleich zum unflexiblen Dauerbetrieb beträgt knapp 50 MW, die maximale Leistungserhöhung beläuft sich auf knapp 20 MW im Speicher-Szenario 2017 und rund 40 MW im Speicher-Szenario 2030 (Abbildung 94). Im Speicher-Szenario 2017 werden rund 3.000 Volllaststunden pro Jahr und im Speicher-Szenario 2030 rund 5.500 Volllaststunden pro Jahr für das vorhandene Flexibilitätspotenzial erreicht.

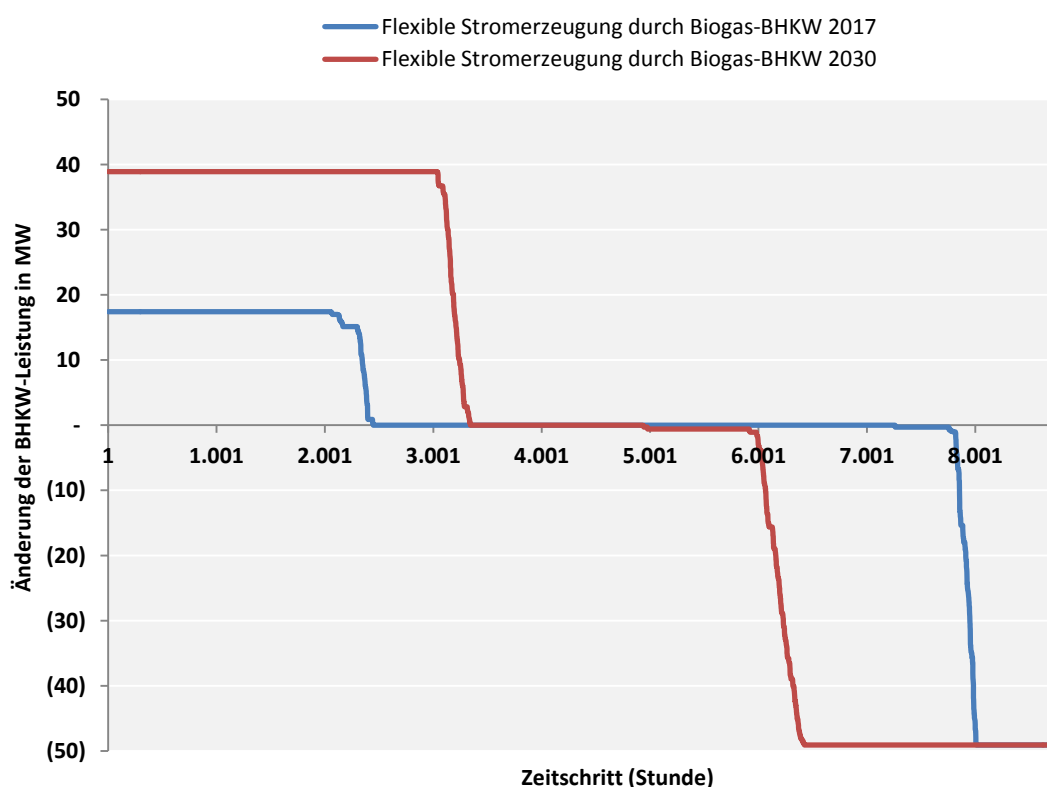


Abbildung 94: Jahresdauerlinie der Änderung des Einsatzprofils von Biogas-BHKW mit Gasspeicherung im Vergleich zum unflexiblen Dauerbetrieb in den Speicher-Szenarien 2017 und 2030, basierend auf den EE- und Lastprofilen 2011. Quelle: Eigene Darstellung (Öko-Institut e.V.)

Auch beim flexiblen Einsatz der Biogas-BHKW entwickelt sich im Jahresdurchschnitt ein typisches zweigipfliges Tagesprofil mit einer Erhöhung der Stromproduktion in den Morgen- und Abendstunden sowie einer entsprechenden Reduktion der Stromproduktion in der Nacht und zu PV-Peakzeiten, so dass flexible Biogas-BHKW das PV-Einspeiseprofil sehr gut ergänzen (Abbildung 95).

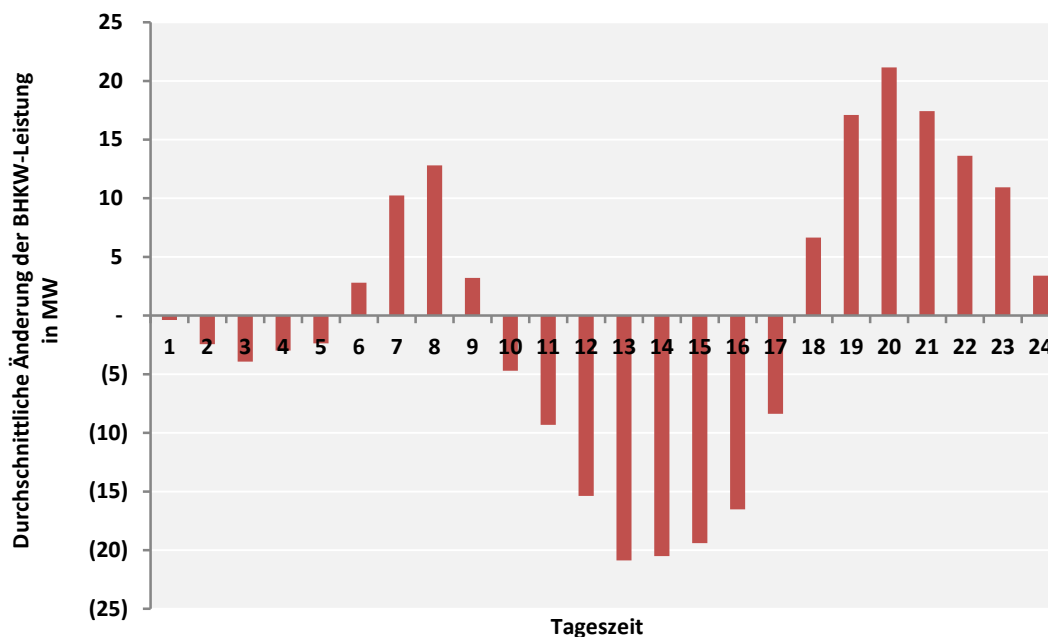


Abbildung 95: Durchschnittliche Änderung der Biogas-BHKW Leistung im Tagesverlauf im Speicher-Szenario 2030, basierend auf den skalierten Last- und EE-Profilen 2011. Quelle: Eigene Darstellung (Öko-Institut e.V.)

#### D. KWK-Anlagen mit Wärmespeicher

Beim wärmegeführten Einsatz von Erdgas-BHKW ist im Referenz-Szenario die elektrische Erzeugungsleistung durch die Wärmenachfrage vorgegeben. Wird der BHKW-Einsatz durch den Einsatz eines Wärmespeichers flexibilisiert, so besteht in Zeiten mit einem lokalen Stromdefizit (d.h. mit hohen Grenzkosten im Strommarktmodell) ein Anreiz, die Stromproduktion zu erhöhen und die gekoppelt anfallende Wärme im Wärmespeicher zu speichern. In Zeiten mit lokalen EE-Überschüssen (d.h. mit geringen Grenzkosten im Strommarktmodell) und gleichzeitig hoher Wärmenachfrage kann die Wärmenachfrage in entsprechendem Umfang durch den Wärmespeicher gedeckt werden.

Da das Szenario-Jahr 2017 noch von einem lokalen Stromdefizit in Rheinland-Pfalz geprägt ist (vgl. Abschnitt 17.3.3), werden die Erdgas-BHKW mit Wärmespeicher im Vergleich zum Referenz-Szenario 2017 häufiger eingesetzt. Die Stromproduktion erhöht sich dadurch um etwa 30 GWh. Die damit einhergehende zusätzliche Wärmeerzeugung der BHKW wird durch den zurückgehenden Einsatz des Spitzenlastkessels kompensiert. Das GuD-Kraftwerk Mainz verlagert in erster Linie die Stromproduktion, indem es seinen Betrieb durch den Wärmespeicher zumindest teilweise von der Wärmenachfrage entkoppelt. Die Leistungsänderung aller KWK-Anlagen, die durch den Wärmespeicher stromorientiert betrieben werden, liegt im Szenario-Jahr 2017 zwischen -250 MW und

+300 MW (Abbildung 96). Die Volllaststunden für diese Form von Flexibilität belaufen sich auf rund 500 h/a im Speicher-Szenario 2017.

Im Speicher-Szenario 2030 treten für KWK-Anlagen zunehmend Zeiten mit lokalen EE-Überschüssen bei gleichzeitiger Wärmenachfrage auf. Für KWK-Anlagen besteht dann ein Anreiz, die Stromerzeugung zu reduzieren und die Wärme durch den Wärmespeicher oder den Spitzenlastkessel zu decken. Im Gegenzug wird der Wärmespeicher in Zeiten mit hohem Strombedarf (und geringerem Wärmebedarf) gefüllt. Die Stromproduktion von KWK-Anlagen nimmt durch diesen Effekt im Speicher-Szenario 2030 um etwa 100 GWh ab. Im Vergleich zum Referenz-Szenario 2030 wird insbesondere beim GuD-Kraftwerk in Mainz die gekoppelt anfallende Wärme durch den Einsatz eines Wärmespeichers stärker genutzt. Die Leistungsänderung aller KWK-Anlagen liegt beim Speicher-Szenario 2030 zwischen -400 MW und +450 MW (Abbildung 96). Die Volllaststunden für diese Form von Flexibilität belaufen sich auf rund 750 h/a im Speicher-Szenario 2030.

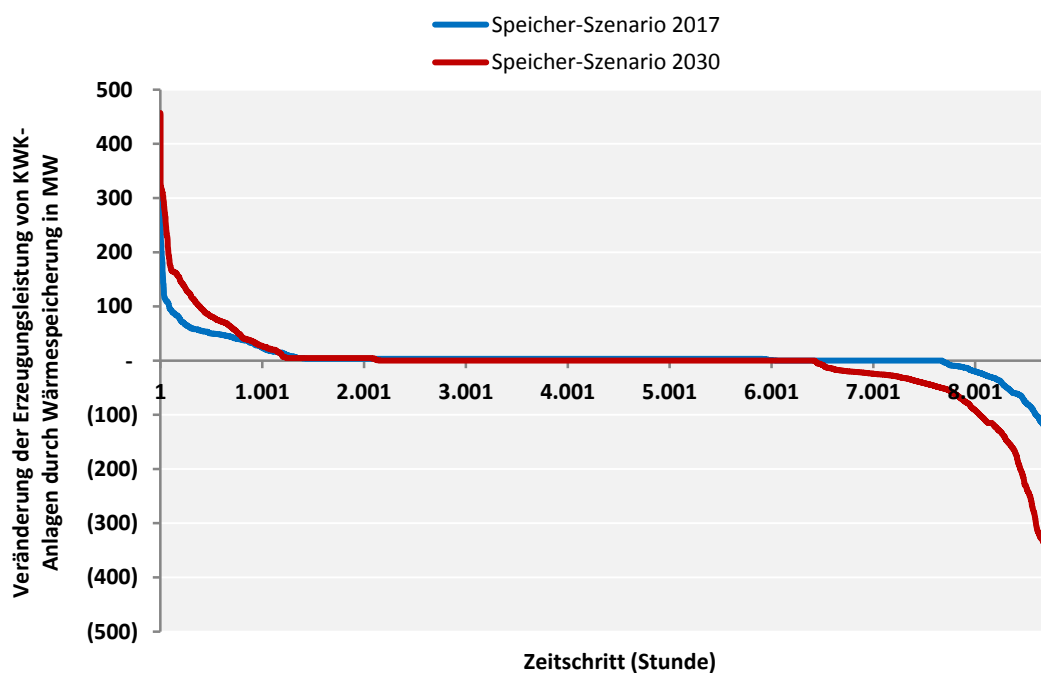


Abbildung 96: Jahresdauerlinie der Änderungen im Einsatzprofil der KWK-Anlagen durch Wärmespeicher im Vergleich zum Referenz-Szenario, basierend auf den EE- und Lastprofilen 2011. Quelle: Eigene Darstellung (Öko-Institut e.V.)

## E. Power-to-Heat

Die Parameter für Power-to-Heat-Anlagen sind im Strommarktmodell PowerFlex so gesetzt, dass Power-to-Heat-Anlagen nur mit lokalen EE-Überschüssen betrieben werden können. Im Speicher-Szenario 2017 wird zudem nur für KWK-Anlagen ein Power-to-Heat-Potenzial unterstellt. Der Stromverbrauch dieser Heizstäbe mit einer installierten Leistung von 100 MW liegt bei rund 70 GWh, so dass sich etwa 700 Volllaststunden pro Jahr ergeben. Bei einer Kopplung von Rheinland-Pfalz mit Deutschland und dem europäischen Netzverbund, sind im Szenario-Jahr 2017 keine nennenswerten EE-Überschüsse zu erwarten (vgl. Abschnitt 17.3.4), so dass für Power-to-Heat-Anlagen in erster Linie die Bereitstellung von Regelleistung als Anwendungsfall in Betracht kommt.

Im Speicher-Szenario 2030 (anteilig erschlossen) kommt für Power-to-Heat das Potenzial von Zentralheizungen hinzu, welche bisher nicht mit dem Stromsystem gekoppelt sind. Diese Technologiegruppe dominiert den Power-to-Heat Einsatz in Rheinland-Pfalz. Der Stromverbrauch von Power-to-Heat beläuft sich im Szenario-Jahr 2030 auf 5,9 TWh, was rund 1.900 Volllaststunden pro Jahr entspricht (Abbildung 97). Power-to-Heat ist damit der zentrale Akteur zur Nutzung von lokalen EE-Überschüssen in Rheinland-Pfalz. Im Speicher-Szenario 2030 (komplett erschlossen) nimmt der Stromverbrauch der Heizstäbe trotz einer im Vergleich zum Speicher-Szenario 2030 (anteilig erschlossen) doppelt so hohen installierten elektrischen Leistung von rund 6,2 GW nur leicht auf 6,5 TWh zu. Die Volllaststunden verringern sich entsprechend auf 1.100 h/a. Die rückläufige Entwicklung deutet auf einen Sättigungseffekt hin, der verdeutlicht, dass eine Erschließung des Power-to-Heat Potenzials von 50 % eine sinnvolle Obergrenze für diese Technologieoption darstellt.

Darüber hinaus nehmen die lokalen EE-Überschüsse bei Kopplung mit Deutschland um rund zwei Drittel auf 3,7 TWh ab (vgl. Abschnitt 17.3.4), so dass auch vor diesem Hintergrund ein deutlich geringerer Power-to-Heat Einsatz mit lokalen EE-Überschüssen zu erwarten ist.

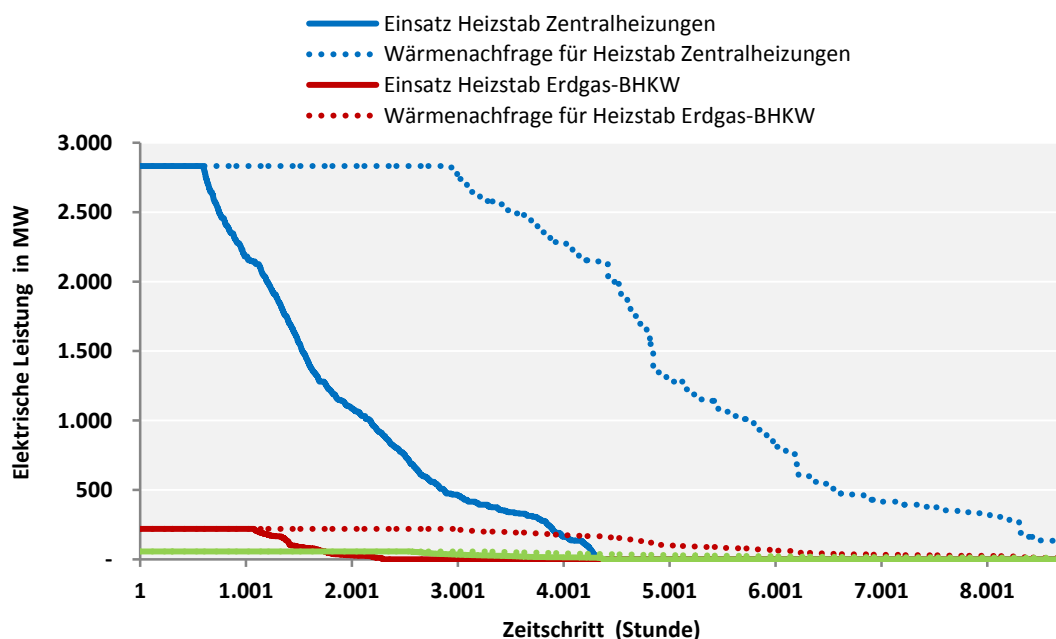


Abbildung 97: Jahresdauerlinie des Einsatzprofils von Power-to-Heat-Anlagen im Speicher-Szenario 2030 (anteilig erschlossen), basierend auf den EE- und Lastprofilen 2011. Quelle: Eigene Darstellung (Öko-Institut e.V.)

## F. Power-to-Gas

Analog zu Power-to-Heat sind die Parameter für Power-to-Gas-Anlagen im Strommarktmodell PowerFlex so gesetzt, dass sie nur mit lokalen EE-Überschüssen betrieben werden können. Im Gegensatz zu Power-to-Heat steht bei Power-to-Gas die installierte Leistung ganzjährig in vollem Umfang zur Verfügung und ist nicht durch ein saisonales Profil begrenzt.

Im Speicher-Szenario 2017 wird davon ausgegangen, dass Power-to-Gas Pilotanlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von 7 MW zur Verfügung stehen. Diese Anlagen werden mit 850 Volllaststunden pro Jahr eingesetzt, was einem Stromverbrauch von rund 6 GWh entspricht. Für einen wirtschaftlichen Betrieb reichen diese Volllaststunden, die rein auf lokalen EE-Überschüssen beruhen, noch nicht aus<sup>85</sup>. Auch sind bei einer gekoppelten Betrachtung von Rheinland-Pfalz mit Deutschland und dem europäischen Netzverbund im Szenario-Jahr 2017 keine nennenswerten EE-Überschüsse zu erwarten (vgl. Abschnitt 17.3.4), so dass für Power-to-Gas-Anlagen zunächst die weitere Forschung und Erprobung im Vordergrund steht.

Mit zunehmenden lokalen EE-Überschüssen steigt im Speicher-Szenario 2030 auch der Einsatz von Power-to-Gas-Anlagen deutlich an. Sie erreichen im Speicher-Szenario 2030 (anteilig erschlossen) mit einer installierten elektrischen Leistung in Höhe von knapp 200 MW etwa 1.900 Volllaststunden pro Jahr (Abbildung 98). Der Stromverbrauch liegt bei rund 400 GWh. Im Speicher-Szenario 2030 (komplett erschlossen) steht eine installierte elektrische Leistung von Power-to-Gas-Anlagen in Höhe von 390 MW zur Verfügung. Der Stromverbrauch erhöht sich jedoch nur um rund 50 % auf 600 GWh und die Volllaststunden gehen entsprechend auf rund 1.500 h/a zurück. Dies verdeutlicht, ähnlich wie bei Power-to-Heat, dass die anteilige Potenzialerschließung in Höhe von 50 % des Gesamtpotenzials für Power-to-Gas bereits eine Obergrenze darstellt.

In einer gekoppelten Betrachtung mit Deutschland nehmen die lokalen EE-Überschüsse im Szenario-Jahr 2030 um rund zwei Drittel auf 3,7 TWh ab (vgl. Abschnitt 17.3.4). Treten Power-to-Gas und Power-to-Heat gemeinsam auf dem Markt auf, konkurrieren die Technologien um die lokalen EE-Überschüsse. Sollten die lokalen EE-Überschüsse nicht ausreichen, um die zusätzliche erneuerbare Stromnachfrage im Wärme- oder Gassektor zu decken, müssen weitere EE-Anlagen installiert werden.

---

<sup>85</sup> Für einen wirtschaftlichen Betrieb von Power-to-Gas-Anlagen sind typischerweise mindestens 2.000 Volllaststunden anzusetzen.

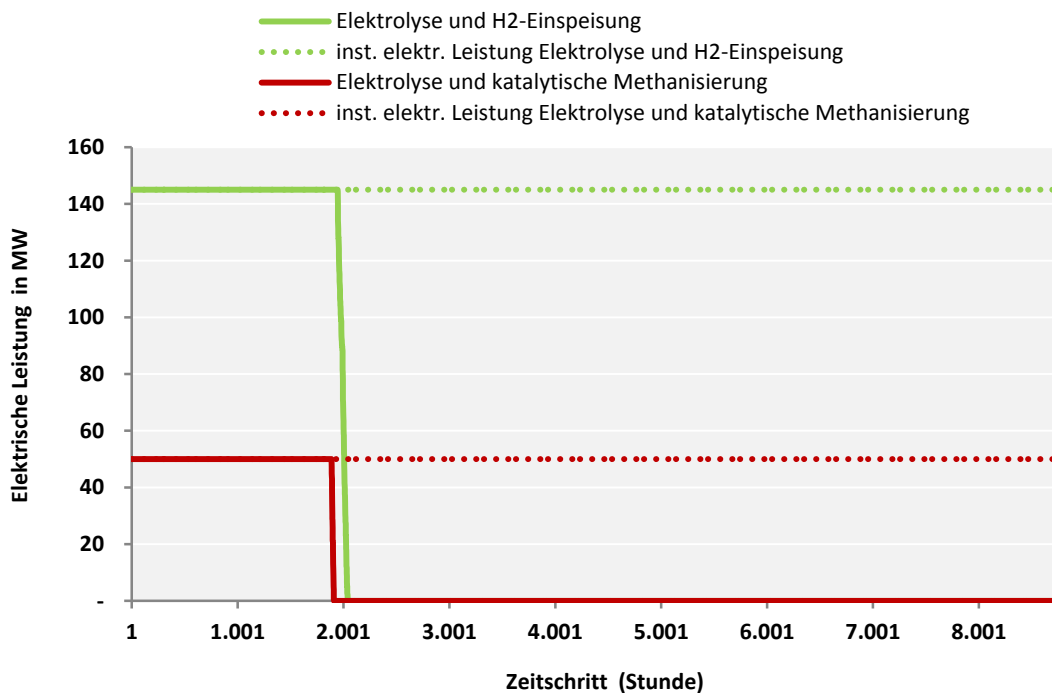


Abbildung 98: Jahresdauerlinie des Einsatzprofils von Power-to-Gas-Anlagen im Speicher-Szenario 2030 (anteilig erschlossen), basierend auf den EE- und Lastprofilen 2011. Quelle: Eigene Darstellung (Öko-Institut e.V.)

### 17.3.8 Auswirkungen des Flexibilitätseinsatzes in Rheinland-Pfalz

Der Einsatz von Flexibilität zur Minimierung der Systemgesamtkosten wirkt sich an verschiedenen Stellen auf die Strombilanz aus. Für Flexibilitätsoptionen besteht der Anreiz, in Zeiten mit niedrigen Grenzkosten den Stromverbrauch zu erhöhen bzw. die Stromerzeugung zu verringern und umgekehrt in Zeiten mit hohen Grenzkosten den Stromverbrauch zu reduzieren bzw. die Stromerzeugung zu erhöhen. Geschieht dies zu Zeiten mit lokalen EE-Überschüssen (minimale Grenzkosten), werden zusätzliche EE-Strommengen in das Stromsystem integriert. Die maximale spezifische Kostenminimierung je Megawattstunde wird dabei erzielt, wenn lokale EE-Überschüsse in Zeiten mit lokalen Stromdefiziten (maximale Grenzkosten) verschoben werden können. Darüber hinaus wird jedoch auch eine Reduktion der Systemgesamtkosten erreicht, wenn innerhalb der Merit Order der Stromerzeugungsmix optimiert wird, ohne dass lokale EE-Überschüsse vorliegen. In Tabelle 107 sind der flexible Stromverbrauch, der Speichereinsatz und die flexible Stromerzeugung im Szenario-Jahr 2030 zusammengefasst und der Reduktion der lokalen EE-Überschüsse und Stromdefizite gegenübergestellt. Dabei wird deutlich, dass im Szenario-Jahr 2030 durch Lastmanagement und Speicher (ohne Power-to-Heat und Power-to-Gas) rund 2.000 GWh Strom flexibel verbraucht, erzeugt oder gespeichert werden, davon entfallen allerdings nur 600 GWh auf den Effekt der zusätzlichen EE-Integration. Dies unterstreicht, dass Lastmanagement und Speicher sich im Modell als Marktakteure verhalten und damit nur indirekt bzw. bei entsprechenden Preissignalen auch eine maximale EE-Integration zum Ziel haben.

Tabelle 107: Flexibler Stromverbrauch, Speichereinsatz und flexible Stromerzeugung im Szenario-Jahr 2030. Quelle: Eigene Darstellung (Öko-Institut e.V.)

DSM- und Speicher-Szenario (anteilig erschlossen)	Lasterhöhung, Speicherbeladung, Reduktion Stromerzeugung	Reduktion lokaler EE-Überschuss	Lastreduktion, Speicharentladung, Erhöhung Stromerzeugung	Reduktion lokales Stromdefizit
<b>Lastmanagement</b>	+190 GWh	-80 GWh	-180 GWh	-80 GWh
<b>Biogas-BHKW mit Gasspeicherung</b>	-120 GWh		+120 GWh	
<b>KWK-Anlagen mit Wärmespeicher</b>	-210 GWh		+110 GWh	
<b>PV-Batteriesysteme</b>	+160 GWh		-140 GWh	
<b>Pumpspeicherkraftwerke</b>	+1.300 GWh		-1.100 GWh	
<b>Power-to-Heat</b>	+6.000 GWh	-6.000 GWh		
<b>Power-to-Gas</b>	+400 GWh	-400 GWh		

Gründe für die nur anteilige EE-Integration sind in dem Zusammenspiel aus zeitlicher Charakteristik der EE-Überschüsse und dem verfügbaren Flexibilitätspotenzial zu sehen. Insbesondere EE-Überschusspitzen größer 2.200 MW sowie EE-Überschussplateaus über mehr als 2 bis 5 Stunden können im Mittel durch die verfügbaren Flexibilitätspotenziale nicht mehr aufgenommen werden, da zum einen die installierte Leistung und zum anderen die installierte Speicherkapazität begrenzt sind.

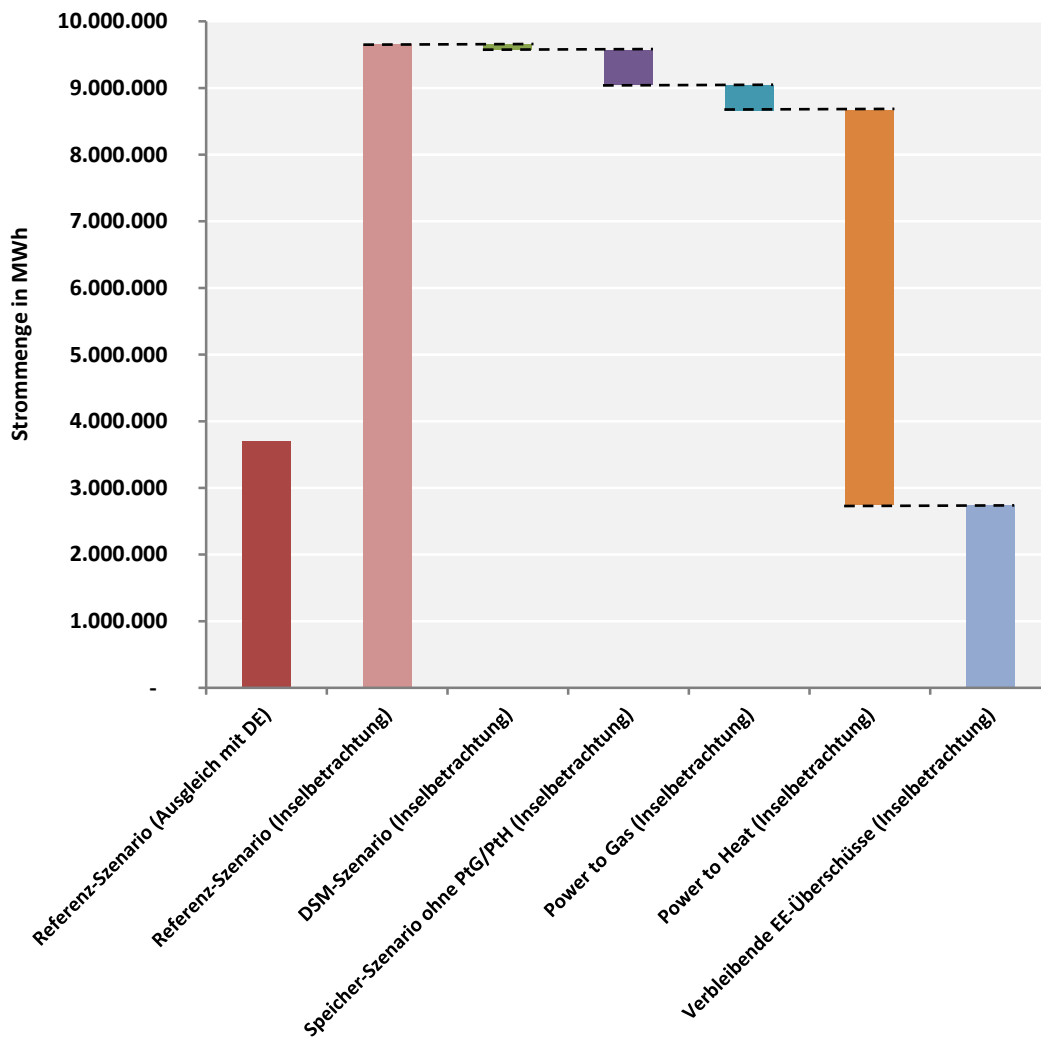


Abbildung 99: Rückgang der lokalen EE-Überschüsse in Rheinland-Pfalz durch Lastmanagement und Speicher im Szenario-Jahr 2030 (Potenziale anteilig erschlossen). Quelle: Eigene Darstellung (Öko-Institut e.V.)

In Abbildung 99 ist der Rückgang der lokalen EE-Überschüsse in Rheinland-Pfalz durch direkte EE-Nutzung in Deutschland (linker Balken) sowie durch Lastmanagement und Speicher in Rheinland-Pfalz in der Inselbetrachtung für das Szenario-Jahr 2030 dargestellt (anteilig erschlossene Potenziale). Es wird deutlich, dass die direkte Nutzung von lokalen EE-Überschüssen außerhalb von Rheinland-Pfalz zu einer wesentlich geringeren Ausgangsbasis führt. Dennoch können Lastmanagement und Speicher die lokalen EE-Überschüsse nur anteilig nutzen, wobei Power-to-Heat den größten Einzeleffekt aufweist.



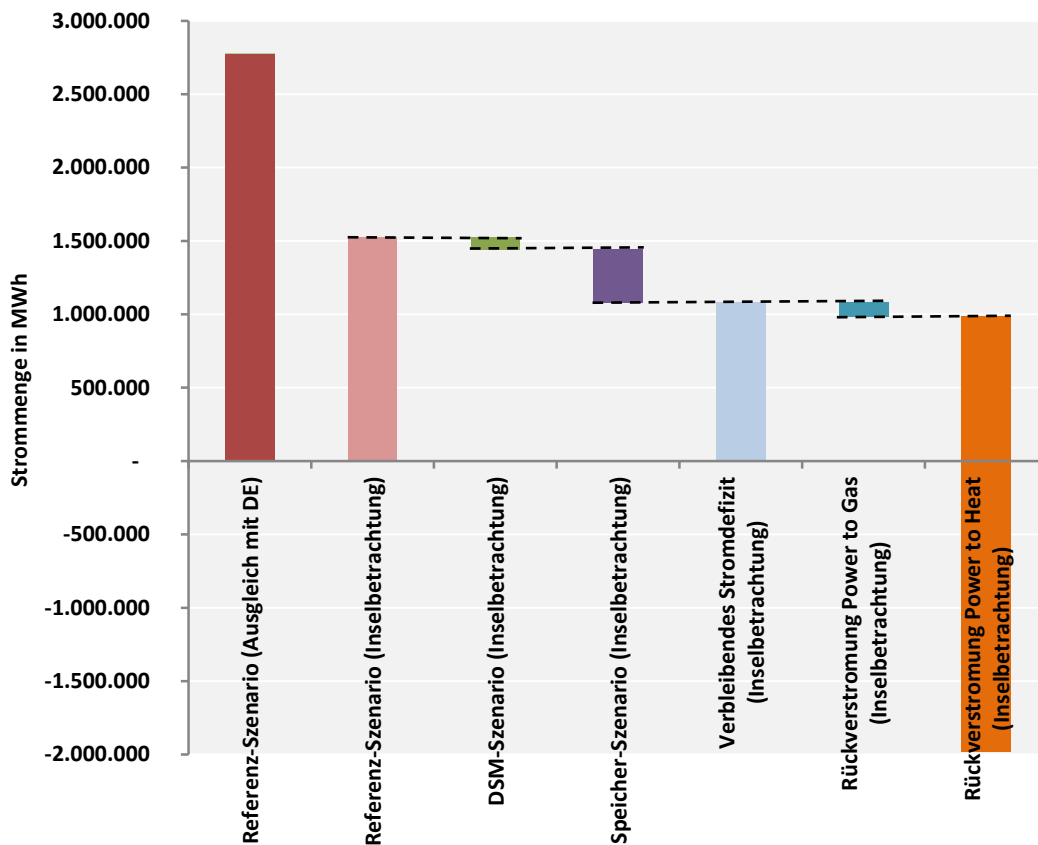


Abbildung 100: Rückgang des lokalen Stromdefizits in Rheinland-Pfalz durch Lastmanagement und Speicher im Szenario-Jahr 2030 (anteilig erschlossene Potenziale). Quelle: Eigene Darstellung (Öko-Institut e.V.)

Abbildung 100 zeigt den Rückgang des lokalen Stromdefizits in Rheinland-Pfalz durch Lastmanagement und Speicher in der Inselbetrachtung im Szenario-Jahr 2030 (anteilig erschlossene Potenziale) sowie den möglichen Stromimport aus Deutschland (linker Balken, Kopplung mit Deutschland im Zwei-Knotenmodell). Es wird deutlich, dass Stromimport aus Deutschland teilweise auch verfügbare Stromerzeugung in Rheinland-Pfalz verdrängt, so dass das lokale Stromdefizit mehr als kompensiert werden kann. Lastmanagement und Speicher können das lokale Stromdefizit in der Inselbetrachtung auf gut 1 TWh reduzieren. Die Option zur Rückverstromung von Erdgas, welches durch Power-to-Heat und Power-to-Gas substituiert wurde, könnte das verbleibende lokale Stromdefizit decken. Neben dem Bedarf an zusätzlicher Erzeugungsleistung (z.B. Gasturbinen) gehen damit allerdings auch erhebliche Verluste einher, sodass der bilanzielle EE-Anteil auf rund 84 % sinkt (Abbildung 101).

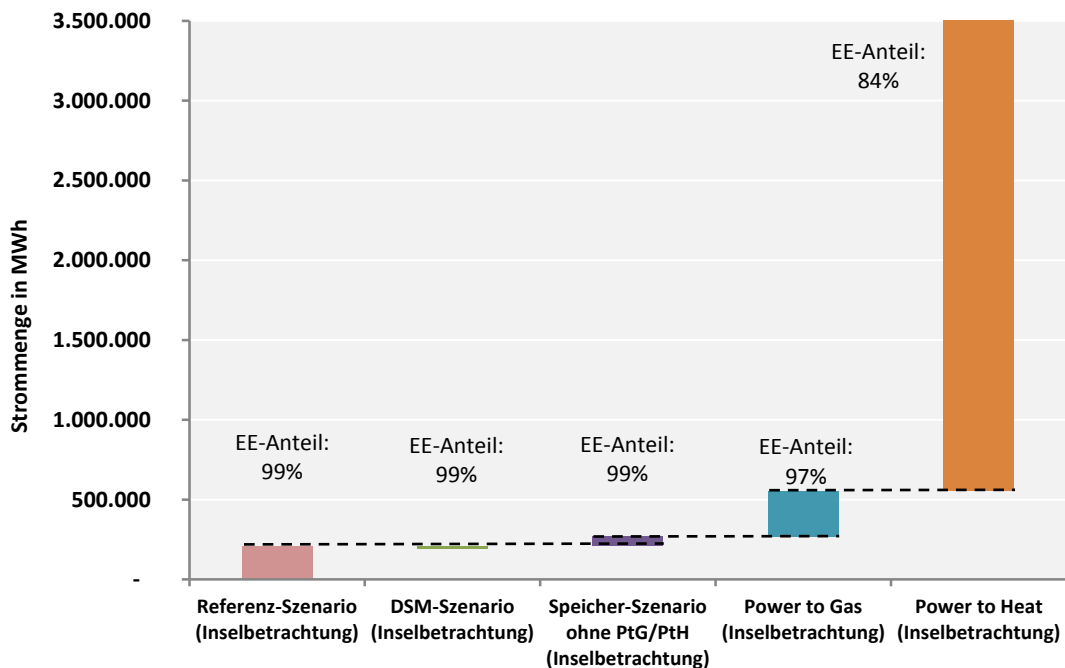


Abbildung 101: Speicherverluste durch Flexibilität im Szenario-Jahr 2030 (Potenziale anteilig erschlossen).  
Quelle: Eigene Darstellung (Öko-Institut e.V.)

### 17.3.9 Ableitung des Speicherkonzepts für Rheinland-Pfalz

In diesem Abschnitt wird abschließend und basierend auf der vorangegangenen Potenzial-erhebung sowie dem modellgestützten Einsatz für Lastmanagement und Speicher in den Szenario-Jahren 2017 und 2030 das Speicherkonzept für Rheinland-Pfalz abgeleitet.

Mit seiner 100 % EE-Strategie für die Stromversorgung bis zum Jahr 2030 ist Rheinland-Pfalz ein Pionier beim Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland und in Europa. Die energiepolitische Zielsetzung auf Landesebene stellt neue Anforderungen an den begleitenden Aus- und Umbau der Verteilnetze und den Einsatz innovativer und intelligenter Technologien. Es geht dabei auch um die Frage, wo ein sinnvoller Ausgleich von lokalen EE- und Lastschwankungen durch Lastmanagement und Speichereinsatz herbeigeführt werden kann.

Aus Effizienzgesichtspunkten ist es jedoch vorteilhaft, mit dem lokal überschüssigen EE-Strom in Rheinland-Pfalz zunächst die Stromnachfrage im deutsch-europäischen Netzverbund direkt zu decken und dadurch fossile oder nukleare Stromerzeugung zu substituieren. Erst wenn diese Möglichkeit ausgeschöpft ist, kommen Lastmanagement und Speicheroptionen in Betracht. Im Gegensatz zu einer direkten Nutzung gehen Lastmanagement und vor allem Speicheroptionen mit höheren Wirkungsgradverlusten einher, die wiederum zu einem höheren EE-Ausbaubedarf führen.

Wann Lastmanagement und Speicheroptionen eine stärkere Rolle spielen, hängt von dem Ausbau der erneuerbaren Energien und der Entwicklung des Stromverbrauchs in Deutschland und in Europa ab. Mit dem geplanten deutschlandweiten EE-Ausbau kann vor allem Lastmanagement auch bald an Bedeutung gewinnen, insbesondere zur Glättung von Lastspitzen.

Lastmanagement und Speicher stellen generell Marktakteure dar und sind nicht Teil der Netzinfrastruktur. Sie werden primär marktgeführt betrieben und sind dafür auf einen

ausreichenden Netzausbau angewiesen. Zusätzlich können aber auch Netzbetreiber den Speicher- und DSM-Einsatz punktuell zum Netzkapazitätsmanagement einsetzen.

Im Szenario-Jahr 2030 übertreffen in der Inselbetrachtung die lokalen EE-Überschüsse von bis zu 8 GW bis 9 GW das ganzjährig verfügbare Flexibilitätspotenzial in Rheinland-Pfalz in Höhe von 2,2 GW (anteilig erschlossenes Potenzial) in etwa um den Faktor 4. Treffen maximale EE-Überschüsse und maximales Flexibilitätspotenzial inklusive der profilabhängigen Potenziale zeitlich zusammen, so können die EE-Überschüsse zumindest kurzfristig und nahezu vollständig in Rheinland-Pfalz genutzt werden. Durch den dominierenden Einfluss von Power-to-Heat ist dies jedoch nur für die Wintermonate gegeben. Aus dieser Betrachtung wird deutlich, dass alle in Rheinland-Pfalz verfügbaren Flexibilitätsoptionen im Laufe des Transformationsprozesses im Stromsystem benötigt werden. Dies gilt insbesondere für die Inselbetrachtung als Extremfall, aber auch bei zunehmendem EE-Ausbau außerhalb von Rheinland-Pfalz.

Bei der zeitlichen Entwicklung zur Erschließung der Speicher- und DSM-Potenziale in Rheinland-Pfalz kommt zunächst denjenigen Flexibilitätsoptionen eine prioritäre Rolle zu, die geringe Verluste aufweisen, günstig zu erschließen sind und zumindest kurzfristige Schwankungen ausgleichen können. Dies betrifft beispielsweise die Flexibilisierung von bestehenden Erzeugungsanlagen wie Biogas-BHKW (Gasspeicher und zusätzliche BHKW-Kapazität) und KWK-Anlagen (Wärmespeicher). Auch durch Lastmanagement können Lastspitzen gekappt und lokale EE-Überschüsse punktuell aufgenommen werden. Besonders geeignet erscheinen größere DSM-Akteure in der Industrie und im Gewerbesektor, da sie entweder bereits über die entsprechende Infrastruktur verfügen (z.B. wenn sie Regelleistung anbieten) oder sich diese kurzfristig nachrüsten lässt.

Mittelfristig kommt auch dem automatisierten Lastmanagement zur elektrischen Wärme- und Kältebereitstellung eine relevante Rolle zu, wobei in Rheinland-Pfalz insbesondere der zunehmende Einsatz von Wärmepumpen im Gebäudebereich von Bedeutung ist. Hier sollte frühzeitig auf die Möglichkeit zur Flexibilisierung dieser Technologie geachtet werden.

Ebenfalls mittelfristig von Bedeutung sind die beiden geplanten Pumpspeicherkraftwerke in Schweich und Heimbach. Sie stellen eine bereits etablierte Technologieoption dar und sind die einzige Flexibilitätsoption in der Größenklasse von mehreren hundert Megawatt in Rheinland-Pfalz (zentraler Großspeicher). Darüber hinaus steht das Speicherpotenzial ganzjährig konstant zur Verfügung und hängt nicht von einem Nachfrage- oder Erzeugungsprofil ab (wie z.B. bei DSM oder KWK-Anlagen). Dem langwierigen Planungs- und Bauzeitraum steht eine hohe technische Lebensdauer gegenüber.

PV-Batteriespeicher in Kombination mit Einspeisebegrenzung spielen erst in der mittel- bis langfristigen Perspektive eine Rolle beim Ausgleich von Einspeise- und Lastschwankungen im Gesamtsystem. Problematisch ist, dass diese lokale Speicheroption aus der individuellen Sicht des PV-Batteriebesitzers eingesetzt wird. Damit wird teilweise auch dann Strom zur Eigenbedarfsdeckung gespeichert, wenn im Gesamtsystem noch eine direkte Nutzung möglich wäre. Dies ist aufgrund der Speicherverluste aus der Gesamtsystemperspektive energetisch ineffizient. Zudem sind Batterien derzeit noch relativ teuer, wobei zukünftig sicherlich Kostensenkungspotenziale zu erwarten sind.

In der langfristigen Perspektive und in einem Stromsystem mit einem sehr hohen EE-Anteil spielen dann Power-to-Heat und später auch Power-to-Gas eine wichtige Rolle. Beide Optionen koppeln das Stromsystem mit anderen Energiesektoren, wie z.B. dem Wärme-, Erdgas-, Wasserstoff- oder Verkehrssektor. Power-to-Heat und Power-to-Gas erhöhen in diesen Sektoren aber nur dann den Anteil an erneuerbaren Energieträgern, wenn sie selbst mit überschüssigen und vom Stromsystem nicht mehr nutzbaren erneuerbaren Energien betrieben werden. Für den zusätzlichen Stromverbrauch in den weiteren Sektoren müssen dann entsprechend auch zusätzliche EE-Anlagen errichtet werden.

Im Vergleich zu den anderen Flexibilitätsoptionen weisen Power-to-Heat und Power-to-Gas als vollständige Stromspeicher (d.h. inklusive Rückverstromung) die mit Abstand geringsten Wirkungsgrade auf. Allerdings hat Power-to-Heat mit virtueller Erdgas-Speicherung bei einem Wirkungsgrad von rund 50 % für die Erdgasverstromung hier noch einen deutlichen Vorteil gegenüber Power-to-Gas mit einem Wirkungsgrad von rund 25 % für die Prozesskette Power-to-Gas-to-Power. Zudem sind die spezifischen Investitionen für Power-to-Heat deutlich geringer im Vergleich zu Power-to-Gas.

Insgesamt werden die unterschiedlichen Optionen in verschiedenen zeitlichen Entwicklungsschritten einen Beitrag zum Aufbau eines erneuerbaren Energiesystems leisten. Dabei können prinzipiell alle Optionen in einem zukünftigen und auf erneuerbaren Energien beruhenden Stromsystem (sowie auch Gesamtenergiesystem) eine Rolle spielen, jeweils an unterschiedlichen Stellen und in unterschiedlichen Phasen des Transformationsprozesses. Forschung und Entwicklung sowie Demonstrations- und Pilotanlagen sind daher für alle Optionen relevant, gerade auch für diejenigen, die erst in der mittel- bis langfristigen Perspektive eine großflächige Rolle spielen. Abbildung 102 fasst noch einmal die zeitliche Aufeinanderfolge der verschiedenen Flexibilitätspotenziale zur Aufnahme von lokalen EE-Überschüssen in Rheinland-Pfalz zusammen.

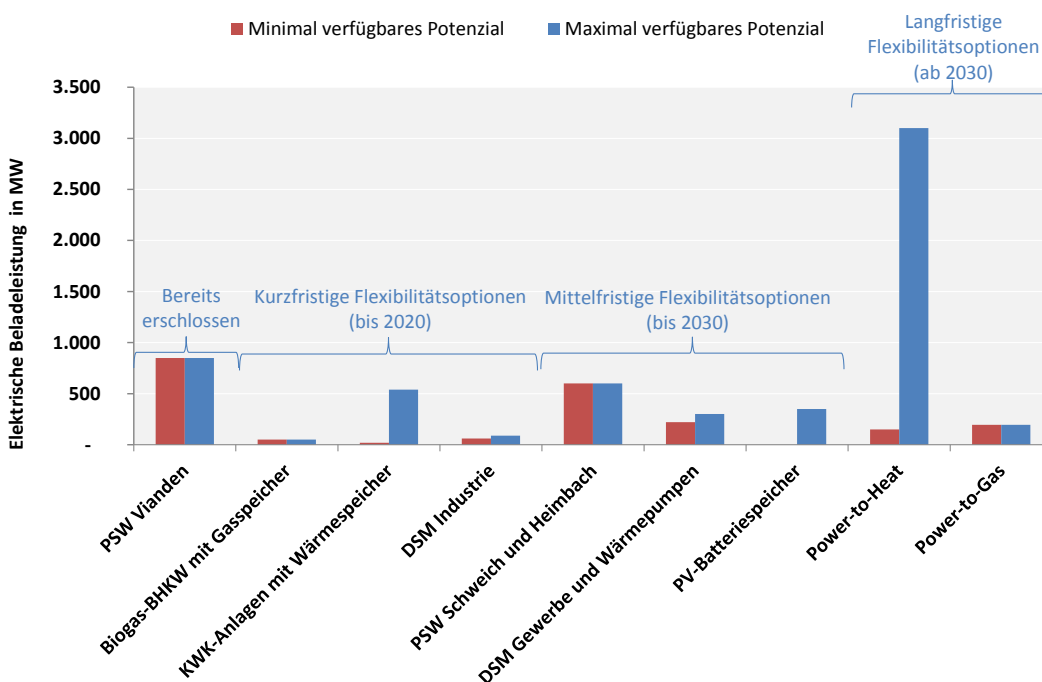


Abbildung 102: Einbindung der anteilig erschlossenen Flexibilitätspotenziale in Rheinland-Pfalz zur Nutzung von lokalen EE-Überschüssen im zeitlichen Verlauf des Transformationsprozesses hin zu 100 % erneuerbaren Energien. Quelle: Eigene Darstellung (Öko-Institut e.V.)

## LITERATURVERZEICHNIS (TEIL B)

---

- [1] Stadtwerke Trier, „Raumordnungsverfahren Pumpspeicherkraftwerk RIO, Unterlage C, Technisches Grobkonzept,“ 2012.
- [2] Stadtwerke Mainz, „PSW Heimbach,“ [Online]. Available: [www.psw-heimbach.de](http://www.psw-heimbach.de). [Zugriff am 13. Januar 2013].
- [3] T. Bach (Projektleiter PSW Heimbach), Expertengespräch im MWEKL Mainz, 2013.
- [4] O. Decken, „Gestaltung der Energiewende in Rheinland-Pfalz: Baustein: Speicher- und Netzausbau,“ Landau/Mainz, 2012.
- [5] R. Schöller, Pumpspeicherkraftwerk PSKW-RIO, Aktueller Planungsstand und weitere Vorgehensweise, Mainz am 25.6.2013: Expertengespräch im MWKEL, 2013.
- [6] Stadtwerke Mainz AG, „PSW Heimbach,“ [Online]. Available: <http://www.psw-heimbach.de>. [Zugriff am 09. Juli 2013].
- [7] G. Fuchs, „Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität,“ Berlin, 2012.
- [8] C. Pohl und K. Kriebs, „Prüfung von wirtschaftlichen Einsatzmöglichkeiten der NaS-Batterie,“ Bingen, 2006.
- [9] A. Jossen und H. Döring, „Batteriesysteme - Stand der Technik,“ Ulm, 2009.
- [10] Gildemeister, „<http://www.gildemeister.com/de/>,“ [Online]. Available: <http://de.cellcube.com/de/downloads.htm>. [Zugriff am 25. Januar 2013].
- [11] Photovoltaik Magazin, „Die Speicher kommen,“ photovoltaik, p. 43 ff., 10. 2012.
- [12] Bundesnetzagentur, „<http://www.bundesnetzagentur.de/>,“ [Online]. Available: [http://www.bundesnetzagentur.de/cln\\_1932/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/ErneuerbareEnergienGesetz/VerguetungssaetzePVAnlagen/VerguetungssaetzePhotovoltaik\\_Basepage.html](http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1932/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/ErneuerbareEnergienGesetz/VerguetungssaetzePVAnlagen/VerguetungssaetzePhotovoltaik_Basepage.html). [Zugriff am 25. Januar 2013].
- [13] Geckoenergies, „<http://www.geckoenergies.com/>,“ [Online]. Available: <http://www.geckoenergies.com/de/referenzen/referenzanlagen/kleine-anlagen-0-30-kwp.html>. [Zugriff am 25. Januar 2013].
- [14] Elektro-Hoerter, „<http://elektro-hoerter.de/>,“ [Online]. Available: <http://elektro-hoerter.de/leistungen/photovoltaik/referenzanlagen>. [Zugriff am 25. Januar 2013].
- [15] Volthaus, „<http://www.volthaus.de/>,“ [Online]. Available: <http://www.volthaus.de/photovoltaik/referenzen/privat.html>. [Zugriff am 24. Januar 2013].

- [16] Bündnis 90/ Die Grünen Rheinland-Pfalz, „<http://gruene-rlp.de>,“ [Online]. Available: [http://gruene-rlp.de/partei/gremien/landesarbeitsgemeinschaften/lagoekologie/?no\\_cache=1&expand=436840&displayNon=1&cHash=cbb162ede10431831745cbe97f94ca71](http://gruene-rlp.de/partei/gremien/landesarbeitsgemeinschaften/lagoekologie/?no_cache=1&expand=436840&displayNon=1&cHash=cbb162ede10431831745cbe97f94ca71). [Zugriff am 14. Februar 2013].
- [17] BMU, „Energiewende, die Stromsparinitiative,“ [Online]. Available: <http://www.die-stromsparinitiative.de/>. [Zugriff am 30. Juli 2013].
- [18] J.-D. Schmidt und E. Tröster, „Evaluating the Benefits of Storage in Low Voltage Distribution Systems with High PV Penetration,“ in 3rd International Workshop on Integration of Solar Power into Power Systems, London, UK, 2013.
- [19] PV Magazine, „Produktdatenbank Batteriespeichersysteme für Photovoltaikanlagen,“ [Online]. Available: <http://www.pv-magazine.de/marktubersichten/batteriespeichersysteme/produktdaten/>. [Zugriff am 09. August 2013].
- [20] KfW, „KfW-Programm Erneuerbare Energien "Speicher",“ gültig ab 01. Mai 2013. [Online]. Available: [https://www.kfw.de/media/pdf/download\\_center/foerderprogramme\\_\\_inlandsfoerderung\\_/pdf\\_dokumente\\_2/6000002700\\_M\\_275\\_Speicher.pdf](https://www.kfw.de/media/pdf/download_center/foerderprogramme__inlandsfoerderung_/pdf_dokumente_2/6000002700_M_275_Speicher.pdf). [Zugriff am 06. August 2013].
- [21] D. U. Sauer, Speicher in netzgekoppelten PV-Anlagen, Mainz: 3. VDI Fachkonferenz - Energiespeicher für die Energiewende am 4.6.2013.
- [22] Statistisches Landesamt Rheinland-Pfalz, „Energiebilanz und CO<sub>2</sub>-Bilanz 2009,“ 2012.
- [23] Prognos, „Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2013 der Fernleitungsnetzbetreiber,“ Berlin, 2012.
- [24] M. Wild, „Netzentwicklungsplan Gas 2012,“ Berlin, 2012.
- [25] M. Henel, „Ergebnisse des DVGW-Projektes Energiespeicherkonzepte (G1-07-10),“ in DBI-Fachforum Energiespeicher-Hybridnetze, Berlin-Teltow, 2012.
- [26] T. Tröster, S. Horn, M. Jentsch und M. Sterner, „Erneuerbares Methan: Analyse der CO<sub>2</sub>-Potenziale für Power-to-Gas Anlagen in Deutschland,“ Zeitschrift für Energiewirtschaft, Bd. 36, pp. 173-190, 2012.
- [27] H. Hermann, F. C. Matthes und U. Athmann, „Potenziale und Chancen der Technologie zur CO<sub>2</sub>-Abtrennung und –Ablagerung (CCS) für industrielle Prozessemissionen,“ Kurzstudie des Öko-Institut e.V. im Auftrag des WWF, Berlin, 2012.

- [28] M. Specht, F. Baumgart, B. Feigl, V. Frick, B. Stürmer, U. Zuberbühler, M. Sterner und G. Waldstein, „Speicherung von Bioenergie und erneuerbarem Strom im Erdgasnetz,“ FVEE AEE Themen, pp. 69-78, 2009.
- [29] U. Schmack, „Biologische Methanisierung - P2G an Biogasanlagen als zukünftiger Energiespeicher,“ in 3. VDI Fachkonferenz Energiespeicher vom 04.06.-05.06.2013, Mainz, 2013.
- [30] M. Wenske, „Hybridkraftwerk und Performing Energy,“ in DBI-Fachforum Energiespeicher - Hybridnetze am 11.-12.09.2012, Berlin-Teltow, 2012.
- [31] R. Schoof, A. Zschoke, F. Boehnke und P. S. K. Powik, „Windstromspeicherung im Erdgasnetz: "Power-to-Gas"- Projekt Falkenhagen,“ Energiwirtschaftliche Tagesfragen, pp. 93-96, 11/ 2012.
- [32] PM der Stadtwerke Mainz, „Mainz speichert Zukunftsenergie,“ 06. Juni 2013. [Online]. Available: <http://www.stadtwerke-mainz.de/medien/presseforum/pressemitteilungen/pressemitteilung/article/mainz-speichert-zukunftsenergie/>. [Zugriff am 17. Dezember 2013].
- [33] DVGW, „Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz,“ DVGW, Bonn, 2013.
- [34] Statistisches Landesamt Rheinland-Pfalz, „Umwelt: Wasser- und Abwasserentgelte,“ [Online]. Available: <http://www.statistik.rlp.de/wirtschaft/umwelt/wasser-und-abwasserentgelte/>. [Zugriff am 10. Juli 2013].
- [35] Leipziger Institut für Energie GmbH, „Ausbau der erneuerbaren Energien im Strombereich in Rheinland-Pfalz,“ Ministerium für Umwelt, Forsten und Verbraucherschutz des Landes Rheinland- Pfalz, Leipzig, 2008.
- [36] Dienstleistungszentrum Ländlicher Raum Eifel, „Biogasanlagen in Rheinland-Pfalz 2012 - 3. Betriebserhebung Biogas,“ Dienstleistungszentrum Ländlicher Raum Eifel, Bitburg, 2012.
- [37] Statistisches Landesamt Rheinland-Pfalz, „Wirtschaftsdüngerausbringung 2010 und Proteineinsatz in der Schweinemast 2011 - Statistische Berichte,“ Bad Ems, 2012.
- [38] Landesamt für Umwelt, Wasserwirtschaft und Gewerbeaufsicht; Sonderabfall-Management-Gesellschaft Rheinland-Pfalz mbH; Witzenhausen-Institut für Abfall, Umwelt und Energie GmbH, „Landesabfallbilanz Rheinland-Pfalz 2011,“ Ministerium fürWirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung Rheinland-Pfalz, Mainz, 2012.
- [39] ASUE, „BHKW-Kenndaten 2011,“ Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V., Frankfurt, 2011.

- [40] juwi, „Biogas-Einspeiseanlage Ramstein,“ [Online]. Available: [http://www.juwi.de/bioenergie/referenzen/details/biogas\\_einspeiseanlage\\_ramstein.html?backUrl=bioenergie%2Freferenzen%2Fbiogasanlage\\_ramstein.html](http://www.juwi.de/bioenergie/referenzen/details/biogas_einspeiseanlage_ramstein.html?backUrl=bioenergie%2Freferenzen%2Fbiogasanlage_ramstein.html). [Zugriff am 17. Dezember 2013].
- [41] Energieversorgung Mittelrhein GmbH (EVM), „Endspurt in Boppard,“ 23.11.2012. [Online]. Available: <http://www.evm.de/evm/Homepage/Presse/Pressemitteilungen/Presse-Archiv%202012/Endspurt%20in%20Boppard/Endspurt%20in%20Boppard.pdf>. [Zugriff am 17. Dezember 2013].
- [42] „Föderal Erneuerbar - Bundesländer mit neuer Energie,“ Agentur für Erneuerbare Energien, [Online]. Available: [http://www.foederal-erneuerbar.de/landesinfo/bundesland/RLP/kategorie/bioenergie/auswahl/191-anzahl\\_biomasse40hei/#goto\\_191](http://www.foederal-erneuerbar.de/landesinfo/bundesland/RLP/kategorie/bioenergie/auswahl/191-anzahl_biomasse40hei/#goto_191). [Zugriff am 11. Juli 2013].
- [43] BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit), „BMU Leitstudie 2011: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global - Schlussbericht,“ 29. März 2012.
- [44] Statistisches Landesamt Rheinland-Pfalz, „Stromerzeugungsanlagen der Betriebe im verarbeitenden Gewerbe 2011,“ Bad Ems, 2012.
- [45] Kraftwerke Mainz-Wiesbaden AG, „Company Profile 2011,“ Mainz, 2012.
- [46] BMU (Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit), „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global - Datenanhang II zum Schlussbericht,“ Stuttgart, Kassel, Teltow, 2012.
- [47] M. Meierer, „Heat storage systems in heat and power generation,“ VGB PowerTech, pp. 69-74, 1/2 2013.
- [48] Redaktion, „Deutschlands größter Wärmespeicher,“ Stadt+Werk, p. 54, März 2013.
- [49] J. Nitsch, T. Pregger, T. Naegler, D. Heide, D. L. de Tena, F. Trieb, Y. Scholz, K. Nienhaus, N. Gerhardt, M. Sterner, T. Trost, A. von Oehsen, R. Schwinn, C. Pape, H. Hahn, M. Wickert und B. Wenzel, „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global - Datenanhang II zum Schlussbericht,“ Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Stuttgart, Kassel, Teltow, 2012.
- [50] Statistisches Landesamt Rheinland-Pfalz, „Wärmeversorgung 2011,“ Bad Ems, 2012.



- [51] Mainz, Heizkraftwerk GmbH, „Fernwärme für Mainz,“ [Online]. Available: <http://www.fernwaerme-fuer-mainz.de/unternehmen.php>. [Zugriff am 29. Juli 2013].
- [52] AGFW, „Hauptbericht 2011,“ Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V., Frankfurt a.M., 2012.
- [53] Statistisches Bundesamt, „Bauen und Wohnen Mikrozensus Zusatzerhebung 2010,“ Wiesbaden, 2012.
- [54] H.-M. Groscurth und S. Bode, „Discussion Paper Nr. 9 “Power-to-heat” oder “Power-to-gas”?,“ Hamburg, 2013.
- [55] Baum Consult, „Smart Energy made in Germany - Zwischenergebnisse der E-Energy-Modellprojekte auf dem Weg zum Internet der Energie,“ München/Berlin, 2012.
- [56] VDE (Hrsg.), „Demand Side Integration - Lastverschiebungspotentiale in Deutschland,“ Frankfurt am Main, 2012.
- [57] M. Klobasa, „Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten,“ Zürich, 2007.
- [58] W. Fichtner, M. Genoese, R. McKenna und S. Schäfer, „Die Weiterentwicklung der Energiewirtschaft in Baden-Württemberg bis 2025 unter Berücksichtigung der Liefer- und Preissicherheit,“ Karlsruhe, 2012.
- [59] Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS), „Begleitung von Modellvorhaben zum Austausch von Nachtstromspeicherheizungen,“ Berlin, 2013.
- [60] C. Nabe, B. Hasche, M. Offermann und G. Papaefthymiou, „Potenziale der Wärmepumpe zum Lastmanagement im Strommarkt und zur Netzintegration erneuerbarer Energien,“ Berlin, 2011.
- [61] Statistisches Bundesamt, „Mikrozensus - Zusatzerhebung 2010 - Bauen und Wohnen,“ Wiesbaden, 2012.
- [62] Statistisches Landesamt Rheinland-Pfalz, „Bauherren wollen immer weniger vom Öl abhängig sein,“ 02. Februar 2009. [Online]. Available: <http://www.statistik.rlp.de/wirtschaft/wohnungen-bautaetigkeit/pressemitteilungen/einzelansicht/archive/2009/february/article/bauherren-wollen-immer-weniger-vom-oumll-abhaumlngig-sein-brwaumlrmepumpengewinnen-an-bedeu/?Fsize=-1&cHash=98244357d1>. [Zugriff am 02. März 2013].
- [63] R. Stamminger, „Synergy Potential of Smart Appliances - D2.3 of WP 2 from the Smart-A project,“ Bonn, 2008.

- [64] Umweltbundesamt, „Energieverbrauch der privaten Haushalte,“ [Online]. Available: <http://www.umweltbundesamt-daten-zur-umwelt.de/umweltdaten/public/document/downloadImage.do;jsessionid=BDDDB263B8C9DE5D89AE39554BE472A24?ident=25044>. [Zugriff am 15. April 2013].
- [65] R. Kemna, M. van Elburg, W. Li, R. van Holsteijn, M. Denison-Pender und A. Corso, „Eco-design of Water Heaters - Task 2 Report - Market Analysis,“ Delft, 2007.
- [66] Statistische Ämter Portal, „Gebiet und Bevölkerung – Haushalte 2011,“ 2012. [Online]. Available: [http://www.statistik-portal.de/statistik-portal/de\\_jb01\\_jahrtab4.asp](http://www.statistik-portal.de/statistik-portal/de_jb01_jahrtab4.asp). [Zugriff am 15. April 2013].
- [67] C. Nabe, H. Schäffler und J. Eder, „Ökonomische und technische Aspekte eines flächendeckenden Rollouts intelligenter Zähler,“ Berlin, 2009.
- [68] H. Pipke, C. Hülsen, H. Stiller, K. Seidl und D. Balmert, „Endenergieeinsparungen durch den Einsatz intelligenter Messverfahren (Smart Metering),“ Bonn, 2009.
- [69] Gradmann und Müller, „Intelligente Verknüpfung von Strom- und Wärmemarkt. Die Wärmepumpe als Schlüsseltechnologie für Lastmanagement im Haushalt,“ Berlin, 2012.
- [70] H.-J. Appelrath, H. Kagermann und C. Mayer, „Future Energy Grid - Migrationspfade ins Internet der Energie,“ Oldenburg, 2012.
- [71] M. Klobasa und U. Focken, „Kurz- bis Mittelfristig realisierbare Marktpotenziale für die Anwendung von Demand Response im gewerblichen Sektor,“ 2011.
- [72] Statistisches Bundesamt, „Land- und Forstwirtschaft, Fischerei, Wachstum und Ernte, Gemüse, Fachserie 3 Reihe 3.2.1,“ Wiesbaden, 2011.
- [73] U. Focken, J. Bümmerstedt und M. Klobasa, „Kurz- bis Mittelfristig realisierbare Marktpotenziale für die Anwendung von Demand Response im gewerblichen Sektor,“ Oldenburg, Karlsruhe, 2011.
- [74] BASF, „Kläranlage - BASF - The Chemical Company - Corporate Website,“ [Online]. Available: [http://www.basf.com/group/corporate/site-ludwigshafen/de\\_DE/about-basf/worldwide/europe/Ludwigshafen/Site/water\\_treatment](http://www.basf.com/group/corporate/site-ludwigshafen/de_DE/about-basf/worldwide/europe/Ludwigshafen/Site/water_treatment). [Zugriff am 07. Januar 2013].
- [75] Statistisches Bundesamt, „Nichtöffentliche Wasserversorgung und Abwasserbeseitigung 2007,“ 2009.
- [76] B. Haberkern, W. Maier und U. Schneider, „Steigerung der Energieeffizienz auf kommunalen Kläranlagen,“ 2006.
- [77] Statistisches Landesamt Rheinland-Pfalz, „Öffentliche Wasserversorgung 2010,“ 2012.

- [78] A. Grein, M. Duscha, M. Pehnt und H. Kellerbauer, „Modellstadt Mannheim: Nutzung von thermischen Speichern als Energiespeicher (AS1.06),“ 2009.
- [79] VDKL (Verband Deutscher Kühllhäuser und Kühllogistikunternehmen), „Erhebung über die Höhe und die Strukturen der gesamten Kühl- und Tiefkühlagerkapazitäten in Deutschland,“ 2009.
- [80] statista, „Lebensmitteleinzelhandel - Verkaufsfläche nach Bundesländern,“ 2010. [Online]. Available: <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/76828/umfrage/lebensmitteleinzelhandel---verkaufsflaeche-pro-1000-einwohner/>. [Zugriff am 08. Februar 2013].
- [81] T. Hartkopf, A. von Scheven und M. Prella, „Lastmanagementpotenziale der stromintensiven Industrie zur Maximierung des Anteils regenerativer Energien im bezogenen Strommix,“ Darmstadt, 2012.
- [82] M. Paulus und F. Borggrefe, „The potential of demand side management in energy intensive industries for electricity markets in Germany,“ Applied Energy, pp. 432-441, 2011.
- [83] Persönliche Auskunft von Hr. Heribert Hauck, TRIMET Aluminium AG.
- [84] M. Paulus und F. Borggrefe, „The potential of demand-side management in energy-intensive industries for electricity markets in Germany,“ Applied Energy, pp. 432-441, 2011.
- [85] Verband Deutscher Papierfabriken e.V., „Papier 2012 - Ein Leistungsbericht,“ Bonn, 2012.
- [86] bdew (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft), „bdew Energiedaten,“ 2012. [Online]. Available: [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE\\_Energiedaten#](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Energiedaten#). [Zugriff am 14. Februar 2013].
- [87] Statistisches Landesamt Rheinland-Pfalz, „Strombilanz Rheinland-Pfalz 1990 bis 2010,“ [Online]. Available: <http://www.statistik.rlp.de/wirtschaft/energie/tabellen/energie-3/>. [Zugriff am 15. April 2013].
- [88] D. Bauknecht und S. Funcke, Dezentralisierung oder Zentralisierung der Stromversorgung: Was ist darunter zu verstehen?, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 8/2013, etv Energieverlag GmbH, Essen.

# TEIL C

## RECHTSRAHMEN

verfasst von:

**Bird & Bird**

## 18. RECHTSRAHMEN (ARBEITSPAKET 6)

### 18.1 RAHMENBEDINGUNGEN (ARBEITSSCHRITT 6.1.)

Im nun folgenden Arbeitsschritt 6.1 werden die rechtlichen Rahmenbedingungen zu *Netzausbau* (Abschnitt 18.2), *Smart Grid* (Abschnitt 18.3), *Speicher* (Abschnitt 18.4) und *Lastmanagement* (Abschnitt 18.5) sowie zu *Übergreifende Themen* (Abschnitt 18.6) dargestellt:

### 18.2 NETZAUSBAU

Als Kernelemente des regulierungsrechtlichen Rahmens zum Netzausbau kristallisierten sich die nachfolgenden Details heraus.

#### 18.2.1 Detail 1: Rahmenbedingungen der Planfeststellung

Die wesentlichen Rahmenbedingungen der Planfeststellung lassen sich wie folgt zusammenfassen:

##### A. Kerngesetze und Eckdaten des Verfahrens

Wesentliche Kerngesetze sind das NABEG, das EnLAG sowie das EnWG, jeweils in Verbindung mit dem VwVfG. Handelt es sich um den Ausbau von länderübergreifenden und grenzüberschreitenden Höchstspannungsleitungen, sind die Regelungen des NABEG einschlägig. Sind Hoch- und Höchstspannungsleitungen Gegenstand des Verfahrens, die im zugrundeliegenden Bundesbedarfsplan nicht als länderübergreifende oder grenzüberschreitende Leitungen festgestellt wurden, gilt im Wesentlichen das EnWG. Vom Anwendungsbereich erfasst sind insbesondere Hochspannungsfreileitungen mit einer Netzspannung von 110 Kilovolt oder mehr, § 43 Satz 1 Nr. 1 EnWG. Leitungen geringerer Spannung unterliegen zwar nicht dem Erfordernis einer Planfeststellung. Allerdings können auch der Zulässigkeit solcher Leitungen bestimmte Einzelvorschriften entgegenstehen, beispielsweise des Naturschutzes. Zusätzlich haben die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen bei der Planung des Verteilernetzausbaus die Möglichkeiten von Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen und dezentralen Erzeugungsanlagen zu berücksichtigen, § 14 Abs. 2 EnWG. Auf europäischer Ebene ist zuletzt vor allem die Verordnung (EU) Nr. 347/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17.04.2013 über Leitlinien für eine transeuropäische Energieinfrastruktur hervorzuheben<sup>86</sup>.

Nach Maßgabe der oben genannten Kerngesetze erfolgt die Feststellung einer Zulässigkeit von Vorhaben im Wesentlichen durch die Planfeststellung. Teilweise wird eine

<sup>86</sup> [186] und vgl. die Nachweise bei [174].

Plangenehmigung durchgeführt, die dann die Rechtswirkungen einer Planfeststellung hat, § 43b Ziffer 3 EnWG. Am Beginn des Verfahrens steht die Erstellung des Szenario-rahmens für die Netzentwicklungsplanung.

## **B. Einzelschritte des Verfahrens**

Am Beginn des Verfahrens steht die Bedarfsplanung. Hierzu erfolgt die Erstellung des Szenariorahmens durch die Übertragungsnetzbetreiber, § 12a EnWG. Es schließen sich eine von der Bundesnetzagentur durchgeführte Konsultation und die Genehmigung des Szenariorahmens durch die Bundesnetzagentur an. Im Rahmen der Genehmigung des Szenariorahmens werden die Ergebnisse der Konsultation berücksichtigt.

Auf Grundlage des genehmigten Szenariorahmens entwickeln die Übertragungsnetzbetreiber sodann einen Netzentwicklungsplan. Darin werden Leitungen konkret und mit Angabe von Anfangs- und Endpunkten berechnet. Auch dies wird öffentlich erörtert. Den Entwurf ihres Netzentwicklungsplanes legen die Übertragungsnetzbetreiber sodann der Bundesnetzagentur vor.

Die Bundesnetzagentur überprüft dessen Inhalt, leitet eine strategische Umweltprüfung ein und beteiligt die Öffentlichkeit nebst Behörden, vgl. § 12c EnWG. Anschließend bestätigt die Bundesnetzagentur den Netzentwicklungsplan. Diese Bestätigung ist für die Übertragungsnetzbetreiber verbindlich.

Im Anschluss daran übermittelt die Bundesnetzagentur der Bundesregierung den Netzentwicklungsplan als Entwurf für den Bundesbedarfsplan, § 12e Abs. 1 EnWG. In ihrem Entwurf für den Bundesbedarfsplan kennzeichnet die Bundesnetzagentur zuvor länderübergreifende und grenzüberschreitende Höchstspannungsleitungen. Die Bundesregierung wiederum legt den Entwurf dem Bundesgesetzgeber vor. Mit dem sich anschließenden Erlass des Bundesbedarfsplans durch den Bundesgesetzgeber stellt der Bundesgesetzgeber für die darin enthaltenen Vorhaben die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und deren vordringlichen Bedarf fest. Diese Feststellung ist für die Übertragungsnetzbetreiber sowie für die Planfeststellung und für die Plangenehmigung verbindlich, § 12e Abs. 4 EnWG.

Soweit im Bundesbedarfsplan länderübergreifende und grenzüberschreitende Vorhaben gekennzeichnet sind, führt die Bundesnetzagentur anschließend eine Bundesfachplanung durch, § 2 Abs. 1, § 4 f. NABEG. Der Bundesfachplanung liegt ein Antrag des Vorhabenträgers zu Grunde. Diesen Antrag hat der Vorhabenträger entweder aus eigenem Antrieb oder nach entsprechender Aufforderung durch die Bundesnetzagentur gestellt, § 6 NABEG. Im Ergebnis der Bundesfachplanung entscheidet die Bundesnetzagentur über den Verlauf des raumverträglichen Trassenkorridors. Ihre Entscheidung ist für die nachfolgende Planfeststellung bindend und hat Vorrang gegenüber einer raumordnerischen Landesplanung, § 15 Abs. 1 NABEG.

Als nächster Schritt schließt sich das Planfeststellungsverfahren an. Für die länderübergreifenden und grenzüberschreitenden Leitungen, die im Bundesbedarfsplan als solche gekennzeichnet wurden, sind die §§ 18 ff. NABEG einschlägig. Für die länderübergreifenden oder grenzüberschreitenden Leitungen, die im Bundesbedarfsplan als

solche nicht gekennzeichnet sind, gelten ebenso, wie für die übrigen Hoch- und Höchstspannungsleitungen, die §§ 43 ff. EnWG.

### C. Zuständigkeit im Verfahren

Die Durchführung der Raumordnungsverfahren für die insgesamt 24 Höchstspannungsleitungen, für die gemäß § 1 EnLAG ein vordringlicher Bedarf besteht, liegt in der Zuständigkeit der Länder, § 1 Ziffer 14 RoV, § 15 ROG.

Grundsätzlich sind die Länder auch für die Durchführung des Planfeststellungsverfahrens nach § 43 Satz 1 Ziffer 1 EnWG zuständig. Dies gilt jedenfalls für diejenigen Leitungen des Bundesbedarfsplans, die nicht als länderübergreifende oder grenzüberschreitende Leitungen gekennzeichnet sind, sowie für alle anderen Hochspannungsleitungen, die nicht im Bundesbedarfsplan aufgeführt werden, § 1 Ziffer 14 RoV, § 15 ROG, § 43 Satz 1 Ziffer 1 EnWG [1, pp. 3 ff., 21]. Darüber hinaus liegt die Durchführung des Planfeststellungsverfahrens für die länderübergreifenden und grenzüberschreitenden Leitungen jedoch in der Zuständigkeit der Bundesnetzagentur, weil ihr die Planfeststellungskompetenz auf dem Verordnungswege übertragen wurde, §§ 2 Abs. 2, 18 ff. NABEG<sup>87</sup>.

### D. Vorzeitige Besitzeinweisung

Zur weiteren Umsetzung des Netzausbaus sind sowohl für die Planfeststellungsverfahren nach dem NABEG als auch für diejenigen nach dem EnWG Fälle einer vorzeitigen Besitzeinweisung denkbar. Entsprechende Beschlüsse zur Regelung einer vorzeitigen Besitzeinweisung stünden unter der aufschiebenden Bedingung, dass sie durch den späteren Planfeststellungsbeschluss bestätigt werden. Die Möglichkeit der vorzeitigen Besitzeinweisung besteht auch für die Verwirklichung solcher Leitungsvorhaben, die eine geringere Spannung als 110 kV aufweisen werden und die deshalb nicht von § 43 EnWG erfasst sind. Eine vorzeitige Besitzeinweisung kann beispielsweise im Falle einer beabsichtigten Anschlussleitung eines BHKW an das Netz des zuständigen Netzbetreibers erfolgen.

Jedoch bleiben sonstige Zulässigkeitsvoraussetzungen für die Zulässigkeit einer vorzeitigen Besitzeinweisung unberührt, soweit sie über die planfeststellungsrechtlichen Spezialvorschriften hinausgehen. Dies betrifft beispielsweise die Frage, ob die Entziehung und die Beschränkung von Grundeigentum zulässig sind, weil sie zur Durchführung eines Vorhabens zum Zwecke der Energieversorgung im Sinne von § 45 Abs. 1 Ziffer 2 EnWG erfolgte [2].

.....

<sup>87</sup> Vgl. zur Verabschiedung des Bundesbedarfsplangesetzes durch den Deutschen Bundestag am 25.04.2013 und der darin vorgesehenen Zuständigkeit der BNetzA für die Planfeststellung zentraler Leitungsprojekte sowie zur Billigung des Bundesbedarfsplangesetzes durch den Bundesrat vom 07.06.2013 gemäß Erläuterung 910, BR 07.06.13/Drucksache 333/13 zur Verordnung über die Zuweisung der Planfeststellung für länderübergreifende und grenzüberschreitende Höchstspannungsleitungen auf die Bundesnetzagentur (Planfeststellungszuweisungsverordnung) die Nachweise zu TOP 90 unter [170].

## 18.2.2 Detail 2: Entflechtung und „Netz“-Kategorie

### A. Ausgangspunkt

Sollen Netze zur Integration erneuerbarer Energien verwirklicht werden und soll eine Anlage zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien zum Zwecke der Einspeisung dieses Stroms mit dem Netz des zuständigen Netzbetreibers verbunden werden, ist entscheidend, als was für eine Art von „Netz“ das EnWG die beabsichtigte „Leitung“ qualifiziert. Danach richten sich Pflichten, die das EnWG im Rahmen der Entflechtung vorgibt, §§ 6 ff. EnWG.

Das EnWG sieht neben den Netzen der allgemeinen Versorgung unterschiedliche Kategorien von „kleinen“ Netzen vor. Je nach Einordnung des Netzes gelten mehr oder weniger strenge Anforderungen zur Durchführung der Entflechtung. Der Netzbetrieb muss nach dem EnWG gegebenenfalls rechtlich und operationell von Erzeugungs- und Vertriebsaktivitäten getrennt werden. Dies ist nötig, wenn

- ein Netz der allgemeinen Versorgung oder
- ein geschlossenes Verteilnetz nach § 110 EnWG

vorliegt.

Handelt es sich bei dem Netz hingegen um

- eine Kundenanlage nach § 3 Ziffer 24a EnWG oder
- eine Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung nach § 3 Ziffer 24b EnWG,

gelten nur eingeschränkte Pflichten für eine Entflechtung und einen „gleichzeitigen“ Netzbetrieb.

### B. Differenzierung im Einzelnen

Ein geschlossenes Verteilernetz im Sinne des § 110 EnWG ist

- ein Energieversorgungsnetz zur Versorgung von Kunden in einem geographisch begrenzten Industrie- oder Gewerbegebiet oder in einem Gebiet, in dem Leitungen gemeinsam genutzt werden und
- die Tätigkeiten oder Produktionsverfahren der Anschlussnutzer dieses Netzes aus konkreten technischen oder sicherheitstechnischen Gründen verknüpft sind oder
- mit dem Netz in erster Linie Energie an den Netzeigentümer oder -betreiber geht oder an mit diesen verbundene Unternehmen verteilt wird.

Zudem dürfen keine Letztverbraucher über dieses Netz versorgt werden, die Energie für den Eigenverbrauch im Haushalt kaufen. Allenfalls ist eine geringe Zahl von Letztverbrauchern mit der Qualifizierung als geschlossenes Verteilnetz vereinbar, wenn sie ein Beschäftigungsverhältnis oder eine vergleichbare Beziehung zum Eigentümer oder Betreiber des Netzes unterhalten.



Für eine Kundenanlage nach § 3 Ziffer 24a EnWG müssen folgende Voraussetzungen erfüllt sein:

- Es muss sich um ein räumlich zusammengehörendes Gebiet handeln, d.h. um ein geographisch und nach seinem äußeren Erscheinungsbild relativ geschlossenes Areal (z.B. Betriebsgelände);
- die „Kundenanlage“ muss mit einem Energieversorgungsnetz oder einer Energieerzeugungsanlage verbunden sein. Ausreichend hierfür ist eine Energieversorgungsanlage, die keine Verbindung zu einem Netz hat („Insellösung“);
- die „Kundenanlage“ muss jedermann zum Zwecke der Belieferung der angeschlossenen Letztverbraucher mit Energie auch durch andere Lieferanten unentgeltlich zur Verfügung stehen;
- die „Kundenanlage“ darf nur wenig Relevanz für die Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei Energieversorgung haben. Dieses Einzelfallkriterium orientiert sich z.B. an der Anzahl der angeschlossenen Letztverbraucher, an der geographischen Ausdehnung des Netzes, an der Menge der durchgeleiteten Energie, an den vertraglichen Vereinbarungen zwischen Netzbetreibern und Letztverbrauchern im Sinne eines typischen Netzanschlussvertrages, an der Anzahl der weiteren angeschlossenen Kundenanlagen etc.

Für Kundenanlagen zur betrieblichen Eigenversorgung nach § 3 Ziffer 24b EnWG müssen zunächst die ersten drei Voraussetzungen für Kundenanlagen nach § 3 Ziffer 24a EnWG gleichermaßen erfüllt sein. Zusätzliche Voraussetzung ist, dass die Kundenanlage fast ausschließlich dem betriebsnotwendigen Transport von Energie innerhalb des eigenen Unternehmens oder zu verbundenen Unternehmen oder fast ausschließlich dem der Bestimmung des Betriebes geschuldeten Abtransport in ein Energieversorgungsnetz dient. Die Kundenanlage darf nur in unwesentlichem Maße die Abnahmestellen Dritter mit Energie versorgen.

### **C. Rechtsfolge der jeweiligen „Netz-“Kategorie**

Zwar ist der Betrieb eines geschlossenen Verteilnetzes weniger strengen Anforderungen der Entflechtung ausgesetzt, als der Betrieb eines offen konzipierten Verteilnetzes. Allerdings müssen auch die Betreiber der geschlossenen Verteilnetze insbesondere die Vorgaben der informatorischen und buchhalterischen Entflechtung erfüllen. Ferner muss zum Bereich der geschlossenen Verteilnetze diskriminierungsfreier Netzzugang gewährt werden.

Darüber hinaus ist der Betrieb einer Kundenanlage sowie einer Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung grundsätzlich vom Anwendungsbereich der Entflechtungsvorschriften nach dem EnWG ausgenommen. Allerdings muss Drittlieferanten auch in diesen Fällen der Netzzugang unentgeltlich gewährt werden, damit ein Lieferantenwechsel möglich ist, vgl. § 3 Ziffer 24a lit. d) und Ziffer 24b lit. d) EnWG.

### 18.2.3 Detail 3: Anbindung von (mehreren) Anlagen

#### A. Ausgangspunkt

Will ein Anlagenbetreiber alleine oder als Mitglied eines Konsortiums eine oder mehrere seiner Anlagen oder Anlagen des Konsortiums miteinander „verbinden“ und dann gemeinsam an das Netz des zuständigen Netzbetreibers anbinden, muss er die vorbezeichnete Unterscheidung zwischen den Netzkategorien und die wegen der Entflechtung gebotenen Konsequenzen beachten. Insbesondere sollte er vermeiden, durch die beabsichtigte Anbindung der Anlagen an das Netz selber ein Energieversorgungsnetz oder zumindest ein geschlossenes Verteilnetz zu errichten. Denn dann müsste er die anwendbaren gesetzlichen Vorgaben der Entflechtung umsetzen, obwohl seine eigentliche Intention lediglich die Anbindung der Energieerzeugungsanlage an das Netz war.

Zwar ist die Frage der Kategorie einer „Anbindung mehrerer Anlagen“ durch den Anlagenerrichter und -betreiber von den Aufgaben und von der Zuständigkeit des zuständigen Netzbetreibers zu unterscheiden. Insbesondere fällt die richtige Auswahl der „Anbindung“ einer Anlage als Netzanschluss nicht in die Verantwortlichkeit des Netzbetreibers, sondern verbleibt bei dem Anlagenerrichter und -betreiber<sup>88</sup>. Damit allerdings nicht der Anlagenerrichter und -betreiber durch die Anbindung seinerseits zum Netzbetreiber wird, bedarf die „Netzqualität“ der Anbindung im Einzelfall einer sehr genauen Prüfung.

#### B. Qualifizierung als Kundenanlage

Zwar kommt in Betracht, die Anbindung insoweit als Kundenanlage im Sinne von § 3 Ziffer 24a oder 24b EnWG zu qualifizieren, als die „Anbindung“ eine Anlage zur „Abgabe“ von Energie darstellen kann. Denn der Abgabebegriff ist erfüllt, wenn die technische Zweckbestimmung darauf gerichtet ist, Elektrizität an Letztverbraucher oder Weiterverteiler zum Zwecke der Nutzung zu übertragen. Dazu zählen auch Elektrizitätsleitungen [3]. Zudem ist die „Anbindung“ in der Regel mit einem Energieversorgungsnetz oder mit einer Erzeugungsanlage verbunden, für die Sicherstellung des Wettbewerbs unbedeutend oder sie dient fast ausschließlich dem Abtransport in ein Energieversorgungsnetz, und sie kann jedermann diskriminierungsfrei und unentgeltlich zur Verfügung gestellt werden. Auch insoweit wären die Voraussetzungen für eine Kundenanlage erfüllt, vgl. § 3 Ziffer 24a, lit. b), c) und d) sowie Ziffer 24a, lit. b), c) und d) EnWG.

Allerdings müssten sich die Leitungen zur Anbindung der verschiedenen Anlagen auf einem räumlich zusammengehörenden (Betriebs-)Gebiet befinden, § 3 Ziffer 24a und Ziffer 24b, jeweils lit. a) EnWG. Dies ist zumindest dann nicht der Fall, wenn es sich um verschiedene und weiter voneinander entfernt liegende Energieerzeugungsanlagen

.....  
<sup>88</sup> Zur Abgrenzung zwischen Netzanschluss und Netzausbau siehe Detail 4.

handelt. Denn „entscheidend und eine Mindestvoraussetzung ist nach der Definition eine gewisse räumliche Zusammengehörigkeit“ [4, p. 11].

An dieser Voraussetzung würde die Qualifizierung als privilegierte Kundenanlage wohl regelmäßig scheitern.

### **C. Qualifizierung als Direktleitung**

Jedoch kommt die Kategorie einer Direktleitung in Betracht, § 3 Ziffer 12 EnWG. Die Direktleitung hat keine Netzqualität nach dem EnWG. Sie ist den regulatorischen Vorgaben des EnWG weitgehend entzogen und muss lediglich die technischen Anforderungen nach § 49 EnWG erfüllen, nicht aber die netzbezogenen Vorgaben wie die der Entflechtung.

Für die Direktleitung kennzeichnend ist das Negativmerkmal, dass sie nicht Bestandteil des allgemeinen Netzes ist. Sie dient insbesondere nicht der allgemeinen Versorgung. Stattdessen ist die Direktleitung darauf ausgerichtet, einen von vornherein feststehenden oder bestimmbaren Kreis von Letztverbrauchern zu versorgen. Die Direktleitung schließt regelmäßig einen Einzelnen oder einen Kreis von Letztverbrauchern vom Ausgangspunkt der Versorgung unmittelbar an. Unerheblich ist, ob der Abnehmer bereits aus dem Verbundnetz versorgt wird. Die Direktleitung kann „zusätzlich“ zum Verbundnetz errichtet und betrieben werden. Es bedarf keiner Rückanbindung der Direktleitung am Endpunkt beim Kunden an das Verbundnetz [5]. Entscheidend ist die bei verständiger Betrachtung erkennbare Zweckbestimmung zum Zeitpunkt der Errichtung [6].

## **18.2.4 Detail 4: Abgrenzung Netzanschluss ./ . Netzausbau**

### **A. Unterscheidung und Anknüpfungspunkt**

Wichtig für die Rahmenbedingungen des Netzausbaus ist die Abgrenzung des (Energie-) Versorgungsnetzes einerseits von der Anschlussleitung des Kunden zum Netz andererseits. Dies ist nicht nur für die vorab aufgezeigten Konsequenzen im Rahmen des Unbundling relevant. Die Unterscheidung ist auch für die Kostentragung im Zusammenhang mit dem gesetzlichen Anspruch des Anlagenbetreibers gegen den Netzbetreiber wichtig, die Anlage zur Erzeugung von Strom an das Netz anzuschließen oder das Netz auszubauen oder zu verstärken, §§ 7, 9 EEG. Denn die Kosten für den Netzanschluss trägt grundsätzlich der Anlagenbetreiber, die Kosten für die Verstärkung und für den Ausbau des Netzes hingegen der Netzbetreiber, §§ 13, 14 EEG.

Anknüpfungspunkt für die Abgrenzung ist § 9 Abs. 2 EEG. Die Pflicht zum Netzausbau und dessen Verstärkung erstrecken sich (i) auf sämtliche für den Betrieb des Netzes notwendigen technischen Einrichtungen sowie (ii) auf die im Eigentum des Netzbetreibers stehenden oder in sein Eigentum übergehenden Anschlussanlagen. Es ist ausreichend, wenn eines der beiden Kriterien erfüllt ist (zum Betrieb notwendig oder Eigentum) [7], [8].

Die Voraussetzung der für den Betrieb notwendigen technischen Einrichtung ist weit auszulegen. Die Notwendigkeit ist zu bejahen, wenn die Einrichtung für die Funktionsfähigkeit des Netzes unentbehrlich wird. Sie ist ebenfalls zu bejahen, wenn der störungsfreie Betrieb des Netzes von der Funktionsfähigkeit der technischen Einrichtung abhängt oder bei der Entfernung der technischen Einrichtung nur durch eine technische Veränderung des Netzes wiederhergestellt werden könnte [9], [10, p. 45]. Entscheidend ist eine funktionale Betrachtungsweise: Wird die Fähigkeit des Netzes beeinträchtigt, der „allgemeinen Versorgung“ im Sinne von § 3 Ziffer 7 EEG zu dienen und wird dies durch die technische Einrichtung verursacht, handelt es sich bei einer Maßnahme an der technischen Einrichtung zur Behebung dieser Beeinträchtigung um eine Maßnahme des Netzausbaus. Gleiches gilt für „rein netzinterne Maßnahmen“ [11], [12].

Für die alternative Voraussetzung einer Pflicht zum Netzausbau, dass der Netzbetreiber Eigentümer der Anschlussanlage ist, kommt es hingegen nicht auf eine funktionelle Betrachtung an. Stattdessen handelt es sich bereits dann um eine Maßnahme des Netzausbaus, wenn der Netzbetreiber Eigentümer der betreffenden Sache ist oder wird. Insbesondere ist die Maßnahme auch dann eine Maßnahme des Netzausbaus, wenn die Einrichtung zwar funktionell dem Netzanschluss dient, der Netzbetreiber jedoch Eigentümer der Sache ist oder wird [13].

## **B. Netzkapazität, Netzausbau und Anlagenstandort**

Ausgangspunkt für das Verlangen des Einspeisewilligen gegenüber dem Netzbetreiber, das Netz zu erweitern, ist in aller Regel die Aus- oder Überlastung der vorhandenen Netzkapazität. Die Erweiterung der Netzkapazität wird erforderlich, um den Anspruch des Einspeisewilligen auf die vorrangige Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms zu erfüllen. Umgekehrt ist die Aus- oder Überlastung der vorhandenen Netzkapazität für den Netzbetreiber in der Regel kein begründetes Argument, die Erweiterung der Netzkapazität zu verweigern. Stattdessen ist die Grenze der gesetzlichen Pflicht des Netzbetreibers zur Erweiterung der Netzkapazität erst die wirtschaftliche Unzumutbarkeit, § 9 Abs. 3 EEG. Zwar wird diskutiert, ob und inwieweit bei der hierbei anzustellenden Verhältnismäßigkeitsprüfung die Aus- oder Überlastung der Netzkapazität durch konventionell erzeugten Strom unberücksichtigt bleiben soll und in welchem Verhältnis die Kosten der Erweiterung einerseits zu den Kosten für die Errichtung der Stromerzeugungsanlage einschließlich der Gewinnerwartung andererseits stehen dürfen<sup>89</sup>. So könne allenfalls die Existenzgefährdung des Netzbetreibers als „absolute Zumutbarkeitsgrenze“ in Betracht kommen [14]. Die grundsätzlich durch eine Aus- oder Überlastung der vorhandenen Netzkapazität bedingte Pflicht des Netzbetreibers zur Erweiterung der Netzkapazität ist aber unstreitig. In der Konsequenz ist eine Aus- oder Überlastung vorhandener Netzkapazität regelmäßig kein Merkmal, das der Standortwahl des Errichters und künftigen Betreibers einer Energieerzeugungsanlage im Rahmen des vorgelagerten Genehmigungsverfahrens oder im Rahmen der

.....  
<sup>89</sup> Vgl. die Nachweise bei [187].

vorgeschalteten Bauleitplanung entgegengehalten würde. Stattdessen würde dessen Anspruch auf Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus erneuerbaren Energien über den gesetzlichen Anspruch gegen den Netzbetreiber auf Erweiterung der Netzkapazität sichergestellt.

Zwar sind bei der Aufstellung von Bauleitplänen umweltrelevante Belange und hierbei insbesondere „die Nutzung erneuerbarer Energien sowie die sparsame und effiziente Nutzung von Energie“ zu beachten (vgl. § 1 Abs. 6 Ziffer 7 f BauGB). Zusätzlich kommen bauleitplanerische Gestaltungsmöglichkeiten bei der Standortplanung in Betracht, wie beispielsweise die Ausweisung von Konzentrationszonen für die vorrangige Nutzung im Flächennutzungsplan, entsprechende Festsetzungen in Bebauungsplänen oder auch vorhabenbezogene Bebauungspläne<sup>90</sup>. Allerdings knüpfen die Voraussetzungen auch dieser Ermächtigungsgrundlagen in der Regel nicht daran an, ob eine bereits vorhandene Aus- oder Überlastung der Netzkapazität einer Neuerrichtung von Anlagen entgegensteht. Vielmehr sind diese Voraussetzungen eher im Sinne einer Ermöglichung der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien zu verstehen. Sie sind in dem Sinne auszulegen, dass Vorhaben zu vermeiden sind, die diese Erzeugung beeinträchtigen. Gemäß dem umweltrelevanten Belang in § 1 Abs. 6 Ziffer 7 BauGB soll die Gemeinde bei ihrer Planung beispielsweise auf die Rahmenbedingungen achten, die für einen „eventuellen Einsatz erneuerbarer Energien notwendig sind“ [15]. Die erneuerbaren Energien sollen „in bauplanungsrechtlicher Hinsicht nicht oder nicht unnötig erschwert werden“ [16].

Nach den derzeit geltenden Rahmenbedingungen spielt die Aus- oder Überlastung von vorhandenen Netzkapazitäten für die Standortwahl demnach eine allenfalls untergeordnete Rolle. Es greift stattdessen in der Regel der Anspruch des Einspeisewilligen gegen den Netzbetreiber, die Netzkapazität auf Verlangen zu erweitern. Um in einem möglichen Spannungsverhältnis zwischen dem Verlangen des Einspeisewilligen auf Erweiterung der Netzkapazität gemäß seiner Standortwahl einerseits und beispielsweise der Erwägung bereits aus- oder überlasteter Netzkapazität andererseits zielführend zu vermitteln, werden Forderungen erhoben, Anlagen- und Netzplanung stärker miteinander zu koordinieren. Durch eine stärkere Koordinierung würde vermieden, dass der Ausbau von Strom aus erneuerbaren Energien insgesamt behindert wird<sup>91</sup>.

#### 18.2.5 Detail 5: „Einspeisezusage“

Für die Planungssicherheit eines künftigen Anlagenbetreibers ist es wichtig, dass die Anlage zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien an das jeweilige Netz angeschlossen wird. Dies sichert § 7 EEG. Ebenfalls ist wichtig, dass der Netzbetreiber die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms auch wirklich durchführt. Dies

.....  
<sup>90</sup> Vgl. § 35 Abs. 3 Satz 3, § 9 Abs. 1 und § 12 Abs. 1 BauGB sowie die Nachweise bei [188].

<sup>91</sup> Vgl. zur Beschreibung des Spannungsverhältnisses beispielweise [173] und zur Forderung einer stärkeren Koordinierung für den Fall der Offshorewindparkplanung und Netzentwicklungsplanung [177].

sichert § 8 EEG. In der Praxis wird im Rahmen der Vorabprüfung einer Werthaltigkeit von Projektrechten deshalb regelmäßig die Vorlage von Erklärungen des Netzbetreibers erwartet, dass dieser den Netzanschluss ebenso vornehmen wird, wie die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms.

Die Erwartungen künftiger Anlagenbetreiber auf entsprechende Zusagen des Netzbetreibers im Vorfeld einer Projektentwicklung oder einer Projekttransaktion sind recht unterschiedlich. Das Spektrum erwarteter Erklärungen reicht von formlosen Aussagen bis hin zu formal bindenden Zusagen. Entsprechend breit gefächert ist die Bereitschaft der jeweiligen Netzbetreiber, im Vorfeld einer Projektentwicklung oder einer Projekttransaktion entsprechende Zusagen zu machen.

Ein Netzbetreiber darf die Erfüllung seiner Pflichten nach dem EEG aber nicht vom Abschluss eines Vertrages abhängig machen, § 4 Abs. 1 EEG. Stattdessen besteht zwischen dem (künftigen) Anlagenbetreiber und dem Netzbetreiber ein gesetzliches Schuldverhältnis. Auf dessen Grundlage darf der Anlagenbetreiber sowohl den Anschluss der Anlage nach § 7 EEG als auch die unverzügliche vorrangige Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms nach § 8 EEG verlangen. Umgekehrt darf der jeweilige Netzbetreiber weder den Anschluss noch die vorrangige Abnahme, Übertragung oder Verteilung des Stroms mit der Begründung verweigern, es sei zwischen ihm und dem Anlagenbetreiber kein rechtlich bindender Vertrag geschlossen worden. Dennoch abgeschlossene Verträge dürfen die Erfüllung der gesetzlichen Pflichten des Netzbetreibers nicht einmal zu Lasten des Anlagenbetreibers modifizieren [17], [18, p. 22], [19].

## 18.2.6 Detail 6: ARegV und Entwicklungskosten

### A. Ausgangslage

Die Anreizregulierung gibt Erlösobergrenzen für eine bestimmte Regulierungsperiode vor. Sie berücksichtigt hierbei Effizienzvorgaben. Die Obergrenzen werden in der Regel für die Höhe der Netzzugangsentgelte oder für die Gesamterlöse aus Netzzugangsentgelten gebildet, § 21a Abs. 2 EnWG.

Fraglich ist, inwieweit Kosten der Verteilnetzbetreiber für die Entwicklung neuer Technologien (Entwicklungskosten) in der Erlösobergrenze berücksichtigungsfähig sind<sup>92</sup>. Denn die Notwendigkeit insbesondere einer „Entwicklung vielversprechender, innovativer Ansätze und Netzkomponenten“ und von „Informations- und Kommunikationstechniken“ ist auf breiter Ebene identifiziert<sup>93</sup>. Angesichts dieser Notwendigkeit wird „kontrovers diskutiert“, ob die Regulierungsform „ausreichende Anreize für Innovationen und Investitionen setzt, wie sie für den Aufbau des Smart Grid benötigt

<sup>92</sup> Vgl. dena-Verteilnetzstudie zu den „innovativen Netztechnologien“ [18, p. 332 ff., 343], zu den dadurch überwiegend verursachten Kapitalkosten, CAPEX, [18, p. 361] und zum „Spannungsfeld zwischen Innovation bzw. F&E-Ausgaben einerseits und Regulierung andererseits“ [18, p. 363].

<sup>93</sup> Vgl. [157, pp. 2 und 3, Ziffer 1 und 4]; siehe zur Berücksichtigungsfähigkeit von Zusatzkosten für höherwertige Zähler (*Smart Meter*) über einen Ausgleich im Regulierungskonto die Regelung in [166].

werden“. In der Diskussion wird hervorgehoben, dass „Aufwendungen für Forschung und Entwicklung sowie Pilot- und Demonstrationsprojekte (...) elementar (sind)“ [20, pp. 23, 24], [21, p. 18], [22].

Zu den Einzelheiten wie folgt:

## **B. Erweiterungsfaktor**

Die Entwicklungskosten führen nicht zu einer Anpassung der Erlösobergrenze über den Erweiterungsfaktor, § 10 ARegV. Denn Voraussetzung wäre, dass sich während der Regulierungsperiode die Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers nachhaltig ändert. Eine nachhaltige Änderung der Versorgungsaufgabe ist aber nicht die Ursache der Entwicklungskosten. Stattdessen dienen die Entwicklungskosten vornehmlich der Entwicklung neuer Technologien für eine effizientere Netznutzung. Im Einzelnen:

- Verteilnetzbetreiber können gemäß § 4 Abs. 4 Ziffer 1 i.V.m. § 10 ARegV eine Anpassung der Erlösobergrenze verlangen, wenn sich während der Regulierungsperiode die Versorgungsaufgabe nachhaltig ändert (Erweiterungsfaktor). Über den Erweiterungsfaktor werden Kostensteigerungen erfasst, die nach dem für die Kostenprüfung maßgeblichen Zeitraum verursacht worden sind. Die Regelung ist erforderlich, da die beeinflussbaren und die vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteile grundsätzlich nur einmal vor Beginn der Regulierungsperiode ermittelt werden. Auf deren Grundlage wird die Erlösobergrenze festgelegt. Entwicklungen innerhalb einer Regulierungsperiode (z.B. steigende Kosten aufgrund von Anpassungen eines Versorgungsnetzes an eine veränderte Aufgabenstellung) könnten im Rahmen einer Anreizregulierung ohne Erweiterungsfaktor erst mit großem zeitlichen Verzug in der nächsten oder gar übernächsten Regulierungsbehörde berücksichtigt werden. Erst dann würden diese Entwicklungen zu höheren Erlösen führen. Denn Investitionen aufgrund einer veränderten Versorgungsaufgabe würden im Regelverfahren der Anreizregulierung erst in der Kostenerhebung des nächsten Basisjahres berücksichtigt [23]. Über den Erweiterungsfaktor wird hingegen sichergestellt, dass eine Änderung in der Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers auch während einer Regulierungsperiode berücksichtigt wird (z.B. im Fall des Anschlusses eines Gewerbegebietes an das Netz). Solche Kosteneffekte werden bei Vorliegen der weiteren Voraussetzungen über den Erweiterungsfaktor erfasst [24].
- Damit die Entwicklungskosten über den Erweiterungsfaktor berücksichtigt werden, müsste eine nachhaltige Änderung in der Versorgungsaufgabe vorliegen. Dies ist der grundsätzliche Anknüpfungspunkt<sup>94</sup>. Unerheblich ist hingegen, ob und in welchem Umfang sich die Investitionen in „innovative Netztechnologien“ amortisieren. Zwar würden dadurch unter Umständen der konventionelle Netzausbau vermieden und neu anfallende Kosten geringer ausfallen [25, p. 333]. Allerdings bleibt das grundsätzliche Erfordernis der

.....  
<sup>94</sup> [168] mit Verweis auf [164]; siehe zum Erfordernis „neuer“ Versorgungsaufgaben [68, p. 9 Leitgedanke 5].

geänderten Versorgungsaufgabe. In Betracht kommt insbesondere, dass die notwendige Integration von Windenergie und Photovoltaik als „primäre Treiber“ zu einer Veränderung der Versorgungsaufgabe führen<sup>95</sup>.

Die Versorgungsaufgabe wird nach der Fläche des versorgten Gebietes und nach den von den Netzkunden bestimmten Anforderungen an die Versorgung mit Strom bestimmt, die sich auf die Netzgestaltung unmittelbar auswirken, § 10 Abs. 2 Satz 1 ARegV. Neben der Fläche des Versorgungsgebietes sind als weitere Parameter die Anzahl der Anschlusspunkte und die Jahreshöchstlast relevant, § 10 Abs. 2 Satz 2 ARegV. Zusätzlich können neben den Anschlusspunkten unter bestimmten Voraussetzungen die Einspeisepunkte berücksichtigt werden, um dem Zubau dezentraler Stromerzeugungsanlagen angemessen Rechnung zu tragen, § 10 Abs. 2 Satz 2 Ziffer 4 i.V.m. § 32 Abs. 1 Ziffer 3 ARegV [26]. Denn der zunehmende Ausbau dezentraler Stromerzeugungsanlagen (insbesondere Photovoltaikanlagen) führt dazu, dass die in der Formel zur Ermittlung des Erweiterungsfaktors aufgeführten Parameter eine mögliche Veränderung der Versorgungsaufgabe mitunter nicht adäquat abbilden, vgl. Anlage 2 zu § 10 ARegV. Die zusätzliche Berücksichtigung von Einspeisepunkte basiert auf einer durch die Bundesnetzagentur in Auftrag gegeben Untersuchung [27]. Die Zunahme dezentraler Erzeugungsanlagen soll bei Überschreiten bestimmter Schwellenwerte bei der Ermittlung der Jahreshöchstlast angemessen berücksichtigt werden [28]. Die „Versorgungsaufgabe“ definiert sich demnach durch alle für die Netzgestaltung relevanten und vom Netzbetreiber nicht beeinflussbaren Merkmale des Versorgungsgebiets, wie die kundenseitigen Anforderungen (Anschlusspunkte, Leistungs- und Energiebedarf bzw. -einspeisung) und die Gebietseigenschaften, wie mögliche Leitungstrassen, mögliche Standorte für Umspannanlagen, Bodeneigenschaften etc. [29, p. 183].

Eine nachhaltige Änderung der Versorgungsaufgabe liegt vor, wenn sich einer oder mehrere der vorbezeichneten Parameter dauerhaft und in erheblichem Umfang geändert haben. Hierbei sind Änderungen der Versorgungsaufgabe nur dann als „dauerhaft“ anzusehen, wenn sie für den Rest der Regulierungsperiode Bestand haben. Temporäre Effekte, wie sie z.B. witterungsbedingt bei der Jahreshöchstlast auftreten können, stellen keine dauerhafte und damit auch keine nachhaltige Veränderung der Versorgungsaufgabe dar [30]. Eine Änderung in erheblichem Umfang wird in der Regel angenommen, wenn sich die Gesamtkosten des Netzbetreibers nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile um mindestens 0,5 Prozent erhöhen, § 10 Abs. 2 Satz 3 ARegV (Erheblichkeitsgrenze) [31].

<sup>95</sup> Vgl. [25, p. 54]; siehe zu einer „Berücksichtigung geänderter Versorgungsaufgaben der Verteilnetzbetreiber“ und den Herausforderungen, die Netze angesichts des Finanzbedarfs für Mess-, Steuer- und Regeltechnik sowie IKT-Komponenten „smarter“ zu machen, die Ausführungen bei [68, pp. 26, 27].



- Bei den Entwicklungskosten der Verteilnetzbetreiber handelt es sich jedoch nicht um solche, die einer nachhaltigen Veränderung der Versorgungsaufgabe Rechnung tragen würden. Es ändert sich weder der Umfang der Versorgungsaufgabe noch deren Struktur. Es geht vielmehr darum, bei gleichbleibender Versorgungsaufgabe den Netzbetrieb mittels neu zu entwickelnder Technologie zu effektivieren. Die Entwicklungskosten werden demnach in der Regel nicht vom Erweiterungsfaktor erfasst.

### C. Investitionsmaßnahmen

Entwicklungskosten der Verteilnetzbetreiber sind keine genehmigungsfähigen Investitionsmaßnahmen im Sinne von § 11 Abs. 2 Ziffer 6 i.V.m. § 23 Abs. 1, 6 und/oder 7 ARegV.

- Die Entwicklungskosten sind nicht von § 23 Abs. 1 ARegV erfasst. Hiernach berücksichtigungsfähige Investitionen betreffen nur Investitionen in Übertragungs- und Fernleitungsnetze. Die Verteilnetzbetreiber betreiben in der Regel keine Übertragungs- und/oder Fernleitungsnetze. Der Anwendungsbereich ist deshalb nicht eröffnet.
- Der § 23 Abs. 6 ARegV ist ebenfalls nicht einschlägig. Voraussetzung wäre, dass die Entwicklungskosten Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen darstellen, die durch die Integration von Anlagen nach dem EEG oder nach dem KWKG oder zur Durchführung bestimmter Maßnahmen nach § 23 Abs. 1 ARegV oder für den Anschluss bestimmter Stromerzeugungsanlagen notwendig werden, § 23 Abs. 6 ARegV. Diese Voraussetzung ist aus zwei Gründen nicht erfüllt. Zum einen ist für die praktische Relevanz zu konstatieren, dass diese Anspruchsgrundlage zu „*ex-ante Investitionsbudgets*“ im Gegensatz zum sonst grundsätzlich geltenden *ex-post* Benchmarking auf Verteilnetzbetreiber bisher kaum Anwendung findet [25, pp. 267, 293]. Zum anderen sind die Entwicklungskosten keine Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen.

Was unter entsprechenden Investitionen zu verstehen ist, wird in der ARegV nicht abschließend definiert. Der §23 Abs. 1 Satz 2 ARegV benennt in Ziffern 1 bis 9 die wichtigsten Regelbeispiele für genehmigungsfähige Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen. Dies sind unter anderem Netzausbaumaßnahmen für den Anschluss von Stromerzeugungsanlagen, die Integration von EEG-Anlagen oder Maßnahmen zur Netzoptimierung. Soweit es um Maßnahmen zur Netzoptimierung geht, betreffen sie in der Regel die derzeit bekannten technischen Möglichkeiten. Sofern zukünftig vergleichbare Techniken zur Netzoptimierung entwickelt werden, könnten auch sie Gegenstand von Investitionsmaßnahmen sein, soweit dadurch andere Erweiterungsmaßnahmen vorübergehend oder dauerhaft vermieden werden [32, p. 67]. Darüber hinaus beziehen sich die Erweiterungsinvestitionen in der Regel auf Maßnahmen, die das bestehende Netz erweitern oder vergrößern. Dabei beschränkt sich die Vergrößerung nicht auf die physikalische Netzlänge, sondern umfasst auch die Maßnahmen zur Schaffung von größerem Kapazitäts- oder Transportmengen-volumen [33, p. 3], [34].

Zusammenfassend gilt für die Abgrenzung: Ändert sich der Umfang der Versorgungsaufgabe, handelt es sich um Erweiterungsinvestitionen. Ändert sich die Struktur der Versorgungsaufgabe, handelt es sich um Umstrukturierungsinvestitionen [35].

- Wie bereits zum Erweiterungsfaktor ausgeführt, sind die Entwicklungskosten aber weder auf eine Änderung im Umfang noch auf eine Änderung in der Struktur der Versorgungsaufgabe zurückzuführen. Stattdessen soll durch die Entwicklung neuer Technologien vor allem die Effizienz der Netze gesteigert werden. An dieser Zielsetzung scheitert regelmäßig die Berücksichtigung von Entwicklungskosten als Erweiterungs- und/oder Umstrukturierungsinvestition.

#### D. Investitionszuschlag und Effizienzwert

- Entwicklungskosten sind nicht als pauschalierte Investitionszuschläge zu berücksichtigen, § 11 Abs. 2 Ziffer 12 i.V.m. § 25 ARegV. Die Investitionszuschläge in diesem Sinne sollen Anreize für Ersatzinvestitionen und gegebenenfalls für Erweiterungsinvestitionen schaffen. Es handelt sich bei den Entwicklungskosten aber weder um Investitionen in den „Ersatz“ noch in die Erweiterung bestehender Netze. Dass die Entwicklungskosten nicht der „Erweiterung“ dienen, wurde oben bereits dargestellt. Darüber hinaus handelt es sich auch nicht um Kosten, die dem „Ersatz“ bestehender Anlagen dienen [36]. Denn bestehende Technologie soll nicht durch gleichwertige ersetzt, sondern es soll neue Technologie entwickelt werden<sup>96</sup>.
- Es kommt keine Qualifizierung der Entwicklungskosten als vorübergehend nicht beeinflussbare Kostenanteile im Sinne von § 11 Abs. 3 ARegV in Betracht.

Als solche Kostenanteile gelten die mit einem bereinigten Effizienzwert multiplizierten Gesamtkosten, wobei der Effizienzwert sich aus der Ermittlung von Ineffizienzen ergibt, § 15 Abs. 1 ARegV. Die Ineffizienzen setzen voraus, dass Besonderheiten in der Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers bestehen, die kostenmäßig zu berücksichtigen sind. Eine Besonderheit wäre anzunehmen, wenn entsprechende strukturelle Umstände bestehen [37]. Zusätzlich unterstreicht das Gesetzgebungsverfahren zu § 15 Abs. 1 Satz 1 ARegV die Eigenschaft dieser Norm als eng auszulegende Ausnahmegesetz. Die Tatbestandsvoraussetzung für ihren Anwendungsbereich wurde um das „Vorliegen außergewöhnlicher struktureller Umstände“ ergänzt [38]. Zusätzlich müsste eine Erheblichkeitsschwelle überschritten sein [39]. Solche außergewöhnlichen strukturellen Umstände liegen den Entwicklungskosten aber nicht zu Grunde. Der Anwendungsbereich ist deshalb nicht eröffnet, ohne dass es auf eine Erheblichkeit der Kosten ankäme.

<sup>96</sup> Kritisch zur Anwendung des § 23 ARegV auf Ersatzinvestitionen insgesamt [169].

## E. Spezielle Regelung zu Forschungs- und Entwicklungskosten

Auf Grundlage der vorbezeichneten Ausführungen handelte es sich auf Grundlage der ARegV a.F. bei den Entwicklungskosten um beeinflussbare Kostenanteile, § 11 Abs. 4 ARegV. Sie fanden im Rahmen der Erlösobergrenze keine angemessene Berücksichtigung<sup>97</sup>. Um dem Bedürfnis nach einer entsprechenden Anerkennung solcher Entwicklungskosten gleichwohl nachzukommen, sahen verschiedene Überlegungen eine Anpassung des gesetzlichen Rahmens vor, wonach für Investitionen in Forschung und Entwicklung ein Zuschlag auf die Erlösobergrenze gewährt werden sollte [40], [41].

Ein erster Schritt in diese Richtung ist getan. Das Bundeskabinett beschloss am 29.05.2013 den Entwurf einer Verordnung zur Änderung von Verordnungen auf dem Gebiet des Energiewirtschaftsrechts (Entwurf Verordnung Energiewirtschaftsrecht). Insbesondere sollen „Forschungs- und Entwicklungskosten im Rahmen der Netzentgeltgenehmigung berücksichtigt werden (können)“ [42]. Danach ist auf Antrag des Netzbetreibers von der Regulierungsbehörde ein Zuschlag für Kosten aus „Forschung und Entwicklung“ in die Erlösobergrenze für das jeweilige Kalenderjahr einzubeziehen. Dieser Zuschlag beträgt 50 Prozent bestimmter Kosten, die im Rahmen der staatlichen Energieforschungsförderung als berücksichtigungsfähig definiert werden und die durch eine zuständige Behörde eines Landes oder des Bundes bewilligt wurde und fachlich betreut wird. Hingegen bleiben solche Kosten unberücksichtigt, die bereits bei der Bestimmung des Ausgangsniveaus der Erlösobergrenze (§ 6 ARegV) oder als Teil einer Investitionsmaßnahme (§ 23 ARegV) berücksichtigt wurden [43, p. 11]. Durch die Bezugnahme des Zuschlages auf die Kosten von Vorhaben, die im Rahmen der staatlichen Energieforschung berücksichtigt werden, sollen die danach geltenden Kriterien auch in der Förderquote Berücksichtigung finden. Dies sind zusammenfassend [44, p. 24]

- Wirksamkeit des Instruments,
- Effizienz,
- Ausgewogenheit,
- Transparenz sowie
- Bereitstellung der Ergebnisse für die Allgemeinheit.

Der Bundesrat stimmte in seiner Sitzung vom 05.07.2013 dem insoweit unveränderten Entwurf Verordnung Energiewirtschaftsrecht zu (vgl. zu den teilweise abweichenden Empfehlungen der Ausschüsse [45, p. 33] und zum Beschluss [46]). Die Neuregelung zu Forschungs- und Entwicklungskosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile in dem vorbezeichneten Rahmen findet sich nunmehr in § 11 Abs. 2 Ziffer 12a i.V.m. § 25a ARegV.

.....  
<sup>97</sup> Vgl. zum Detail einer erforderlichen gutachterlichen Untersuchung des „Finanzbedarfs für den Ausbau der Verteilnetze“, soweit er nicht aus Rückflüssen der bestehenden Erlösobergrenze zu finanzieren sei, [68, p. 24].

Darüber hinaus verbleibt es jedoch dabei, dass Entwicklungskosten, die von § 25a ARegV nicht erfasst werden, beeinflussbare Kostenanteile bleiben und in der Erlösobergrenze nicht berücksichtigt werden.

### 18.2.7 Detail 7: ARegV und Verfahrensfragen

#### A. „Erhebliche“ Kosten

Nach § 23 Abs. 6 Satz 2 ARegV können die Investitionsmaßnahmen der Verteilnetzbetreiber i.S.d. § 23 Abs. 6 Satz 1 ARegV nur genehmigt werden, wenn sie mit „erheblichen“ Kosten verbunden sind. Teilweise wird deshalb gefordert, Verteilnetzbetreibern die Möglichkeit einzuräumen, kleinere Investitionsprojekte zu bündeln und diese insgesamt als eine Investitionsmaßnahme genehmigen zu lassen oder aber § 23 ARegV in vollem Umfang für Verteilnetzbetreiber Anwendung finden zu lassen [47], [48].

Entsprechend sah der Entwurf Verordnung Energiewirtschaftsrecht vor, dass auch Betreibern von Verteilernetzen Investitionsmaßnahmen durch die Regulierungsbehörde für Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen in die Hochspannungsebene genehmigt werden, soweit diese Investitionen zur Stabilität des Gesamtsystems, für die Einbindung in das nationale oder internationale Verbundnetz oder für einen bedarfsgerechten Ausbau des Energieversorgungsnetzes nach § 11 EnWG notwendig sind [49, p. 11]. Zumindest für diesen Anwendungsbereich sah der Vorschlag keinen Verweis auf § 23 Abs. 6 Satz 2 ARegV und damit auf die Erforderlichkeit von „erheblichen“ Kosten vor. Im Umkehrschluss heißt dies, dass die Genehmigung der vorbezeichneten Maßnahmen auch dann erfolgreich beantragt werden kann, wenn das Kriterium der „Erheblichkeit“ nicht erfüllt ist. Der Beschluss des Bundesrates vom 05.07.2013 zum Entwurf Verordnung Energiewirtschaftsrecht sah die Zustimmung zum unveränderten Entwurf der Verordnung Energiewirtschaftsrecht vor, insoweit es die vorbezeichnete Neuregelung betrifft [46]. Sie findet sich nun in § 23 Abs. 7 ARegV.

Darüber hinaus verbleibt es bei der Voraussetzung von „erheblichen“ Kosten für Investitionsmaßnahmen nach § 23 Abs. 6 Satz 1 ARegV.

#### B. Zeitfaktor

Das Genehmigungsverfahren zur Anerkennung von Kosten in der Erlösobergrenze ist zeitintensiv. Nach § 4 Abs. 3 Satz 1 Ziffer 2 ARegV erfolgt bei einer Änderung von nicht beeinflussbaren Kostenanteilen im dort genannten Sinne eine Anpassung der Erlösobergrenzen jeweils zum 1. Januar eines Kalenderjahres. Je nach Kostenanteil ist auf die jeweils im vorletzten Kalenderjahr entstandenen Kosten abzustellen oder auf das Kalenderjahr, auf das die Erlösobergrenze Anwendung finden soll. Dieser Mechanismus

führt dazu, dass – je nach Fallkonstellation – Verteilnetzbetreiber „bis zu sieben Jahre auf ihr Geld warten (müssen)“<sup>98</sup>.

Teilweise wird die Vereinfachung und Modifizierung des Genehmigungsverfahrens insgesamt und insbesondere zur Genehmigung von Investitionsmaßnahmen nach § 23 Abs. 3 ARegV gefordert. Unter anderem wird eine Verkürzung der Frist in § 23 Abs. 3 Satz 1 ARegV von neun Monaten vor Beginn des Kalenderjahres auf sechs Monate vorgeschlagen [47]. Aus „dem Kreis der Bundesländer“ wurde zudem der Vorschlag eines „jährlichen Kapitalkostenabgleiches“ unterbreitet. Die Eckpunkte lauten auf (i) eine jährliche Anpassung der Erlösobergrenze unter Berücksichtigung der Entwicklung kapitalgebundener Kosten (Abschreibungen, Zinsen, Gewerbesteuer), (ii) bestimmte Planwerte mit einem späteren Plan-/Ist-Abgleich sowie (iii) die Deckung von zuwachsenden operativen Kosten über eine Pauschale, abhängig von der Investitionssumme [50, p. 13]. Die Vorteile des Kapitalkostenabgleiches seien (i) leichte Verständlichkeit, (ii) volle Kostenerstattung, (iii) Verknüpfung der Erlösobergrenze mit einer Investitionstätigkeit, (iv) verwaltungsökonomische Einfachheit, (v) Ersatz komplizierter Investitionsmaßnahmen (Budgets) und des Erweiterungsfaktors sowie (vi) Berücksichtigung des jeweiligen Investitionsvolumina. Nachteilig könnten sich allenfalls auswirken (i) durch Umstellung verunsicherte Investoren, (ii) Preisgabe des Einsparanreizes der Budgetierung, (iii) Aufgabe des Gesamtkostenbenchmarks und der Effizienzprüfung, (iv) Effizienzdruck auf operativen Kosten sowie (v) fraglicher Anreiz, im Basisjahr hohen Reparaturaufwand zu generieren, innerhalb der Regulierungsperiode hingegen auch Reparaturen zu aktivieren [50, pp. 14, 15].

Zwar sah der Entwurf Verordnung Energiewirtschaftsrecht vor, dass auch Betreibern von Verteilernetzen Investitionsmaßnahmen für Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen in die Hochspannungsebene genehmigt werden [49, p. 11]. Dies betreffe aber lediglich die Verschiebung der „Ungleichbehandlung der Netzbetreiber (...) um eine Netzebene nach unten (...)“. Der Vorschlag eröffne darüber hinaus nicht den Anwendungsbereich der ARegV für „ein Einfließen von Investitionskosten in die kalenderjährlichen Erlösobergrenzen ohne Zeitverzug“ [51, p. 37 Begründung]. Deshalb wurden zusätzliche Änderungen vorgeschlagen, die

„die Schaffung eines verursachungsgerechten, effizient handhabbaren und für alle Betreiber der Energieversorgungsnetze einheitlich geltenden Mechanismus zur Berücksichtigung von Investitionskosten zum Gegenstand (haben), der während des Laufes der Regulierungsperiode eine Anpassung der kalenderjährlichen Erlösobergrenzen unter Vermeidung eines Zeitversatzes ermöglicht“.

<sup>98</sup> [161]; zum Zeitverzug („t-2“- und „t5“-Effekt) und dadurch geschaffene „Sockeleffekte“ als Resultat einer verzögerten Erlösanpassung hinsichtlich von Kostenänderungen vgl. [25, pp. 256 ff., 271 ff.].

Im Kern sah der zusätzlich vorgeschlagene Mechanismus

„eine vereinfachte jährliche Anpassung der Kapitalkosten (CAPEX) und der dadurch bedingten operativen Kosten (OPEX) ohne Zeitversatz während der laufenden Regulierungsperiode vor“ (Investitionsmodell) [52, pp. 30 ff., Begründung 36 ff.].

Diesem zusätzlich vorgeschlagenen Mechanismus folgte der Bundesrat in seinem Beschluss vom 05.07.2013 allerdings nicht, so dass es zu dem Detail des Zeitfaktors insoweit keine maßgebliche Änderung gibt [46].

Zusätzlich sah der vorzitierte Beschluss jedoch eine EntschlieÙung des Bundesrates zu diesem Detail vor. Darin stellt der Bundesrat klar, dass

- „im Zuge der Umsetzung der beschleunigten Energiewende ein erheblicher Investitionsbedarf seitens der Betreiber der Energieversorgungsnetze besteht, beispielsweise für die Netzintegration von Photovoltaik- und Windenergieanlagen sowie für die Errichtung intelligenter Netze (sogenannte smart grids)“,
- „die bei sämtlichen Betreibern der Energieversorgungsnetze anfallenden Kosten für Erweiterungs-, Umstrukturierungs- und Ersatzinvestitionen im Interesse einer erfolgreichen Umsetzung der beschleunigten Energiewende und zur Verhinderung von Investitionshemmnissen auch während des Laufes einer Regulierungsperiode der Anreizregulierung ohne Zeitversatz in den kalenderjährlichen Erlösbergrenzen berücksichtigt werden müssen“,
- „die gegenwärtig in der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) vorgesehenen Instrumente zur Berücksichtigung von Investitionskosten in den kalenderjährlichen Erlösbergrenzen während des Laufes einer Regulierungsperiode – der sogenannte Erweiterungsfaktor und die sogenannte Investitionsmaßnahme – den künftigen Anforderungen der beschleunigten Energiewende nicht gewachsen sein werden“.

Der Bundesrat fordere die Bundesregierung daher auf,

- „die geltenden Vorschriften der ARegV zur Berücksichtigung von Investitionskosten in den kalenderjährlichen Erlösbergrenzen während des Laufes einer Regulierungsperiode baldmöglichst durch einen neuen Mechanismus zu ersetzen“ [53, p. 31 ff.], [54, pp. 30 ff., Begründung 36 ff.], [55], [56].

### 18.2.8 Detail 8: Anlagenbetreiber und Kosten des Netzausbaus

#### A. Ausgangspunkt

Fraglich ist, ob und in welchem Umfang die Betreiber von Anlagen zur Gewinnung von Strom aus erneuerbaren Energien an den Kosten des Netzausbaus oder der Netzverstärkung beteiligt werden können. Teilweise wird diskutiert, eine solche Beteiligung zu regeln, beispielsweise durch eine „Sonderabgabe“ [57] oder durch ein „Netzstabilisierungsentgelt“ [58]. Auch könnte die Beteiligung in Gestalt eines Baukostenzuschusses in Betracht kommen.

Anknüpfungspunkt ist die Privilegierung der Anlagenbetreiber nach §§ 8, 9 EEG. Danach hat der Anlagenbetreiber gegen den Netzbetreiber Anspruch auf vorrangige Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms sowie auf Netzoptimierung, -verstärkung und -ausbau. Deshalb sei er auf angemessene Weise an den Kosten hierfür zu beteiligen.

Dessen ungeachtet regelt hingegen § 13 EEG, dass der Anlagenbetreiber grundsätzlich nur die Kosten des Netzanschlusses zu tragen hat, wohingegen der Netzbetreiber die Kosten der Optimierung, Verstärkung und des Ausbaus des Netzes trägt, § 14 EEG. Zudem ist die Abgrenzungsregelung in § 9 Abs. 2 EEG zu beachten. Die Pflicht zur Erweiterung der Netzkapazität, die vom Netzbetreiber zu zahlen ist, erstreckt sich „auf sämtliche für den Betrieb des Netzes notwendigen technischen Einrichtungen sowie die im Eigentum des Netzbetreibers stehenden oder in sein Eigentum übergehenden Anschlussanlagen“.

## **B. Wertung des Gesetzgebers**

Der Gesetzgeber wollte mit der Regelung zu den Anschlusskosten gem. § 13 EEG „die besten ökonomischen Signale zur Netzintegration dezentraler Anlagen“ senden. Das gewählte System der sog. flachen Anschlusskosten Sorge dafür, dass „die Kosten für Anlagenbetreiber möglichst niedrig sind, die Marktzutrittsschranken so niedrig wie möglich gehalten werden, die Kalkulation einfach und transparent ist und die Transaktionskosten bei Anlagen- und Netzbetreibern reduziert“. Insgesamt begünstige die Regelung einen hohen Anteil dezentraler Anlagen an der Gesamtstromerzeugung. Die energierechtlichen Vorgaben zu Diskriminierungsfreiheit, Transparenz und Objektivität würden im besonderen Maße erfüllt [10, p. 48].

Insbesondere wählte der Gesetzgeber kein sog. tiefes Anschlussgebührensysteem. Hiernach hätte der Anlagenbetreiber alle Kosten zu tragen, die mit dem Anschluss seiner Anlage verbunden sind. Dies würde auch die Kosten der Kapazitätserweiterung umfassen. Genauso wenig wählte der Gesetzgeber ein anderweitiges Mischsystem, das eine anteilige Kostenübernahme durch den Anlagenbetreiber einerseits und den Netzbetreiber andererseits vorsieht. Stattdessen beruht die Kostentragungsregelung „auf einer klaren Sphärenaufteilung zwischen Anlagenbetreiber (bis zum Netzanschlusspunkt) und Netzbetreiber (ab dort)“ [59].

## **C. Abweichende Vereinbarungen oder Regelungen**

Von dieser Systematik abweichenden Vereinbarungen sind gesetzliche Grenzen gesetzt. Grundsätzlich darf von den Bestimmungen des EEG nicht zu Lasten der Anlagenbetreiber oder des Netzbetreibers abgewichen werden, § 4 Abs. 2 Satz 1 EEG. Hiernach sind insbesondere Vereinbarungen zwischen Anlagen- und Netzbetreiber über eine stärkere Kostenbeteiligung des Anlagenbetreibers bei Maßnahmen zur Erweiterung der Netzkapazität als problematisch zu bewerten. Denn da jedwede, von der gesetzlichen Systematik abweichende Kostentragung durch den Anlagenbetreiber eine Vereinbarung

„zu dessen Lasten wäre“, „darf“ dies nicht vereinbart werden. In der Konsequenz droht die Nichtigkeit des jeweiligen Rechtsgeschäfts, § 134 BGB<sup>99</sup>.

Gleichermaßen problematisch sind von dieser Systematik abweichende untergesetzliche Normen, beispielsweise Satzungen oder Rechtsverordnungen. Denn wegen des Vorranges des EEG als parlamentarischen Gesetzes gegenüber anderen staatlichen Rechtsnormen müssten letztere zumindest unangewendet bleiben [60]. Die Rechtsfolge der Unwirksamkeit untergesetzlicher Normen folgte hingegen unmittelbar aus § 4 Abs. 2 EEG, meinte man, diese Verbotsnorm umfasse nicht nur Verträge (beispielsweise zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber), sondern auch hoheitliche Regelungen [61].

## 18.2.9 Detail 9: Technische Bedingungen der „Netze“

### A. (n-1)-Kriterium für Übertragungs- und Verteilnetze

Jedenfalls die Übertragungsnetze werden nach Maßgabe des (n-1)-Kriteriums errichtet. Dies besagt, dass die Netzsicherheit „bei prognostizierten planungs- und bemessungsrelevanten Übertragungs- und Versorgungsaufgaben sowohl bei Ausfall als auch bei betrieblicher Abschaltung eines Betriebsmittels (...) gewährleistet bleibt“ [62, pp. 3, 13], [63]. Fällt demnach ein schutztechnisch abgegrenztes Betriebsmittel aus oder kommt es zu betrieblichen Abschaltungen, sind (i) dauerhafte Grenzwertverletzungen hinsichtlich Netzbetriebsgrößen und Betriebsmittelbeanspruchungen, (ii) Versorgungs- und Einspeiseunterbrechungen, (iii) Folgeauslösungen und Störungsausweitungen sowie (iv) Stabilitätsverlust der Netze und von Erzeugungseinheiten ausgeschlossen [62, p. 13].

Losgelöst von der Definition als Höchst- oder Hochspannungsnetz (380 kV, 220 kV und 110 kV) werden zudem „überregionale Elektrizitätsversorgungsnetze (...) nach dem n-1-Kriterium betrieben“ [64, p. 40]. Dies erfasst zumindest begrifflich auch Verteilnetze der Hochspannung. Denn sie können im Einzelfall der überregionalen Energieversorgung dienen.

Darüber hinaus werden „Mittelspannungsnetze (...) gemäß dem (n-1)-Kriterium im Allgemeinen redundant mit Umschaltreserve aufgebaut, so dass nach Einfachfehlern die Versorgung aller Stationen über einen weiteren Versorgungsweg gewährleistet ist“. Diese Netzstrukturen sind regelmäßig auf Ring- oder Strangstrukturen mit einzelnen Stichen zurückführen. Das (n-1)-Kriterium wird demnach üblicherweise auch auf Mittelspannungsebenen als allgemein anerkannte Regeln der Technik eingehalten<sup>100</sup>.

<sup>99</sup> Zur Rechtsfolge der Nichtigkeit [193].

<sup>100</sup> [162, p. 6 Ziffer 4.2.2]; vgl. zu den Vorgaben einer Anwendbarkeit beispielsweise [159], wonach „das (n-1)-Kriterium bei der Errichtung, beim Betrieb und der Erhaltung der Höchst-, Hoch- und Mittelspannungsnetze anzustreben ist“.



## B. (4.) Ergänzung zur Mittelspannungsrichtlinie

Die technische Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz – Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ wurde im Juni 2008 durch den BDEW herausgegeben [65]. Sie gilt generell für neu an das Mittelspannungsnetz eines Netzbetreibers anzuschließende Erzeugungsanlagen. Sie gilt außerdem für bestehende Erzeugungsanlagen, an denen wesentliche Änderungen durchgeführt werden (z.B. Repowering) [65, p. 3 Ziffer 1]. Zuletzt wurde die Mittelspannungsrichtlinie mit Gültigkeit zum 01.01.2013 geändert. Dazu wurden Regelungen und Übergangsfristen für bestimmte Anforderungen in Ergänzung der Mittelspannungsrichtlinie getroffen [66]. Unter anderem gelten bestimmte Anforderungen an die Blindleistungsbereitstellung von Erzeugungsanlagen ab dem 01.01.2014. Hiernach müssen neu erstellte und revidierte Einheiten- und Anlagenzertifikate Angaben der zu erwartenden Reduzierung der Wirkleistung enthalten [66, p. 5 Ziffer 2.2].

### 18.3 SMART GRID

Als Kernelemente des regulierungsrechtlichen Rahmens zu Smart Grid kristallisierten sich die nachfolgenden Details heraus.

#### 18.3.1 Detail 10: Betrieb durch Verteilnetzbetreiber

Fraglich ist, ob und in welchem Umfang sich die Verteilnetzbetreiber an dem Betrieb eines Smart Grid beteiligen dürfen.

Für die Beschreibung zulässiger Aufgaben der Verteilnetzbetreiber in diesem Zusammenhang ist es zunächst wichtig, den Begriff des „Smart Grid“ zu definieren. Er soll nicht als „Universalmetapher“ für alle Lösungsansätze verstanden werden, die der Bekämpfung von Klimaproblemen „mittels verstärkten Einsatzes von erneuerbaren Energien und der dadurch notwendigen Lösung von mannigfaltigen Integrationsproblemen dieser kaum nachfrageabhängig bereitstellbaren fluktuierenden Erzeugungsform“ dienen. Vielmehr ist Smart Grid „ein Energienetzwerk, welches das Verbrauchs- und Einspeise-Verhalten aller Marktteilnehmer, die mit ihm verbunden sind, integriert“. Es stellt ein „ökonomisch effizientes, nachhaltiges Versorgungssystem mit dem Ziel niedriger Verluste und hoher Verfügbarkeit dar“ [67, p. 12 m.w.N.]. Bei der Betrachtung des Smart Grid ist es zudem wichtig, zwischen dem „Netzfokus“ und dem „Marktfokus“ zu differenzieren, um einer „allzu ausufernden Begriffsdefinition“ Einhalt zu gebieten. Smart Grids sollen den Netzfokus verfolgen, Smart Markets den Marktfokus [68, pp. 4 und 5, Ziffer 1 sowie p. 6, Ziffer 2]. Kern der Abgrenzung zwischen Netz- und Marktfokus ist die Unterscheidung, ob es sich um „Netzkapazitäten (kW)“ oder um „Energienmengen (kWh)“ handelt. Netzaspekte treten dann zurück, wenn alternative Lösungen bestehen, „mit denen Netzprobleme durch Handeln im Markt vermieden oder auf ein Minimum begrenzt werden können, ohne dass es dazu regulatorischer Eingriffe bedarf“ [68, pp. 4 und 5, Ziffer 1 sowie p. 6, Ziffer 2].

Anknüpfungspunkt für die Bewertung der Rolle der Verteilnetzbetreiber ist sodann die gesetzliche Aufgabe der Verteilnetzbetreiber. Die Verteilnetzbetreiber sind verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist, § 11 Abs. 1 Satz 1 EnWG. Sie sollen unter anderem für einen angemessenen Schutz gegen Bedrohungen für Telekommunikations- und elektronische Datenverarbeitungssysteme sorgen, die der Netzsteuerung dienen, § 11 Abs. 1a Satz 1 EnWG [69].

Zusätzlich ist eine sich ändernde Ausgangsposition der Verteilnetzbetreiber zu berücksichtigen. Verteilten Netze der unteren und mittleren Spannungsebene vormals „Energien von den oberen Spannungsebenen an die Letztverbraucher“, so übernehmen Verteilnetzbetreiber mehr und mehr die Aufgabe, „die auf Nieder- und Mittelspannungsebene von dezentralen Anlagen erzeugten Strommengen aufzunehmen, zu verteilen und gegebenenfalls auch an die jeweils darüber gelegene Spannungsebene abzuführen“ [68, p. 17].

Konsequent darf der Verteilnetzbetreiber jedenfalls diejenigen Aufgaben des Smart Grid wahrnehmen, die sich auf den Netzfokus beziehen. Soweit auch marktseitige Aktionen in den Fokus geraten, ist gegebenenfalls nach einem Schwerpunkt der Maßnahme zu fragen. Jedenfalls überwiegend oder rein marktbezogene Tätigkeiten sind unzulässig<sup>101</sup>.

### 18.3.2 Detail 11: Unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen

Nach § 14a Satz 1 EnWG haben

„Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen (...) denjenigen Lieferanten und Letztverbrauchern im Bereich der Niederspannung, mit denen sie Netznutzungsverträge abgeschlossen haben, ein reduziertes Netzentgelt zu berechnen, wenn ihnen im Gegenzug die Steuerung von vollständig unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen, die über einen separaten Zählpunkt verfügen, zum Zweck der Netzentlastung gestattet wird.“

Die Steuerung muss für die Verpflichteten „zumutbar“ sein. Sie kann entweder durch den Netzbetreiber oder durch Dritte auf dessen Geheiß erfolgen, § 14a Satz 3 EnWG. Dritte in diesem Sinne sind beispielsweise der Messstellenbetreiber oder Lieferanten [70, p. 185 Begründung].

Die Vorschrift schafft „erste Voraussetzungen für eine intelligente Netzsteuerung im Bereich der Verteilnetze“. Sie soll Anreize für Verbraucher und Lieferanten bieten, unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen besser „in ein attraktives Tarifangebot“ zu integrieren. Den Verbrauchern sollen „besonders interessante Verträge über die Belieferung mit Strom gemacht werden können“ [70, p. 184 Begründung].

.....  
<sup>101</sup> Zu den Grenzen siehe insbesondere Detail 12.

Systematisch ist die Norm zwar hinsichtlich der in ihr angelegten Ermächtigung isoliert und nur für sich selbst zu betrachten. Allerdings steht sie auch im Zusammenhang mit anderen Neuregelungen vergleichbarer Zielsetzungen [70, p. 184 Begründung]. Dies sind beispielsweise die Vorschriften zum Messsystem nach §§ 21b ff. EnWG und die Vorgaben an Lieferanten, gegenüber Letztverbrauchern mittels bestimmter Tarife Anreize für eine Energieeinsparung oder die Steuerung des Energieverbrauches zu setzen, § 40 Abs. 5 EnWG.

Zwar teilt die Bundesregierung das Ziel des Bundesrates, den „Aufbau intelligenter Netze zu fördern“. Allerdings folgte die Bundesregierung nicht dem Vorschlag des Bundesrates zur Konkretisierung der unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen sowie zur Bestimmung einer Höhe der Netzentgeltreduzierung in § 14a EnWG. Der Bundesrat hatte vorgeschlagen, die Reduzierung „auf zwanzig Prozent“ vorzugeben und als Verbrauchseinrichtungen außerdem „Haushaltsgeräte, Wärmepumpen, Klimaanlage sowie Einrichtungen für die Speicherung von elektrischer Energie“ in den Gesetzestext einzufügen. Wenngleich die Bundesregierung keine inhaltlichen Bedenken gegen die Übernahme dieser Formulierungen vorbrachte, war sie der Meinung, dass durch derartige „Bestimmungen zu Gerätegruppen (...) Festlegungen zur Höhe der Netzentgeltreduzierung“ sowie „Eingrenzungen von Befugnissen unterschiedlicher Marktrollen“ entgegen der von § 14a EnWG in Verbindung mit der Ermächtigungsgrundlage in § 21i Abs. 1 Ziffer 9 EnWG vorbehaltenen Verordnung geregelt würden. Die Einzelregelungen seien nach „umfassender Analyse und Abstimmung mit den betroffenen Kreisen“ aufzunehmen und durch eine „vorschnelle Festlegung im Gesetz würden diese Möglichkeiten verschlossen“ [71, pp. 14, 15, 23].

### 18.3.3 Detail 12: Grenzen

Fraglich ist, welche Grenzen das Gesetz den Verteilnetzbetreibern bei dem Betrieb eines Smart Grid setzt. Dies vor allem unter zwei Gesichtspunkten. Zum einen macht das Smart Grid den weitestgehend umfassenden Datenaustausch zwischen allen beteiligten Marktakteuren erforderlich, um das Netz „intelligent“ und effizient zu betreiben. Zum anderen können Gründe der Entflechtung das Betätigungsfeld einschränken. So sind die „Zuordnung wettbewerblicher Funktionen zum Netzbetreiber“ aus Gründen der Entflechtung unzulässig und die Entflechtung der Netze von wettbewerblichen Funktionen europarechtlich geboten [68, p. 8 Leitgedanke 3]. Außerdem ist hinsichtlich des Datenschutzes ein Konfliktpotential vor allem zwischen Messstellenbetreiber und Endkunden erkennbar [68, pp. 30, Ziffer 7.2 sowie p. 43, Ziffer 12.2].

#### A. Ausgangspunkt: Messwerte und -daten

Anknüpfungspunkt für die Bewertung von Grenzen ist die Pflicht des Verteilnetzbetreibers zum Messstellenbetrieb gemäß §§ 21b ff. EnWG und die danach erhaltenen

Daten und Messwerte<sup>102</sup>. Der Messstellenbetreiber hat Anspruch auf den Einbau von in seinem Eigentum stehenden Messeinrichtungen oder Messsystemen, § 21b Abs. 4 EnWG. Das einzubauende Messsystem ist „eine in ein Kommunikationsnetz eingebundene Messeinrichtung zur Erfassung elektrischer Energie, das den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegelt“, § 21 d EnWG.

Netzseitig sind die Messwerte und -daten wichtig für

- die Netzlastprognose des Netzbetreibers,
- die Netznutzungsabrechnung zwischen Netzbetreiber und Netznutzer und
- die Bilanzierung des Netzbetreibers.

Marktseitig sind sie wichtig für

- die Prognose und Beschaffungsplanung des Lieferanten,
- die Netznutzungsabrechnung zwischen Netzbetreiber und Netznutzer sowie
- die Bilanzierung des Netzbetreibers; außerdem für
- die Endkundenabrechnung durch Lieferanten gegenüber Letztverbraucher und
- die zukünftigen Energiedienstleistungen.

Der Netzbetreiber erhebt die Netzzustandsdaten, die Werte zur Auslastung von Netzbetriebsmitteln sowie die Messwerte zum Stromverbrauch. Letzteres kann auch von einem Dritten übernommen werden, § 21b Abs. 1 und 2 EnWG. Die Messwerte über die von einer Erzeugungsanlage eingespeisten Mengen hingegen erheben der Anlagenbetreiber, der Netzbetreiber, der Lieferant oder ein Dritter, auf den der Messstellenbetrieb vom Netzbetreiber übertragen wurde<sup>103</sup> (vgl. zur Abgrenzung in der Grundzuständigkeit für den Messstellenbetrieb und für die Messung von Messeinrichtungen die Ausführungen der Clearingstelle [72]).

Die Erhebung, Verarbeitung und Nutzung personenbezogener Daten aus dem Messsystem oder mit Hilfe des Messsystems darf nur (i) durch „zum Datenumgang berechnete Stellen“, (ii) auf Grund des EnWG und (iii) zu bestimmten Zwecken erfolgen (z.B. zum Begründen, inhaltlichen Ausgestalten und Ändern eines Vertragsverhältnisses auf Veranlassung des Anschlussnutzers; zum Messen des Energieverbrauchs und der Einspeisemenge etc., § 21g Abs. 1 Ziffer 1 bis 8 EnWG). Der Netzbetreiber ist zum Datenumgang berechnigt, § 21g Abs. 2 EnWG.

## B. Grenze 1: Entflechtung

Fraglich ist, welche Grenze die gesetzlich geforderte Entflechtung dem Verteilnetzbetreiber bei dem Betrieb eines Smart Grid setzt.

<sup>102</sup> Zur Abgrenzung in der Grundzuständigkeit für die Messung siehe [72].

<sup>103</sup> Vgl. [68, p. 42] und zur Rechtswidrigkeit der verpflichtenden Entgelterhebung für die Zählerablesung durch den Netzbetreiber bei Stromeinspeisung durch PV-Anlagen [185].

Die Vorgabe zur rechtlichen Entflechtung ist weitestgehend neutral für die Teilhabe der Verteilnetzbetreiber am Smart Grid. Denn gemäß der rechtlichen Entflechtung soll die rechtliche Unabhängigkeit der Verteilnetzbetreiber von anderen Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung durch ein vertikal integriertes EVU sichergestellt sein<sup>104</sup>.

Auch die Pflicht zur operationellen Entflechtung steht den Tätigkeiten der Verteilnetzbetreiber im Rahmen des Smart Grid nicht zwingend entgegen. Nach der operationellen Entflechtung haben vertikal integrierte EVU die Unabhängigkeit der mit ihnen im Sinne des Gesetzes verbundenen Verteilnetzbetreiber hinsichtlich „der Organisation, der Entscheidungsgewalt und der Ausübung des Netzgeschäfts“ nach bestimmter Maßgabe sicherzustellen, § 7a EnWG. Hierbei könnten die Freiheit des Verteilnetzbetreibers hinsichtlich seiner Entscheidungsbefugnis mit Bezug auf die für den Betrieb, die Wartung und den Ausbau des Netzes erforderlichen Vermögenswerte mit Weisungsbefugnissen des vertikal integrierten EVUs ein „Spannungsverhältnis“ begründen<sup>105</sup>. Ein solches Spannungsverhältnis wäre aber nicht auf die Herausforderung zurückzuführen, die ein Mitwirken des Verteilnetzbetreibers beim Smart Grid begründet. Stattdessen ist dieses Spannungsverhältnis zu allen Entscheidungen relevant, die der Verteilnetzbetreiber im Einzelfall entgegen den Vorstellungen oder gar Weisungen des vertikal integrierten EVUs treffen möchte. Die Vorgaben zur operationellen Entflechtung stehen demnach der Beteiligung des Verteilnetzbetreibers an Aufgaben des Smart Grid nicht entgegen<sup>106</sup>.

Allerdings wird das Smart Grid zunehmend den Zugriff auf oder den Erhalt von wesentlichen Informationen über den Verbrauch von Kunden und das Nutzerverhalten insgesamt ermöglichen. Deshalb könnten vor allem die Grenzziehungen der informatischen Entflechtung einschlägig sein. Hiernach haben vertikal integrierte EVU und Netzbetreiber sicherzustellen, dass die Vertraulichkeit wirtschaftlich sensibler Informationen, von denen sie unter anderem in Ausübung ihrer Geschäftstätigkeit als Netzbetreiber Kenntnis erlangen, gewahrt wird, § 6a Abs. 1 EnWG. Ferner haben sie für den Fall, dass sie über die eigenen Tätigkeiten Informationen offen legen, die wirtschaftliche Vorteile bringen können, sicherzustellen, dass „dies in nicht diskriminierender Weise erfolgt“. Sie stellen „insbesondere sicher, dass wirtschaftlich sensible Informationen gegenüber anderen Teilen des Unternehmens vertraulich behandelt werden“, § 6a Abs. 2 EnWG.

Jedenfalls die Weitergabe von Informationen durch den Verteilnetzbetreiber, die er bei dem Betrieb eines Smart Grid erhalten hat, ist auf dieser Grundlage sensibel. Der Begriff der wirtschaftlich sensiblen Informationen ist sehr weit formuliert. Er erfasst sämtliche Daten, unerheblich, ob juristischen, technischen oder ökonomischen Ursprungs (z.B. „Informationen über das Ables- und Zählermanagement, finanzielle und technische

.....  
<sup>104</sup> Vgl. § 7 EnWG und zu diesem Ergebnis auch [178].

<sup>105</sup> Dies sieht z.B. [73].

<sup>106</sup> Siehe zu den verschiedenen Vorgaben der Entflechtung mit Bezug auf das Smart Grid und Smart Metering die Darstellung bei [179]. Kritisch zur Vereinbarkeit des „intelligenten Stromnetzes“ mit den Grundsätzen des Unbundling [180, pp. 491-512], Rechtliche Herausforderungen des Smart Grid [180, pp. 491 ff., 503].

Bestimmungen des Netzanschlusses, Lastprofile von Netznutzern, Lastprognosen und Informationen bezüglich der Erzeugungskapazitäten“ [73]).

Von einem grundsätzlichen Verbot einer Weitergabe von solchen Informationen kommen vor allem zwei Ausnahmen in Betracht:

- Das Verbot der Weitergabe greift nur dann, soweit die Einrichtung, über die die Informationen erhalten wurde, zum Energieversorgungsnetz zählt. Die betreffende Einrichtung muss „Netz“ im Sinne des EnWG sein. Hierfür sind die genaue Abgrenzung der Netzarten und die Qualifizierung von Messanlagen als Bestandteil des Netzes oder als bloße Kundenanlage relevant. Ebenso relevant ist die Abgrenzung zwischen dem Bestandteil des Netzes einerseits und der Anschlussleitung vom Kunden zum Netz andererseits.

„Energieversorgungsnetz“ sind hiernach Einrichtungen wie Freileitungen, Kabel, Transformatoren, Umspan- und Schaltanlagen, Rohre, Speicher- oder Verteileranlagen [74]. Vorausgesetzt ist jedoch, dass die jeweilige Einrichtung der Verteilung von Energie an Dritte dient und nicht nur der Versorgung des Einzelnen [75], [76], [77]. Eine davon zu unterscheidende Kundenanlage ist die Gesamtheit der netztechnischen Anlage ab der Liefer-/Leistungs- und Eigentumsgrenze (Netzanschluss- bzw. Zählpunkt). Sie ist abzugrenzen von dem vorgelagerten Netz und beginnt in der Regel mit der Hausanschluss-sicherung/Zähleranlage. Damit gehören die Anlagenteile, die hinter der Zähleranlage liegen und ausschließlich der Eigenversorgung und damit nicht der Verteilung von Energie an Dritte dienen, zur Kundenanlage (z.B. kundenseitige Trafostationen). Sie sind nicht als Energieversorgungsnetz im Sinne des EnWG zu qualifizieren [78]. Konsequenterweise finden die Unbundling-Vorschriften des EnWG auf diese Einrichtungen, die Kundenanlagen sind, keine Anwendung. Ebenfalls konsequent ist der Verteilnetzbetreiber jedenfalls aus Gründen der informatorischen Entflechtung nicht gehindert, darauf bezogene Informationen an Dritte weiterzugeben.

Dies gilt hingegen nicht für die Messsysteme. Sie sind Bestandteile des Netzes im Sinne des EnWG. Dadurch gewonnene Informationen unterfallen der Pflicht zur vertraulichen Behandlung auf Grund der informatorischen Entflechtung. Denn zum Messstellenbetrieb zählt nicht nur der Einbau der Messeinrichtung, sondern auch deren Bereitstellung und Lieferung [79]. Diese Einrichtungen sind demnach nicht Bestandteil einer Kundenanlage [80]. Dies gilt auch dann, wenn der Messstellenbetrieb an einen Dritten übertragen wurde, § 21b Abs. 2 Satz 6 i.V.m. § 6a Abs. 1 EnWG [81].

- Eine weitere Ausnahme vom Verbot der Weitergabe folgt daraus, dass das Gesetz selber die Veröffentlichung oder Weitergabe der Informationen vorsieht oder dass der jeweils Betroffene in die Veröffentlichung oder Weitergabe wirksam einwilligt [82].

### C. Grenze 2: Datenschutz

Datenschutzrechtliche Grenzen für die Erhebung, Verarbeitung und Weitergabe von Informationen sind ebenfalls zu beachten. Dies gilt vor allem angesichts von Überlegungen, den Verteilnetzbetreiber als „Datendrehscheibe“ oder das Netz als „Energieinformationsnetz“ zu begreifen [68, p. 42]. Die Grenzziehungen erfolgen insbesondere durch das BDSG i.V.m. dem EnWG. Zweck des BDSG ist es, „den Einzelnen davor zu schützen, dass er durch den Umgang mit seinen personenbezogenen Daten in seinem Persönlichkeitsrecht beeinträchtigt wird“, § 1 Abs. 1 BDSG. Der Anwendungsbereich des BDSG ist für „die Erhebung, Verarbeitung und Nutzung personenbezogener Daten“ durch bestimmte Stellen eröffnet, § 1 Abs. 2 BDSG. Grundlage ist das Recht auf informationelle Selbstbestimmung aus Art. 2 Abs. 1 i.V.m. Art. 1 Abs. 1 GG<sup>107</sup>. Dazu wie folgt:

Die im Rahmen des Messstellenbetriebes gewonnenen Daten unterfallen dem Schutz des BDSG. Es handelt sich bei den Verbrauchsdaten um personenbezogene Daten. Denn dies sind „Einzelangaben über persönliche oder sachliche Verhältnisse einer bestimmten oder bestimmbarer natürlichen Person (Betroffener)“, § 3 Abs. 1 BDSG [83].

Die Tätigkeiten im Rahmen des Messstellenbetriebes, zu dem gemäß § 21b Abs. 2 Satz 1 EnWG auch die Messung und Übermittlung der Daten gehört, stellen einen „Umgang“ mit den personenbezogenen Daten im Sinne des BDSG dar. Hiernach bedeuten

- das Erheben: „das Beschaffen von Daten über den Betroffenen“, § 3 Abs. 3 BDSG,
- die Verarbeitung: das „Speichern, Verändern, Übermitteln, Sperren und Löschen personenbezogener Daten“, § 3 Abs. 4 Satz 1 BDSG sowie
- die Nutzung: „jede Verwendung personenbezogener Daten, soweit es sich nicht um Verarbeitung handelt“, § 3 Abs. 5 BDSG.

Der „Betreiber von Energieversorgungsnetzen“, dessen Aufgabe der Messstellenbetrieb gemäß § 21b Abs. 1 EnWG ist, fällt unter die bestimmten Stellen, deren Umgang mit den personenbezogenen Daten der Regulierung durch das BDSG unterfällt. Unter diesen Stellen sind insbesondere „nicht-öffentliche Stellen (zu verstehen), soweit sie die Daten unter Einsatz von Datenverarbeitungsanlagen verarbeiten, nutzen oder dafür erheben oder die Daten in oder aus nicht automatisierten Dateien verarbeiten, nutzen oder dafür erheben (...)“, § 1 Abs. 2 Ziffer 3 BDSG. Nicht-öffentliche Stellen in diesem Sinne wiederum sind regelmäßig „natürliche und juristische Personen, Gesellschaften und andere Personenvereinigungen des privaten Rechts“, § 2 Abs. 4 Satz 1 BDSG.

In der Rechtsfolge sind die Erhebung, Verarbeitung und Nutzung personenbezogener Daten im Rahmen des Messstellenbetriebes nur zulässig, soweit

- das BDSG oder eine andere Rechtsvorschrift dies erlaubt oder anordnet oder

<sup>107</sup> [180, pp. 491-512], Rechtliche Herausforderungen des Smart Grid, [180, pp. 491 ff., 504 m.w.N.] und mit dem Hinweis darauf, dass hiervon das Recht des Einzelnen umfasst ist, über die Preisgabe und Verwendung eigener Daten selbst zu bestimmen. Vgl. hierzu auch [163].

- der Betroffene eingewilligt hat, vgl. § 4 Abs. 1 BDSG.

Ein Erlaubnistatbestand kann sich aus einem formellen Gesetz des Bundes oder eines Landes ergeben, insbesondere aus dem jeweils einschlägigen bereichsspezifischen Fachrecht [84]. Zudem können untergesetzliche Erlaubnistatbestände in Rechtsverordnungen sowie Satzungen von Körperschaften, Anstalten und Stiftungen des öffentlichen Rechts geregelt werden, jeweils unter Beachtung einer formellgesetzlichen Ermächtigungsgrundlage<sup>108</sup>. Hiernach kommt die Erlaubnis insbesondere nach Maßgabe des EnWG selbst sowie der auf Grundlage von § 21i EnWG erlassenen MessZV in Betracht:

- Der § 21b EnWG definiert Vorgaben zum Messstellenbetrieb. Zur „Gewährleistung von Datenschutz, Datensicherheit und Interoperabilität“ verweist § 21e Abs. 1 auf die Einzelbestimmungen in § 21e Abs. 2 bis 4 EnWG. Ferner stellt § 21g Abs. 1 EnWG den Umgang mit den sensiblen Daten unter den Vorbehalt der Erforderlichkeit und konkretisiert hierfür einzelne Fallgruppen.
- Die MessZV macht in § 4 MessZV Vorgaben für den Inhalt von Verträgen zwischen Netz- und Messstellenbetreiber oder Messdienstleister, in § 9 MessZV zum Inhalt der Messung sowie in § 12 MessZV zum Datenaustausch und zur Nachprüfung der Messeinrichtung.

Der Umfang der hiernach geregelten Erlaubnis ist durch Auslegung der einzelnen Vorschriften zu ermitteln [85]. Die Tätigkeit ist von der Erlaubnisnorm gedeckt, wenn sie regelt, wer, unter welchen Voraussetzungen und zu welchem Zweck welche Daten in welcher Weise verwenden darf [86]. Die Erlaubnisnorm muss „nicht alle datenschutzrechtlich relevanten Fragen ausdrücklich regeln“ [87]. Entscheidend ist, dass sie dem verfassungsrechtlichen Bestimmtheitsgrundsatz genügt<sup>109</sup>. Je nach verwendender Stelle und Intensität des Eingriffs ergeben sich im Einzelfall die Anforderungen an die gebotene Bestimmtheit [88].

.....  
<sup>108</sup> [192] m.V.a. weitere, nach Grund und Umfang der Ermächtigung allerdings umstrittene Regelungen beispielsweise in Tarifverträgen oder Betriebs- und Dienstvereinbarungen.

<sup>109</sup> Kritisch im Hinblick auf eine vermeintlich unzulässige Erhebung, Verwendung und Nutzung von Daten auf Grundlagen des EnWG i.V.m. der MessZV [191] sowie [180, pp. 491-512], Rechtliche Herausforderungen des Smart Grid [180, pp. 491 ff., 505 f.].



## 18.4 SPEICHER

Als Kernelemente des regulierungsrechtlichen Rahmens zu Speichern kristallisierten sich die nachfolgenden Details heraus.

### 18.4.1 Detail 13: Speicherbetrieb durch Betreiber von Leitungsnetzen

#### A. Ausgangspunkt

Fraglich ist, ob und in welchem Umfang Betreiber von Leitungsnetzen berechtigt sind, Speicheranlagen zu betreiben. Denn danach beurteilt sich, in welchem Umfang sie Speicher als Alternative zum Netzausbau in Betracht ziehen können. Hierzu ist zu klären, wie das Gesetz eine Speicheranlage und deren Betreiber definiert. Dabei ist festzuhalten, dass das EnWG grundsätzlich zwischen dem Netz und dem Speicher unterscheidet [89], [90]. Es kommt aber auch zu Schnittmengen, da Speicher auch im Netz eingesetzt werden. Anknüpfungspunkt sind die jeweiligen Legaldefinitionen im EnWG. Dazu wie folgt:

Eine Speicheranlage ist gemäß § 3 Ziffer 31 EnWG beschrieben als

„eine einem Gasversorgungsunternehmen gehörende oder von ihm betriebene Anlage zur Speicherung von Gas, einschließlich des zu Speicherzwecken genutzten Teils von LNG-Anlagen, jedoch mit Ausnahme des Teils, der für eine Gewinnungstätigkeit genutzt wird, ausgenommen sind auch Einrichtungen, die ausschließlich Betreibern von Leitungsnetzen bei der Wahrnehmung ihrer Aufgaben vorbehalten sind.“

Zu den Gasversorgungsnetzen hingegen zählen nach § 3 Ziffer 20 EnWG

„alle (...) Speicheranlagen, die für den Zugang zur Fernleitung, zur Verteilung und zu LNG-Anlagen erforderlich sind und die einem oder mehreren EVU gehören oder von ihm oder von ihnen betrieben werden einschließlich Netzpufferung und seiner Anlagen, die zu Hilfsdiensten genutzt werden (...)“<sup>110</sup>.

Hilfsdienste wiederum sind gemäß § 3 Ziffer 23 EnWG

„sämtliche zum Betrieb eines Übertragungs- oder Elektrizitätsverteilernetzes erforderlichen Dienste, (...) einschließlich Lastausgleichs- und Mischungsanlagen (...)“

Zu den Hilfsdiensten zählen „insbesondere die sog. erforderlichen Systemdienstleistungen der Netzsteuerung, des Basisbilanzausgleichs und des Einsatzes von Treibgas sowie die sonstigen Hilfsdienste des erweiterten Bilanzausgleichs und der sonstigen Flexibilitätsdienstleistungen“ [91].

Nach § 3 Ziffer 9 EnWG schließlich sind Betreiber von Speicheranlagen

.....

<sup>110</sup> Zu „Rohrleitungen im Zusammenhang mit der Speichertätigkeit“ als Teil des Netzes siehe [176] und zur Differenzierung zwischen „Speichern“ auf Verteil- oder Übertragungsnetzebene [189].

„(...) natürliche oder juristische Personen oder rechtlich unselbständige Organisationseinheiten eines EVUs, die die Aufgabe der Speicherung von Erdgas wahrnehmen und für den Betrieb einer Speicheranlage verantwortlich sind.“

## B. Speicherähnliche Anlagen

Soweit die „Speicheranlage“ einschließlich der Netzpufferung und der Anlagen zu Hilfsdiensten als Teil des Versorgungsnetzes zu verstehen sind (speicherähnliche Anlagen), gehört deren Betrieb zu den Aufgaben der Netzbetreiber [91]. Der Netzbetreiber benötigt die „Speicher bzw. Speicherteile“ üblicherweise für die Erbringung der netzbezogenen Bilanzausgleichsdienstleistungen [92] und damit für die Aufrechterhaltung der Netzstabilität.

## C. Speicheranlagen im engeren Sinne

Soweit die Speicheranlage nicht für die vorgenannten Zwecke und als Teil des Versorgungsnetzes zu sehen ist (Speicheranlagen im engeren Sinne), gilt für eine Durchführung des Betriebes durch einen Netzbetreiber Folgendes:

- Auf Betreiber von Speicheranlagen, die Teil eines vertikal integrierten EVUs sind und zu denen der Zugang für einen effizienten Netzzugang im Hinblick auf die Belieferung von Kunden technisch und wirtschaftlich erforderlich ist, sind die Vorschriften über die operationelle und rechtliche Entflechtung anwendbar, § 7b, § 7 Abs. 1, § 7a Abs. 1 bis 5 EnWG. Außerdem setzt der Anspruch des Speicheranlagenbetreibers auf Kapazitätsausbau gegen den (Fernleitungs-) Netzbetreiber nach § 39 GasNZV die Personenverschiedenheit von Speicheranlagenbetreiber einerseits und (Fernleitungs-)Netzbetreiber andererseits voraus. Schließlich haben Speicheranlagen unter Umständen zwar eine „wirtschaftliche Funktion“ [93]. Darüber hinaus soll aber der „Grundsatz der tatsächlichen Trennung der Netzaktivitäten von den Versorgungs- und Gewinnungsaktivitäten (...) gelten“ [94].

Diese Gesichtspunkte könnten Anhaltspunkte gegen die Zulässigkeit des Betriebes von Speicheranlagen im engeren Sinne durch Verteilnetzbetreiber sein. Denn sie setzen in gewisser Hinsicht eine Trennung von Speicherbetrieb einerseits und Netzbetrieb andererseits voraus.

- Allerdings gelten die Vorschriften für die operationelle Entflechtung nach § 7a EnWG nur für den Speicheranlagenbetreiber im Verhältnis zum vertikal integrierten EVU. Damit ist nicht ausgeschlossen, dass ein Verteilnetzbetreiber, der kein vertikal integriertes EVU ist, zugleich Speicheranlagenbetreiber ist.

Gegenteiliges zu diesem Argument folgt nicht aus § 7b EnWG, wonach auf Betreiber von Speicheranlagen die Vorschriften über die Entflechtung nach Maßgabe von § 7 Abs. 1, § 7a Abs. 1 bis 5 EnWG entsprechend anwendbar sind. Hierzu heißt es in der Gesetzesbegründung, dass die betreffende Speicheranlage in bestimmten Fällen „zunehmend den Charakter einer wesentlichen Infrastruktur (erhält), zu der Zugang zu gewähren ist, um die mit der Netzregulierung verfolgten Ziele erreichen zu können. In einem solchen Fall ist es notwendig,

dass bereits die Struktur des Betreibers von Speicheranlagen die Diskriminierungsfreiheit des Zugangs zu diesen Anlagen grundsätzlich unterstützt“ [70, p. 143], [95], [96]. Denn Anwendungsvoraussetzung für § 7b EnWG ist ebenfalls, dass der Speicheranlagenbetreiber Teil eines vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens ist. Dies wiederum setzt nach § 3 Ziffer 38 EnWG im Gasbereich neben der Funktion „Speicherung“ gleichzeitig eine der Funktionen Gewinnung oder Vertrieb von Erdgas voraus. Ein nach Maßgabe des EnWG entflochtener Verteilnetzbetreiber ist aber kein vertikal integriertes EVU. Ist der Verteilnetzbetreiber zugleich Speicheranlagenbetreiber, ist dieser entgegen § 7b EnWG demnach nicht „Teil eines vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens“. Der § 7b EnWG bleibt dann unanwendbar.

Hinzu kommt, dass nach § 6a EnWG die Pflichten zur Verwendung von Informationen für Verteilnetzbetreiber und Speicheranlagenbetreiber gemeinsam formuliert sind. So haben unter anderem Netzbetreiber und Speicheranlagenbetreiber sicherzustellen, dass die Vertraulichkeit wirtschaftlich sensibler Informationen, von denen sie in Ausübung ihrer Geschäftstätigkeit als Netzbetreiber oder Speicheranlagenbetreiber Kenntnis erlangen, gewahrt wird, § 6a Abs. 1 EnWG. Das Gesetz schließt es demnach nicht aus, dass die Informationen innerhalb ein und desselben Unternehmens gewonnen werden, solange die geforderte Vertraulichkeit eingehalten wird. Zudem sollen Netzbetreiber und Speicheranlagenbetreiber dann, wenn sie über die eigenen Tätigkeiten Informationen offenlegen, die wirtschaftliche Vorteile bringen können, lediglich sicherstellen, dass dies in nicht diskriminierender Weise erfolgt. Weiterhin müssen wirtschaftlich sensible Informationen gegenüber anderen Teilen des Unternehmens nur vertraulich behandelt werden, § 6a Abs. 2 EnWG. Schließlich leisten die Speicheranlagen und insbesondere Gasspeicher ungeachtet einer auch wirtschaftlichen Funktion einen „wesentlichen Beitrag (...) zur Versorgungssicherheit“<sup>111</sup>.

Diese Erwägungen könnten dafür sprechen, dass ein Verteilnetzbetreiber auch Betreiber von Speicheranlagen im engeren Sinne sein darf, solange die vorgenannten Rahmenbedingungen eingehalten werden. Zumal „Speicheranlagen“ nicht selten von dem netzbetreibenden Gasversorgungsunternehmen selbst oder von einem anderen Unternehmen auf der Basis von Verträgen mit dem Betreffenden betrieben werden [97].

- Die Auflösung ist in der Auslegung von § 3 Ziffer 31 EnWG zu Gas-Speicheranlagen zu finden, die entsprechend für sonstige Speichertechniken gilt. Die Norm unterscheidet zwischen speicherähnlichen Anlagen, die von Betreibern von Leitungsnetzen bei der Wahrnehmung ihrer Aufgaben genutzt werden und Speicheranlagen im engeren Sinne, die den Betreibern von Leitungsnetzen nicht bei der Wahrnehmung ihrer Aufgaben vorbehalten sind.

.....  
<sup>111</sup> [171] mit Verweis auf die notwendige Abbildung der teilweise erheblichen Verbrauchsschwankungen.

Die speicherähnlichen Anlagen dürfen von den Betreibern von Leitungsnetzen betrieben werden.

Um auch den Betrieb von Speicheranlagen im engeren Sinne entsprechend § 3 Ziffer 31 EnWG durch Betreiber von Leitungsnetzen zuzulassen, bestehen im Wesentlichen zwei Alternativen: Entweder, die von den Betreibern wahrzunehmenden „Aufgaben“ im Sinne der Norm werden so weit ausgelegt, dass sie praktisch alle Infrastruktur zur Speicherung erfassen und damit insbesondere auch die Speicheranlagen im engeren Sinne (Alternative 1). Oder die wahrzunehmenden „Aufgaben“ werden restriktiv ausgelegt, so dass jedenfalls der Betrieb der speicherähnlichen Anlagen durch die Netzbetreiber zulässig ist. Dann soll aber die Tatsache, dass die speicherähnlichen Anlagen „ausschließlich“ den Betreibern von Leitungsnetzen bei der Wahrnehmung ihrer Aufgaben vorbehalten sind, nicht ausschließen, dass sie auch solche „Speicheranlagen“ betreiben dürfen, die ihnen nicht „ausschließlich“ vorbehalten sind – die Speicheranlagen im engeren Sinn (Alternative 2).

Für die Alternative 1 spricht, dass sich die Rolle der Betreiber von Leitungsnetzen und insbesondere der Verteilnetzbetreiber wandelt. Damit ist auch deren „Aufgabe“ im Sinne von § 3 Ziffer 31 EnWG zu überdenken und gegebenenfalls neu und insbesondere weiter zu definieren. Verteilnetzbetreiber sollen ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz betreiben, warten und optimieren, § 11 Abs. 1 Satz 1 EnWG. Gemeinsam mit den Transportnetzbetreibern sind sie insbesondere zu netzbezogenen Maßnahmen ermächtigt, wenn dies aus Gründen einer Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des jeweiligen Elektrizitätssystems zu besorgen ist, § 13 Abs. 1 Ziffer 1, § 14 Abs. 1 Satz 1 EnWG. Werden solcherlei Vorgaben zur Wahrung der Netzstabilität zunehmend auch durch den Betrieb von Speicheranlagen im engeren Sinne erfüllt, spricht dies dafür, die Aufgabenwahrnehmung entsprechend weit zu verstehen<sup>112</sup>. Gegen die Alternative 1 spricht, dass bei weiter Auslegung der „Aufgaben“ im Sinne von § 3 Ziffer 31 EnWG und damit der Erfassung praktisch aller Infrastruktur zur Speicherung als „speicherähnliche“ Anlagen im Ergebnis kein Anwendungsbereich der Norm mehr für die Speicheranlagen im engeren Sinne verbliebe. Außerdem steht selbst der zunehmende Einsatz von Speicheranlagen aus Gründen der Netzstabilität nicht der Tatsache entgegen, dass Speicher auch marktseitig aus Gründen der Versorgung betrieben werden, um auf entsprechende Nachfrage zu reagieren. Die allein oder überwiegend „marktseitige“ Tätigkeit der Versorgung zählt aber jedenfalls nicht zur „Aufgabe“ der Netzbetreiber. Die „Aufgaben“ der Betreiber von Leitungsnetzen sind deshalb eng auszulegen<sup>113</sup>.

.....  
<sup>112</sup> Siehe zur Absicherung des Gasdruckes und Garantie einer sicheren Fahrweise des Netzes durch den Einsatz jedenfalls von netzintegrierten Speicheranlagen den Nachweis bei [182].

<sup>113</sup> Vgl. zu dieser Frage [158].

Für die Alternative 2 spricht, dass zumindest die Gegenüberstellung von speicherähnlichen Anlagen sowie Speicheranlagen im engeren Sinne in § 3 Ziffer 31 EnWG es nicht ausschließen, dass die Betreiber von Leitungsnetzen beide Anlagen gleichermaßen betreiben. Denn § 3 Ziffer 31 EnWG unterscheidet die Kategorien zunächst nur insoweit, als dass dies begriffliche Folgen der Definition als Speicheranlagen im Sinne des EnWG hat. Dagegen spricht aber ebenso wie im Falle der Alternative 1, dass eine unterschiedslose Berechtigung der Betreiber von Leitungsnetzen zum Betrieb von „Speicheranlagen“ unberücksichtigt ließe, dass ein marktseitiges Agieren von Netzbetreibern mit der auch europarechtlich gewollten Unterscheidung zwischen dem netzseitigen Agieren der Netzbetreiber einerseits und dem marktseitigen Agieren der EVU andererseits unvereinbar ist<sup>114</sup>. Die unterschiedslose Berechtigung des Betreibers von Leitungsnetzen zum Betrieb von Speicheranlagen im engeren Sinne auf Grundlage der Alternative 2 ist deshalb ebenso zu verneinen.

- Im Ergebnis ist der Betrieb von (netzseitigen) speicherähnlichen Anlagen durch Betreiber von Leitungsnetzen demnach zulässig, nicht hingegen der Betrieb von (marktseitigen) Speicheranlagen im engeren Sinne.

#### **D. Zentrale Steuerung der Speicher durch Netzbetreiber**

Fraglich ist, ob der Speicherbetrieb zentral durch einen „verantwortlichen“ Netzbetreiber vorgenommen werden darf, soweit der Speicherbetrieb durch den Netzbetreiber im konkreten Fall zulässig ist. Damit könnte einem andernfalls notwendigen Netzausbau vorgebeugt werden. Denn wenn der Speicherbetrieb dezentral erfolgen und zahlreiche Speicherbetreiber zeitgleich entscheiden würden, den jeweiligen Speicher zu entladen oder aufzuladen, so könnte dies zu absehbaren Überlastungen des bestehenden Netzes führen – mit der Folge eines notwendigen Ausbaus.

Als Ansatzpunkt für einen zentral Verantwortlichen mag § 27 Abs. 1 GasNZV dienen. Danach steuert der Marktgebietsverantwortliche den Einsatz von Regelenergie zum Ausgleich von Schwankungen der Netzlast, die von den Netzbetreibern des Marktgebietes benötigt wird. Ziel ist es, einen technisch sicheren und effizienten Netzbetrieb im Marktgebiet zu gewährleisten. Vergleichbar könnte man argumentieren, dass Speicher zumindest dann zentral durch einen Netzbetreiber zu steuern sind, wenn andernfalls eine Netzüberlastung absehbar droht und die betreffenden Netze des jeweils betrachteten Gebietes deshalb auszubauen wären.

Die Zielrichtung der Zuständigkeit eines zentralen Marktgebietsverantwortlichen im Sinne des § 27 Abs. 1 GasNZV einerseits und der eines für die Speichersteuerung zentral Zuständigen andererseits ist jedoch unterschiedlich. Erstere dient dem Ausgleich von Schwankungen zum technisch sicheren und effizienten Netzbetrieb. Letztere würde in

.....

<sup>114</sup> Zum Grundsatz der tatsächlichen Trennung der Netzaktivitäten von den Versorgungs- und Gewinnungsaktivitäten siehe [94].

der Perspektive lediglich dem Netzausbau vorbeugen und dient damit primär anderen Zielen, als der Sicherheit des Netzbetriebes.

Für den Fall einer drohenden kurzzeitigen Überlastung des Netzes wegen zeitgleicher Ent- oder Aufladung von Speichern bestehen hingegen aus Gründen der Sicherheit des Netzbetriebes bereits Eingriffsinstrumentarien (vgl. Last- und Einspeisemanagement etc.).

Im Ergebnis kommt deshalb unter Beachtung der geltenden Gesetzeslage eine zentrale Steuerung von Speicheranlagen durch einen Netzbetreiber nicht in Betracht.

#### **18.4.2 Detail 14: Sicherstellung der spezifischen Einspeisevergütung**

##### **A. Konzept der Einspeisevergütung**

Bei der Einspeisung durch mehrere dezentrale Erzeugungsanlagen in das Netz ist es wichtig, die jeweils eingespeiste Menge als Grundlage für die Vergütung zu erfassen. Zu den Rechtsverhältnissen und dem Vergütungsmechanismus gilt Folgendes:

Netzbetreiber sind zur vorrangigen Abnahme des Stroms aus Anlagen im Sinne von § 3 Ziffer 1 EEG verpflichtet. Die korrespondierende Verpflichtung trifft den vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber nach § 8 Abs. 4 Ziffer 1 EEG. Der Netzverknüpfungspunkt ermittelt sich nach den in § 5 EEG bestimmten Kriterien. Demnach ist zunächst das Netz mit einer geeigneten Spannungsebene auszuwählen. Im Anschluss ist die in der Luftlinie kürzeste Entfernung zur Anlage zu identifizieren, wenn nicht ein anderer insgesamt technisch und wirtschaftlich günstigerer Verknüpfungspunkt verfügbar ist.

Sodann ist der zum Anschluss der Anlage verpflichtete Netzbetreiber gemäß § 16 Abs. 1 EEG verpflichtet, den Strom aus der Anlage mindestens nach den in § 18 bis § 33 EEG vorgesehenen Vergütungssätzen zu vergüten. Es handelt sich um Mindestvergütungssätze. Eine höhere Vergütung darf vereinbart werden. Eine Vereinbarung über eine niedrigere Vergütung unterliegt gegebenenfalls der Nichtigkeitsfolge des § 134 BGB [98].

Der Vergütungsanspruch erstreckt sich auf den Strom, der tatsächlich abgenommen wurde. Der Anlagenbetreiber muss dem Netzbetreiber grundsätzlich den gesamten in der Anlage erzeugten Strom zur Verfügung stellen, § 16 Abs. 3 EEG. Eventuelle Speicherverluste werden nicht vergütet, § 16 Abs. 2 EEG. Ebenso liegen eventuelle Umspannverluste in der Sphäre des Anlagenbetreibers [98]. Sie ergeben sich regelmäßig dann, wenn für die in der Anlage erzeugte Strommenge der Anschluss an eine bestimmte Spannungsebene des Netzbetreibers technisch erforderlich ist und aus diesem Grund eine Transformation des in der Anlage erzeugten Stroms auf diese Spannungsebene nötig wird.

## **B. Berechnung und Zahlungsweise**

Gemäß § 16 Abs. 1 Satz 3 EEG ist der Netzbetreiber verpflichtet, monatliche Abschläge auf den Vergütungsanspruch an den Anlagenbetreiber zu zahlen [99]. Die Abschlagszahlung soll in dem auf die jeweils betroffene Stromerzeugung folgenden Monat fällig werden. Die Höhe der Abschlagszahlung muss „angemessen“ sein. Dies ist der Fall, wenn die eingespeiste Strommenge konkret gemessen oder geschätzt wird. Es ist auch der Fall, wenn die Abschlagszahlung über die gesamte Jahreinspeisung gemittelt und monatlich gleichbleibende Zahlungen gebildet werden. Abweichendes gilt, wenn die monatliche Vergütung genau bestimmt werden kann und dem Netzbetreiber sämtliche hierfür erforderliche Angaben vorliegen (Messdaten). Dann soll der Anlagenbetreiber monatlich seinen Vergütungsanspruch nach § 16 Abs. 1 EEG geltend machen. Der Netzbetreiber ist dann nicht berechtigt, monatlich gleichbleibende Zahlungen zu leisten [100].

Der Vergütungsanspruch besteht gemäß § 21 Abs. 1 und 2 EEG mit dem Zeitpunkt der erstmaligen Stromerzeugung und Einspeisung und über die Dauer von 20 Kalenderjahren zuzüglich des Inbetriebnahmejahres (das sind die verbleibenden Monate des Kalenderjahres der Inbetriebnahme [101]).

Die Aufnahme der Strommengen durch den Verteilnetzbetreiber aus der Anlage erfolgt gegen Zahlung der Einspeisevergütung. Alternativ findet nach Wahl des Anlagenbetreibers eine Direktvermarktung durch den Anlagenbetreiber statt. In diesem Fall werden je nach Art der Direktvermarktung Prämien fällig, die ebenfalls der Netzbetreiber zu zahlen hat, an dessen Netz die Anlage angeschlossen ist (Marktprämie nach § 33 g EEG und Flexibilitätsprämie nach § 33 i EEG).

## **C. Abgrenzung bei mehreren Erzeugungsanlagen**

Wird Strom aus unterschiedlichen Energieerzeugungsanlagen (PV, Wind, Geothermie etc.) eingespeist, werden individuelle Messeinrichtungen installiert. Darunter sind alle technischen Geräte im weiteren Sinne zu verstehen, die u.a. ihre bestimmungsgemäße Verwendung in dem Erfassen eingespeister oder gelieferter Energie finden [102]. Zudem können Anlagenbetreiber Strom aus mehreren Generatoren, die gleichartige erneuerbare Energien oder Grubengas einsetzen, über eine gemeinsame Messeinrichtung abrechnen, § 19 Abs. 2 EEG. Die Leistungen der jeweiligen Anlage werden isoliert betrachtet und vergütet. Dies macht die ökonomisch sinnvolle Verwendung gemeinsamer Messeinrichtungen vor allem für Betreiber kleinerer Anlagen attraktiv. Denn sie können auf eine eigene Messanlage und einen eigenen Netzanschluss verzichten, ohne Einbußen hinsichtlich der Vergütung hinnehmen zu müssen [103].

## **D. Wiedereinspeisung nach Speicherung**

Die verschiedenen Strommengen nach Wiedereinspeisung vom Speicher in das Netz oder auch bei direkter Einspeisung in das Netz werden durch das Bilanzkreismanagement innerhalb eines bestimmten Bilanzkreises identifiziert und die Zuordnung sichergestellt. Der aufnehmende Netzbetreiber nimmt die Strommengen aus den Anlagen in einen gesonderten EEG-Bilanzkreis auf. Der Bilanzkreis bezeichnet virtuelle Energiemengenkonto und ermöglicht den Handel mit und den Transport von Strom.

Der Ausgleich des Bilanzkreises (d.h. Mehr- oder Mindermengen) erfolgt durch den Bilanzkreisverantwortlichen. Dieser stellt Prognosen auf und sorgt für die ausgeglichene Leistungsbilanz (d.h. die Summe der Entnahmen einerseits und die Summe der Einspeisungen andererseits, wobei die Auswirkungen zunehmender Speicherkapazitäten auf die Vorhersagegenauigkeit zu beachten sind). Die Führung, Abwicklung und Abrechnung der Bilanzkreise wird durch einen Bilanzkreisvertrag zwischen dem Bilanzkreisverantwortlichen und dem Übertragungsnetzbetreiber geschlossen. Bilanzkreisverantwortliche können beispielsweise Stromhändler, Lieferanten, Vertriebsabteilungen oder auch große Industriebetriebe sein, die ihre Strombeschaffung in Eigenverantwortung durchführen, vgl. § 2 Ziffer 5 GasNZV.

### 18.4.3 Detail 15: Bio- und Speichergas

Für eine auch ökonomische Attraktivität der Speicherung von Energie ist wichtig, dass das Medium für die Speicherung eine gesetzliche Privilegierung genießt. Denn je stärker die Privilegierung gewährt wird, umso lukrativer wird die Speicherung für die beteiligten Akteure.

Einen Schwerpunkt der Speicherung bilden das Bio- und Speichergas. Bio- und Speichergas werden insbesondere bei der Umwandlung von Strom aus erneuerbaren Energien in Gas, bei dessen Einspeisung in das Verteilnetz oder bei der Rückgewinnung von Strom relevant. Einer der Hauptanwendungsfälle ist das PtG-Verfahren. Der hierbei gewonnene Wasserstoff und das bei einer Methanisierung hierbei gewonnene synthetische Erdgas SNG sind grundsätzlich als Biogas im Sinne des EnWG anerkannt.

Der § 3 Ziffer 10 c EnWG definiert als Biogas insbesondere (vgl. auch Ziffer 19a EnWG)

„(...) Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, und synthetisch erzeugtes Methan, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom und das zur Methanisierung eingesetzte Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid jeweils nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen (...) stammen“.

Ein „Speichergas“ ist gemäß § 3 Ziffer 9 a EEG

„jedes Gas, das keine erneuerbare Energie ist, aber zum Zweck der Zwischenspeicherung von Strom aus erneuerbaren Energien ausschließlich unter Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wird“.

In der Konsequenz genießen der aus dem PtG-Verfahren gewonnene Wasserstoff und das SNG die gesetzlichen Privilegien des auch aus Biogasaufbereitungsanlagen eingespeisten Biogases. Danach

- haben Netzbetreiber die PtG-Anlagen „vorrangig“ an die Gasversorgungsnetze anzuschließen,
- sind die Kosten für den Netzanschluss zu 75 % vom Netzbetreiber zu tragen und



- sind die beim Anlagenbetreiber verbleibenden 25 % der Kosten bei einem Netzanschluss einschließlich Verbindungsleitung mit einer Länge von bis zu einem Kilometer auf 250.000 EUR begrenzt, vgl. § 33 GasNZV<sup>115</sup>.

Außerdem erhalten Transportkunden von Biogas vom Netzbetreiber, in dessen Netz sie unmittelbar Biogas einspeisen, für vermiedene Netzkosten und für die Dauer von zehn Jahren ab Inbetriebnahme ein pauschales Entgelt in Höhe von 0,007 Euro je Kilowattstunde eingespeisten Biogases, § 20a GasNEV.

Zusätzlich sind „Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie“ hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden Energie von den Entgelten für den Netzzugang freigestellt, § 118 Abs. 6 Satz 1 EnWG.

Schließlich sind Anlagen, „in denen durch Wasserelektrolyse Wasserstoff erzeugt oder in denen Gas oder Biogas durch wasserelektrolytisch erzeugten Wasserstoff und anschließende Methanisierung hergestellt worden ist“, von den Einspeiseentgelten in das Gasnetz, an das sie angeschlossen sind, befreit, § 118 Abs. 6 Sätze 7 und 8 EnWG.

#### 18.4.4 Detail 16: EEG-Umlage und Speicherung

Eine weitere Privilegierung der Speicherung greift für die EEG-Umlage. Für solchen Strom, der zum Zweck der Zwischenspeicherung an einen elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher geliefert oder geleitet wird, kann der Anspruch der Übertragungsnetzbetreiber auf Zahlung der EEG-Umlage nach § 37 Abs. 2 oder 3 EEG entfallen. Voraussetzung ist, dass dem Stromspeicher die Energie ausschließlich zur Wiedereinspeisung von Strom in das dasselbe Netz entnommen wird, § 37 Abs. 4 Satz 1 EEG.

Diese Befreiung kann auch für solchen Strom greifen, der zur Erzeugung von Speichergas eingesetzt wird, das in das Erdgasnetz eingespeist wird. Voraussetzung hierfür ist, dass das Speichergas unter Berücksichtigung der Anforderungen nach § 27c Abs. 1 Ziffer 1 und 2 EEG zur Stromerzeugung eingesetzt und der Strom tatsächlich in das Netz eingespeist wird, § 37 Abs. 4 Satz 2 EEG.

#### 18.4.5 Detail 17: Haftung

Wichtig für die Risikobewertung des Betriebes einer Speicheranlage durch deren (künftigen) Betreiber ist der Umfang seiner Haftung gegenüber Dritten. Mit Blick auf den zulässigen Betrieb von Speicheranlagen durch den Verteilnetzbetreiber sind vor allem die speicherähnlichen Anlagen relevant, die als Teil des Versorgungsnetzes zu verstehen sind (vgl. die Abgrenzung in § 3 Ziffer 31 EnWG und die Ausführungen oben zu: Speicher, Detail 13, Abschnitt 18.4.1). Die Haftungsbestimmungen für das Versorgungsnetz gelten deshalb für die speicherähnlichen Anlagen gleichermaßen, die Teil des Versorgungsnetzes sind.

.....  
<sup>115</sup> Vgl. [160] zu den Anforderungen an die Gasqualität sowie § 36 GasNZV.

Demnach können gemäß § 11 Abs. 2 EnWG in Rechtsverordnungen über die Regelung von Vertrags- und sonstigen Rechtsverhältnissen Bestimmungen zur Haftung aus Vertrag und unerlaubter Handlung für Sach- und Vermögensschäden getroffen werden, die ein Kunde durch Unterbrechung der Energieversorgung oder durch Unregelmäßigkeiten in der Energieversorgung erleidet. Dabei kann die Haftung auf vorsätzliche oder grob fahrlässige Verursachung beschränkt und der Höhe nach begrenzt werden. Soweit es zur Vermeidung unzumutbarer wirtschaftlicher Risiken des Netzbetriebs in bestimmten Fällen erforderlich ist, kann die Haftung auch vollständig ausgeschlossen werden<sup>116</sup>.

#### 18.4.6 Detail 18: Drittzugang

Für einen (künftigen) Speicheranlagenbetreiber hat außerdem die Frage eine wichtige Bedeutung, ob und gegebenenfalls wem gegenüber der Zugang zum Speicher zu gewähren ist. Soweit der Anwendungsbereich des EnWG eröffnet ist, haben Betreiber von Speicheranlagen anderen Unternehmen den Zugang zu ihren Speicheranlagen und Hilfsdiensten zu angemessenen und diskriminierungsfreien technischen und wirtschaftlichen Bedingungen zu gewähren, sofern der Zugang für einen effizienten Netzzugang im Hinblick auf die Belieferung der Kunden technisch oder wirtschaftlich erforderlich ist, § 28 Abs. 1 Satz 1 EnWG. Wirtschaftlich erforderlich ist der Zugang, wenn es sich bei der Speicheranlage um einen Untergrundspeicher handelt. Ausgenommen hiervon sind jedoch unterirdische Röhrenspeicher, § 28 Abs. 1 Satz 2 EnWG. Der Zugang ist im Wege des verhandelten Zugangs zu gewähren, § 28 Abs. 1 Satz 3 EnWG<sup>117</sup>. Weitere gesetzliche Details zum Zugang sind in § 28 EnWG geregelt<sup>118</sup>.

#### 18.4.7 Detail 19: Vorrangige Abnahme zur Speicherung

Es stellt sich die Frage, ob ein Netzbetreiber dem Anlagenbetreiber alternativ zur vorrangigen Einspeisung anbieten kann, den Strom bei vorrangiger Abnahme zunächst zu speichern. Dies kommt insbesondere dann in Betracht, wenn der Netzbetreiber andernfalls verpflichtet wäre, die Netzkapazität zu erweitern. Dann müsste der gesetzliche Anspruch des Anlagenbetreibers auf vorrangige Abnahme des Stroms zur Einspeisung abdingbar sein – einseitig durch den Netzbetreiber oder zumindest im gegenseitigen Einvernehmen zwischen Netz- und Anlagenbetreiber.

##### A. Grundsatz

Der § 8 Abs. 1 EEG statuiert mit der Abnahme-, Übertragungs- und Verteilungspflicht drei Grundpflichten des Netzbetreibers und zugleich den Grundsatz des

<sup>116</sup> Vgl. hierzu § 5 GasNZV i.V.m. § 18 NDAV sowie § 25a StromNZV i.V.m. § 18 NAV.

<sup>117</sup> Zur Abgrenzung des verhandelten Zugangs zum Speicher vom „regulierten Zugangsregime“ zum Netz und damit zu „Speichereinrichtungen“, die als Teil des Netzes zu qualifizieren sind, siehe [190].

<sup>118</sup> Von praktischer Relevanz für den Zugang zu Speichern für Dritte (Third Party Access) sind außerdem die Guidelines for Good TPA Practice for Storage System Operators (GGPSSO) [165].

Abnahmevorrangs von Strom aus erneuerbaren Energien. Hiernach besteht die Pflicht des Netzbetreibers zur unverzüglichen und vollständigen Abnahme des angebotenen Stroms. Der Netzbetreiber kann sich nicht darauf berufen, dass das Netz wegen anderweitig eingespeisten Stroms aus konventioneller Erzeugung bereits ausgelastet sei [10, p. 43]. Von diesem Grundsatz kommen folgende Ausnahmetatbestände in Betracht:

#### **B. Ausnahme 1 (Einspeisemanagement)**

Der § 8 Abs. 1 EEG sieht eine Ausnahme vor, indem die Grundpflichten unter den Vorbehalt des § 11 EEG gestellt werden. Diese Ausnahme erfasst das in § 11 EEG geregelte Einspeisemanagement für den Fall eines Netzengpasses. Es handelt sich jedoch um einen eng auszulegenden Ausnahmetatbestand von der grundsätzlichen Pflicht zur vorrangigen Abnahme des Stroms aus erneuerbaren Energien. Die Pflicht des Netzbetreibers zur Erweiterung der Netzkapazität besteht darüber hinaus nur dann nicht, wenn ihm der Ausbau wirtschaftlich unzumutbar ist, § 9 Abs. 3 EEG.

Ein Angebot des Netzbetreibers an den Anlagenbetreiber, den Strom nicht zur Einspeisung und Übertragung durch das Netz abzunehmen, sondern zum Zwecke der (Zwischen-)Speicherung, findet demnach in § 8 Abs. 1 i.V.m. § 9 EEG keine Grundlage.

#### **C. Ausnahme 2 (Vertrag - Ausgleichsmechanismusverordnung)**

Auf Grundlage des § 8 Abs. 3a EEG ist eine vertragliche Abweichung vom Abnahmevorrang zur besseren Marktintegration zulässig, wenn dies durch die Ausgleichsmechanismusverordnung zugelassen ist. Für die Konstellation der (Zwischen-)Speicherung ist diese Ausnahme aber nicht einschlägig.

#### **D. Ausnahme 3 (Vertrag - Netzintegration)**

Der § 8 Abs. 3 i.V.m. § 15 EEG ermöglicht eine Abweichung vom Abnahmevorrang durch entsprechende vertragliche Vereinbarung zwischen Netz- und Anlagenbetreiber zum Zwecke einer besseren Netzintegration der Anlage. Mit dieser Regelung wird die Möglichkeit eröffnet, die Stromabnahme durch vertragliche Gestaltung zu modifizieren. Auf diese Weise sollen unwirtschaftliche Netzausbaumaßnahmen möglichst vermieden werden, um die volkswirtschaftlichen Kosten für den Netzbetrieb insgesamt zu verringern [104]. Hiernach entstehende Kosten kann der Netzbetreiber bei der Ermittlung des Netzentgelts in Ansatz bringen, soweit diese wirtschaftlich angemessen sind [105, p. 33]. Zu beachten ist jedoch, dass nicht die Abnahmepflicht als solche, sondern lediglich der Abnahmevorrang gegenüber Strom aus konventionellen Energieträgern abbedungen werden kann [18, p. 56].

Als Gestaltungsmöglichkeiten kommen sämtliche Maßnahmen in Betracht, die das technische Zusammenspiel der Anlage mit dem Netz und den technischen Gegebenheiten im Netz verbessern [106]. Hierunter fallen insbesondere Maßnahmen des Einspeisemanagements im weiteren Sinne unter stärkerer Ausrichtung am Energiebedarf und an drohender Netzüberlastung sowie Vereinbarungen über die Einsparung oder Bereitstellung von Regelenergie oder Blindstrom [105, p. 32]. Da auch die

(Zwischen-)Speicherung eine Maßnahme zur Modifizierung und Flexibilisierung der Einspeisung darstellt, kann sie Gegenstand einer solchen Vereinbarung sein.

Zu beachten ist aber, dass der Gesetzgeber diese vertragliche Gestaltungsmöglichkeit als bloßes Angebot an die Beteiligten versteht, von dem gesetzlichen Schuldverhältnis zwischen den Beteiligten nach dem EEG abzuweichen [105, p. 33], [107]. Folglich bedarf es einer einvernehmlichen Einigung zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber, diese Abweichung zu wollen. Dies wiederum wird in der Praxis eine entsprechende Gegenleistung des Netzbetreibers voraussetzen, damit der Anlagenbetreiber auf seine Ansprüche nach dem EEG zumindest teilweise verzichtet [105, p. 33], [108], [109].

Eine einseitige Abbedingung des Abnahmevorrangs durch den Netzbetreiber, den der Anlagenbetreiber nach dem EEG genießt, ist demnach unzulässig. Insbesondere darf der Netzbetreiber dem Anlagenbetreiber nicht einseitig vorgeben, den Strom nur zur (Zwischen-)Speicherung abzunehmen. Einseitig zulässige Maßnahme des Netzbetreibers in diesem Zusammenhang ist stattdessen nur das gesetzlich geregelte Einspeisemanagement (vgl. § 11 EEG und [10, p. 44]).

#### **E. Speicher- und Umwandlungsverluste**

Im Hinblick auf eine Vereinbarung zwischen Anlagen- und Netzbetreiber über die Zwischenspeicherung des Stroms durch den Anlagenbetreiber ist zu berücksichtigen, dass der Vergütungsanspruch nach § 16 Abs. 2 Satz 2 EEG mit der Ausspeisung des Stroms aus dem Speicher in das Netz entsteht. Die Höhe der Vergütung entspricht gemäß § 16 Abs. 2 Satz 3 EEG der Vergütungshöhe, die nach dem EEG zu zahlen gewesen wäre, wenn der Strom ohne Zwischenspeicherung in das Netz eingespeist worden wäre. Da die im Zusammenhang mit der Zwischenspeicherung zu erwartenden Stromverluste vor der Einspeisung in das Netz eintreten und in die Sphäre des Anlagenbetreibers fallen [110] [98], ist davon auszugehen, dass der Anlagenbetreiber im Rahmen einer entsprechenden Vereinbarung als Gegenleistung den Ausgleich der in Folge der Verluste verminderten Einspeisevergütung verlangen wird.

#### **18.4.8 Detail 20: Marktanzreizprogramm**

Einen wichtigen Beitrag zur Erhöhung der Attraktivität von Speichertechnik setzen neben regulierungsrechtlichen Anreizen auch finanzielle Förderprogramme.

So unterstützt beispielsweise das KfW-Programm Erneuerbare Energien „Speicher“, Programmnummer 275 die Nutzung von stationären Batteriespeichersystemen in Verbindung mit einer Photovoltaikanlage, die an das elektrische Netz angeschlossen ist. Gefördert wird durch zinsgünstige Darlehen der KfW und durch Tilgungszuschüsse, finanziert vom BMU. Nach dem Willen der KfW sollen „die Markt- und Technologieentwicklung von Batteriespeichersystemen angeregt werden“. Die geförderten Systeme würden einen „Beitrag zur besseren Integration von kleinen bis mittelgroßen Photovoltaikanlagen in das Stromnetz (leisten)“ [111]. Detailbedingungen finden sich vor allem (i) zum effektiven Jahreszins, (ii) zur Kombination von Photovoltaikanlagen und Batteriespeicher, (iii) zur Speichernachrüstung von Photovoltaik-Anlagen, die nach

31.12.2012 in Betrieb gingen, (iv) zu Krediten mit Tilgungszuschuss sowie (v) zur Laufzeit und zur Zinsbindung [112].

Vergleichbare Marktanzreizprogramme sind auch zu anderen Detailthemen grundsätzlich denkbar, um die Attraktivität der Netzintegration von Strom aus erneuerbaren Energien im Allgemeinen oder der Speicherung im Besonderen zu erhöhen.

## 18.5 LASTMANAGEMENT

Als Kernelemente des regulierungsrechtlichen Rahmens zum Lastmanagement kristallisierten sich die nachfolgenden Details heraus.

### 18.5.1 Detail 21: Lastmanagement der Übertragungsnetzbetreiber

#### A. Sicherheit oder Zuverlässigkeit gefährdet oder gestört

Betreiber von Übertragungsnetzen sind berechtigt und verpflichtet, eine Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu beseitigen. Der § 13 Abs. 1 EnWG ermächtigt sie

- zu netzbezogenen Maßnahmen (insbesondere Netzschaltungen), sowie
- zu marktbezogenen Maßnahmen (insbesondere Einsatz von Regelenergie, vertraglich vereinbarte abschaltbare und zuschaltbare Lasten, Information über Engpässe und Management von Engpässen sowie Mobilisierung zusätzlicher Reserven).

Eine Gefährdung der Sicherheit und Zuverlässigkeit ist zu bejahen, wenn

- örtliche Ausfälle des Übertragungsnetzes oder kurzfristige Netzengpässe zu befürchten sind (Alternative 1) oder
- zu befürchten ist, dass die Haltung von Frequenz, Spannung oder Stabilität durch die Übertragungsnetzbetreiber nicht hinreichend gewährleistet werden kann (Alternative 2), § 13 Abs. 3 EnWG.

Zusätzlich sieht das EnWG die Berechtigung und die Pflicht der Übertragungsnetzbetreiber vor, in ihren Regelzonen sämtliche Stromeinspeisungen, -transite und -abnahmen den Erfordernissen eines sicheren und zuverlässigen Betriebs anzupassen oder diese Anpassung zu verlangen. Voraussetzung ist, dass sich eine Gefährdung oder Störung durch die üblichen Maßnahmen, insbesondere durch die Netzschaltung, nicht rechtzeitig beseitigen lässt, § 13 Abs. 2 EnWG.

#### B. Redispatch

Als Redispatch-Maßnahmen werden Eingriffe der Übertragungsnetzbetreiber in die Fahrweise von Erzeugungs- und Speicheranlagen zum Erhalt der Systemsicherheit bezeichnet [113, p. 4]. Der „Redispatch“ bezeichnet den Vorgang, eine Anpassung der Wirkleistungseinspeisung von Erzeugungsanlagen oder Speichern vorzunehmen, um den Stromfluss auf einen betrieblich zulässigen Maximalwert zu begrenzen. Hierbei sind

diejenigen Erzeugungsanlagen oder Speicher betroffen, die netztopologisch nach dem von einer Überlastung betroffenen Netzelement liegen [113, p. 11]. Konkret wird die Leistung „in der Region vor dem Engpass reduziert und die Leistung in der Region hinter dem Engpass erhöht“, um den Stromfluss auf dem von der Überlast betroffenen Netzelement zu reduzieren [113, p. 4].

Für die Durchführung dieser marktbezogenen Maßnahmen im Sinne von § 13 Abs. 1 Ziffer 2 EnWG sieht § 13 Abs. 1a EnWG eine Sonderregelung vor. Danach sind Betreiber von Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie und von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie mit einer Nennleistung ab 10 MW verpflichtet, die Wirkleistungs- oder Blindleistungseinspeisung anzupassen. Voraussetzung ist die Anforderung durch den zuständigen Übertragungsnetzbetreiber, erforderlichenfalls in Abstimmung mit dem Betreiber desjenigen Netzes, das in die Erzeugungsanlage eingebunden ist. Zudem ist die Regulierungsbehörde ermächtigt, Festlegungen zur Konkretisierung des Adressatenkreises zu treffen. Gleiches gilt für die erforderlichen technischen Anforderungen, die gegenüber den Betreibern betroffener Erzeugungsanlagen aufzustellen sind. Schließlich bezieht sich die Ermächtigung auf Vorgaben zur Methodik und zum Datenformat der Anforderung durch den Betreiber von Übertragungsnetzen sowie zu den Kriterien für die Bestimmung der angemessenen Vergütung, § 13 Abs. 1a Satz 3 EnWG.

Zur Zulässigkeit einer Anpassung zur Wirkleistungsvereinbarung gilt außerdem folgendes [114]:

„Eine Anweisung zur Anpassung der Wirkleistungseinspeisung von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie und von Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie durch die Übertragungsnetzbetreiber ist dann zulässig, wenn aufgrund von Netzbelastungsberechnungen oder aufgrund anderer gesicherter Erkenntnisse anderenfalls strombedingte Überlastungen von Betriebsmitteln oder Verletzungen betrieblich zulässiger Spannungsbänder zu erwarten sind“.

Etablierte, dem anerkannten Stand der Technik entsprechende Methoden zur Berücksichtigung von Ausfällen von Netzbetriebsmitteln und von Entsorgungsanlagen sind bei den Netzbelastungsberechnungen zu berücksichtigen (z.B. das (n-1)-Prinzip). Eine Anweisungsanpassung zum Ausgleich von Leistungsungleichgewicht ist hingegen nicht zulässig [115]. Die Vergütung bei strombedingten Redispatch-Maßnahmen und bei spannungsbedingten Anpassungen der Wirkleistungseinspeisung ist zwischen den beteiligten Akteuren zu vereinbaren und muss den festgelegten Kriterien für die Bestimmung einer angemessenen Vergütung entsprechen [116]. Zu beachten ist hierbei stets, dass ein Redispatch ein Eingriff in den Markt ist. Er darf deshalb nicht zu zusätzlichen Gewinnen führen. Er steht im Gegensatz zu den entschädigungslosen Notfallmaßnahmen des § 13 Abs. 2 EnWG. Als angemessene Vergütung soll nur eine Erstattung der durch die Maßnahme verursachten, zusätzlich entstehenden Aufwendungen angesehen werden [113, pp. 11, 12]. Außerdem sollen Redispatch-Maßnahmen erst dann erfolgen, wenn alle anderen marktbezogenen Maßnahmen ausgeschöpft sind.

### C. Sonderregelung: Einspeisemanagement

Eine Sonderregelung besteht für den Fall, dass die Gefährdung oder Störung auf einer Überlastung der Netzkapazität beruht. Dann sind bei Maßnahmen des Übertragungsnetzbetreibers die speziellen Anforderungen des EEG einzuhalten, vgl. § 13 Abs. 2a Satz 3 EnWG:

- Nach § 11 EEG (Einspeisemanagement) sind Netzbetreiber berechtigt, an ihr Netz unmittelbar oder mittelbar angeschlossene EE-Anlagen und KWK-Anlagen, die mit einer Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ausgestattet sind, unter bestimmten Voraussetzungen zu regeln (die technischen Vorgaben für die ferngesteuerte Reduzierbarkeit und für die Abrufbarkeit der Ist-Einspeisung sind in § 6 EEG bestimmt). Diese Voraussetzungen sind, dass (i) andernfalls im jeweiligen Netzbereich einschließlich des vorgelagerten Netzes ein Engpass entstünde, (ii) der Vorrang für Strom aus erneuerbaren Energien gewahrt wird, sowie (iii) die verfügbaren Daten über die Ist-Einspeisung in der jeweiligen Netzregion abgerufen wurden. Die Netzbetreiber sind verpflichtet, den von der Maßnahme betroffenen Anlagenbetreiber spätestens am Vortag, ansonsten unverzüglich über den zu erwartenden Zeitpunkt, den Umfang und über die Dauer der Regelung zu unterrichten.
- Nach § 12 EEG (Härtefallregelung) sind die von der Maßnahme betroffenen Betreiber für 95% der entgangenen Einnahmen zuzüglich der zusätzlichen Aufwendungen und abzüglich der ersparten Aufwendungen zu entschädigen. In bestimmten Fällen beträgt der Anspruch auf Entschädigung 100 %, vgl. im einzelnen § 12 Abs. 1 EEG.

### D. Rechte und Pflichten des Anlagenbetreibers

Der Anlagenbetreiber hat korrespondierende Rechte und Pflichten. So hat er z.B. die Wirkleistungs- oder Blindleistungseinspeisung auf Anforderung durch die Übertragungsnetzbetreiber anzupassen. Umgekehrt ist er berechtigt, die für die Vorhaltung oder für die Herstellung der Betriebsbereitschaft notwendigen Auslagen (Betriebsbereitschaftsauslagen) neben den notwendigen Auslagen für konkrete Anpassungen der Einspeisung (Erzeugungsauslagen) als angemessene Vergütung geltend zu machen. Die Geltendmachung erfolgt gegebenenfalls in Abstimmung mit dem Betreiber desjenigen Netzes, in das seine Erzeugungsanlage eingebunden ist, § 13 Abs. 1a EnWG. Voraussetzung für den Vergütungsanspruch des Anlagenbetreibers ist, dass der Übertragungsnetzbetreiber ihn auffordert, die Betriebsbereitschaft seiner Anlagen für Anpassungen oder Einspeisungen weiter vorzuhalten oder wieder herzustellen, wenn andernfalls die Anlage auf Grund einer vorläufigen Stilllegung nicht anfahrbereit wäre. Nimmt der Anlagenbetreiber den Übertragungsnetzbetreiber auf Zahlung der Betriebsbereitschaftsauslagen in Anspruch, so darf er die Anlage auf die Dauer von fünf Jahren ausschließlich nach Maßgabe angeforderter Systemsicherheitsmaßnahmen betreiben. Will er seine Anlage nach Ablauf der fünf Jahresfrist wieder eigenständig einsetzen, muss er die Betriebsbereitschaftsauslagen zurückerstatten, § 13 Abs. 1b EnWG.

## E. Stilllegung

Eine vorläufige oder endgültige Stilllegung von Anlagen oder Teilkapazitäten steht unter Zulässigkeitsvoraussetzungen. Betreiber von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie mit einer Nennleistung ab 10 MW sind verpflichtet, die Stilllegung dem systemverantwortlichen Betreiber des Übertragungsnetzes und der Bundesnetzagentur möglichst frühzeitig, mindestens zwölf Monate vorher anzuzeigen. Ist ein weiterer Betrieb technisch und rechtlich möglich, sind vorläufige und endgültige Stilllegungen ohne vorherige Anzeige vor Ablauf der Frist verboten, § 13a Abs. 1 EnWG.

Dessen ungeachtet sind endgültige Stilllegungen von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie mit einer Nennleistung ab 50 MW in bestimmten Fällen auch nach Ablauf der vorbezeichneten Anzeigefrist verboten. Dies ist nach § 13a Abs. 2 EnWG der Fall, solange und soweit

- der systemverantwortliche Betreiber des Übertragungsnetzes die Anlage als systemrelevant ausweist,
- diese Ausweisung durch die Bundesnetzagentur genehmigt worden ist und
- ein weiterer Betrieb technisch und rechtlich möglich ist.

### 18.5.2 Detail 22: Lastmanagement der Verteilnetzbetreiber

Für die Netzintegration ebenfalls entscheidend ist die Frage, welche gesetzliche Ermächtigung die Verteilnetzbetreiber zum Lastmanagement haben. Hiernach gilt, dass die Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber für Betreiber von Elektrizitätsverteilnetzen im Rahmen ihrer Verteilungsaufgaben entsprechend gilt. Voraussetzung ist, dass der Verteilnetzbetreiber für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in seinem Netz verantwortlich ist, § 14 Abs. 1 EnWG.

Zusätzlich besteht für Betreiber von Elektrizitätsverteilnetzen gegenüber Lieferanten und Letztverbrauchern im Bereich der Niederspannung, mit denen sie Netznutzungsverträge abgeschlossen haben, die Möglichkeit, zum Zwecke der Netzentlastung die „Steuerung von vollständig unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen“ zu übernehmen, für die ein separater Zählpunkt existiert, § 14a EnWG. Im Gegenzug ist von den Betreibern ein reduziertes Netzentgelt zu berechnen (vgl. auch die Ausführungen zu: Smart Grid, Detail 11, Abschnitt 18.3.2).

### 18.5.3 Detail 23: Entschädigung bei Einspeisemanagement

#### A. Ausgangspunkt

Fraglich ist, ob die gesetzliche Entschädigungsregelung für den Fall des Einspeisemanagements modifiziert werden kann. In Betracht kommt insbesondere, die Höhe der Entschädigung im Anschluss an einen zumutbar erfolgten Netzausbau zu reduzieren oder ganz zu streichen. Im Zuge der Diskussionen um die sog. „Strompreisbremse“, dem Konzept zur kurzfristigen Begrenzung des Kostenanstiegs durch Ausbau der erneuerbaren Energien, sah der Gemeinsame Vorschlag zur Dämpfung der Kosten des Ausbaus



der erneuerbaren Energien des Bundesumweltministeriums und des Bundeswirtschaftsministeriums vom 13.2.2013 eine Absenkung der Entschädigung bei Anlagen vor, die in der festen Einspeisevergütung einspeisen [117]. Darüber hinaus wird teilweise eine generelle Abschaffung der Härtefallregelung gefordert, um für EEG-Investoren den ökonomischen Anreiz zu schaffen, bei der Standortwahl die perspektivisch verfügbaren Netzkapazitäten stärker zu berücksichtigen [118]. In Betracht kommt insbesondere eine Verletzung von Art. 14 GG oder von Art. 12 GG.

## **B. Vereinbarkeit mit Eigentumsfreiheit**

Im Hinblick auf Art. 14 GG ist bereits zweifelhaft, ob der Schutzbereich eröffnet ist. Der verfassungsrechtliche Eigentumsbegriff erfasst zwar über das privatrechtliche Sacheigentum hinaus auch andere vermögenswerte Rechte. Geschützt werden aber nur solche Rechtspositionen, die dem Rechtssubjekt bereits zustehen [119], nicht aber bloße Gewinnerwartungen, Chancen oder Erwerbsmöglichkeiten [120]. Das BVerfG ließ es bisher offen, ob der EEG-Vergütungsanspruch als solcher oder i.V.m. dem Eigentum an der Erzeugungsanlage von Art. 14 Abs. 1 GG geschützt wird [121]. Voraussetzung hierfür wäre, dass dem gesetzlich statuierten Vergütungsanspruch der Charakter einer bereits erworbenen Rechtsposition zuerkannt würde. Dies wäre im Hinblick auf den Härtefallanspruch nach § 12 EEG wohl zu verneinen, da bei einem verschuldensunabhängigen Entschädigungsanspruch ohne vorherige Einspeisung keine eigene Erwerbsleistung des Anlagenbetreibers gegeben ist.

Selbst wenn man den Schutzbereich als eröffnet ansieht, so stellt die Regelung wohl eine zulässige Inhalts- und Schrankenbestimmung im Sinne von Art. 14 Abs. 1 Satz 2 GG dar. Eine Modifizierung der Härtefallregelung diene dem legitimen Ziel der Optimierung des Netzausbaus. Denn die Tatsache, dass EEG-Investoren nicht mehr ohne weiteres von der Entschädigung eines Vergütungsausfalles infolge Einspeisemanagements ausgehen können, schafft ökonomische Anreize, bei der Standortwahl die verfügbaren Netzkapazitäten zu berücksichtigen. Die Regelung wahrt das rechtsstaatliche Gebot der Verhältnismäßigkeit. Zwar ist als milderer Mittel auch eine (deutliche) Absenkung der Entschädigungssumme von derzeit 95% der entgangenen Einnahmen denkbar [122]. Jedoch ist die vollständige Abschaffung als erforderlich anzusehen, wenn angesichts des maximalen Netzausbaus nach dem Stand der Technik nur mit entsprechend starken ökonomischen Anreizen das Ziel des optimalen Netzausbaus erreicht werden kann. Diese Maßnahme wäre angesichts der geringen Intensität des Eingriffs auch angemessen im Hinblick auf das legitime Ziel. Denn die verschuldensunabhängige Entschädigungsregelung, welche zum Zwecke eines möglichst effizienten Einsatzes des Einspeisemanagements aufgenommen wurde, begründet zusätzlich zum allgemeinen Haftungsregime der §§ 280 ff. BGB einen darüber hinausgehenden Anspruch [123]. Folglich bedeutet die Abschaffung dieser besonderen Begünstigung eine bloße Rückführung auf das allgemeine Haftungsregime, welches keinen verfassungsrechtlichen Bedenken begegnet, da Art. 14 GG keinen Anspruch auf künftige Beibehaltung von Erwerbs- oder Entschädigungsmöglichkeiten begründet.

Wollte man erwägen, die Härtefallregelung auf für bereits in Betrieb genommene Anlagen zu modifizieren, wäre dies mit einem entsprechenden Vertrauensschutz der Anlagenbetreiber abzuwägen. Denn im Rahmen der Eigentumsgarantie ist der rechtsstaatliche Grundsatz des Vertrauensschutzes zu beachten, der „für vermögenswerte Güter eine eigene Ausprägung erfahren hat“ [124]. Die Würdigung könnte in Anlehnung an die Ausführungen des BVerfG zur Schutzwürdigkeit des Vertrauens auf den gesetzlichen Vergütungsanspruch erfolgen [125]. Zusätzlich wäre vor allem zwischen einer echten oder einer unechten Rückwirkung eines entsprechenden Gesetzes zu unterscheiden. Letztere unterliegt weniger strengen Wirksamkeitsanforderungen, als eine echte Rückwirkung und ist zu bejahen, wenn sich eine Neuregelung lediglich auf gegenwärtige, noch nicht abgeschlossene Sachverhalte auswirkt.

### C. Vereinbarkeit mit Berufsfreiheit

Eine gesetzliche Modifizierung der Härtefallregelung würde wohl keine Verletzung der Berufsfreiheit darstellen.

Ein normativer Eingriff setzt im Rahmen von Art. 12 Abs. 1 GG die Berufsbezogenheit der Regelung voraus. Erforderlich wären verbindliche Vorgaben für das „ob“ und „wie“ der beruflichen Tätigkeit [126]. Angesichts der Fülle von Regelungen, welche die Berufsfreiheit nur am Rande berühren, verlangt die Rechtsprechung des BVerfG eine objektiv berufsregelnde Tendenz [127]. Dies könnte vorliegend bereits fraglich sein, da sich eine Modifizierung der Härtefallregelung nur mittelbar auf den Beruf des Anlagenbetreibers auswirkt.

Jedenfalls würden aber wohl die bereits zu Art. 14 GG erörterten Rechtfertigungsgründe auch im Rahmen von Art. 12 GG zu beachten sein. Zur Begründung kann der Beschluss des BVerfG vom 18.2.2009 herangezogen werden. Der Beschluss nennt den Art. 12 GG zu Beginn seiner Ausführungen als möglicherweise verletztes Grundrecht „hilfsweise“ [121]. Angesichts der Rechtfertigung eines möglichen Eingriffs in Art. 14 GG kommt das BVerfG auf eine Verletzung des Art. 12 GG aber nicht mehr zurück. Wenn eine Modifizierung der Härtefallregelung demnach einen jedenfalls gerechtfertigten Eingriff in Art. 14 GG darstellen sollte, so gilt die Rechtfertigung für einen möglichen Eingriff in die Berufsfreiheit nach Art. 12 GG entsprechend.

Je nach Art und Intensität einer unter Umständen künftig politisch gewollten Modifizierung der Härtefallregelung wären eine Verletzung von Art. 12 oder Art. 14 GG und eine eventuelle Rechtfertigung des Eingriffs im Einzelfall zu prüfen.

#### 18.5.4 Detail 24: Dauerhafte Abregelung

Die vorbezeichneten Ermächtigungsgrundlagen (vgl. Lastmanagement, Details 21 und 23, Abschnitte 18.5.1 und 18.5.3.) zeigen, dass ein Netzbetreiber stets einer besonderen Veranlassung in Ausnahmesituationen bedarf, um netz- oder marktbezogene Maßnahmen oder sonstige Anpassungsmaßnahmen zu ergreifen. Vor allem das Einspeisemanagement in Verbindung mit der Härtefallregelung nach §§ 11 und 12 EEG macht deutlich, dass es für die Regelung von Anlagen einer besonderen Gefahrensituation

bedarf. Umgekehrt folgt daraus, dass die Regelung von Anlagen darüber hinaus nicht in Betracht kommt.

Zwar wäre eine zumindest teilweise und dauerhafte Abregelung insbesondere bei Neuanlagen wohl verfassungskonform, wenn dies aus Gründen einer andernfalls überlasteten Netzkapazität geboten erscheint. Denn wie auch im Falle einer Modifizierung des Entschädigungsanspruches im Rahmen der Härtefallregelung könnte erwogen werden, darin eine verhältnismäßige Inhalts- und Schrankenbestimmung des Eigentums zu sehen, vorausgesetzt, dass der Schutzbereich der Eigentumsfreiheit eröffnet ist.

Ungeachtet dessen sieht der gegenwärtige Gesetzesrahmen dies aber nicht vor. Insbesondere ist hiernach keine dauerhafte und auch nur teilweise Abregelung in Höhe eines bestimmten Prozentsatzes der Anlagenleistung mit dem Argument zulässig, dass die Netzkapazität in einer bestimmten Region überlastet sei. Stattdessen greift in diesen Fällen der gesetzliche Anspruch des Einspeisewilligen gegen den Netzbetreiber auf Erweiterung der Netzkapazität im Sinne von § 9 EEG (vgl. Netzausbau, Detail 4, Abschnitt 18.2.4).

#### **18.5.5 Detail 25: Negative Regelleistung und Abschaltung**

Es stellt sich die Frage, wie der Netzbetreiber negative Regelleistung beschafft und ob dies insbesondere durch Abschaltungen von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien als „Lasten“ zulässig ist.

##### **A. Ausgangspunkt**

Die Ermächtigung des Netzbetreibers zum Eingriff durch Abschaltungen oder durch Anweisungen bis hin zu zwangsweisen Leistungsreduktionen ist dem Grunde nach anerkannt [68, p. 13]. Unter Beachtung des Verhältnismäßigkeitsgrundsatzes plädiert die Bundesnetzagentur für eine „Abschaltrangfolge von Erzeugern (...)“, die im Bedarfsfall vom Netzbetreiber genutzt werden kann<sup>119</sup>. Wengleich die Steuerung des Verbrauchs nicht „pauschal und unreflektiert“ den Netzbetreibern mit ihren „steuernden Eingriffen“ zuzuweisen ist, sondern stattdessen Raum für die sonstigen Marktakteure verbleiben solle<sup>120</sup>, ist die Ermächtigung der Netzbetreiber zu Zwangsmaßnahmen als „Ultima-Ratio-Handlungsoption“ trotz aller Entwicklungen vom netzbetreiberorientierten Lastmanagement zur marktorientierten Steuerung des Verbrauchs durch Preissignale weitgehend unbestritten [68, p. 8 Leitgedanke 3]. Allerdings sind diese Eingriffe nur in den gesetzlichen Grenzen zulässig, vgl. § 13 Abs. 1 Satz 1 Ziffer 1 und 2 EnWG. Dies gilt insbesondere für den Einsatz von Regelleistung als marktbezogene Maßnahme.

<sup>119</sup> [68, p. 22] mit Verweis auf BNetzA, Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement, 29.03.2011 unter besonderem Hinweis auf die erforderliche Einbeziehung auch von kleineren Anlagen in diesen Mechanismus.

<sup>120</sup> Vgl. hierzu und zur Abgrenzung der Zwangsmaßnahmen von marktbasierenden Maßnahmen [68, pp. 14, 15].

Die Regelenergie ist Gegenstand von Ausgleichsleistungen. Diese wiederum sind „Dienstleistungen zur Bereitstellung von Energie, die zur Deckung von Verlusten und für den Ausgleich von Differenzen zwischen Ein- und Ausspeisung benötigt wird“ und „zu denen insbesondere auch Regelenergie gehört“, § 3 Ziffer 1 EnWG. Die Regelenergie (auch Regelleistung oder Reserveleistung) ist sodann diejenige Energie, die zum Ausgleich von Leistungsungleichgewichten in der jeweiligen Regelzone eingesetzt wird, § 2 Ziffer 9 StromNZV. Sie stellt sicher, dass die Versorgung der Stromkunden auch dann gewährleistet ist, wenn es zu unvorhergesehenen Ereignissen im Stromnetz und „einer ungeplanten Differenz zwischen der Einspeise- und der Entnahmemenge“ kommt [128]. Bei der negativen Regelenergie handelt es sich darum, dass das Netz wegen erhöhtem Angebot und (kurzfristig) schwacher Nachfrage entlastet werden muss.

## **B. Beschaffung und vertragliche Vereinbarung**

Die Grundlagen zur Beschaffung von Regelenergie regelt § 22 Abs. 2 EnWG. Danach ist „durch die Betreiber von Übertragungsnetzen (...) ein diskriminierungsfreies und transparentes Ausschreibungsverfahren anzuwenden, bei dem die Anforderungen, die die Anbieter von Regelenergie für die Teilnahme erfüllen müssen, soweit dies technisch möglich ist, von den Betreibern von Übertragungsnetzen zu vereinheitlichen sind“. Zudem haben die Betreiber von Übertragungsnetzen für die Ausschreibung von Regelenergie „eine gemeinsame Internetplattform einzurichten“, § 22 Abs. 2 Satz 1 und 2 EnWG. Einzelheiten sind in den §§ 6 ff. StromNZV geregelt. Die Abschaltung von Lasten in Form von Energieerzeugungsanlagen ist darin jedoch nicht ausdrücklich genannt.

Die Beschaffung von Ab- und Zuschaltleistung über vertraglich vereinbarte ab- und zuschaltbare Lasten hat in einem diskriminierungsfreien und transparenten Ausschreibungsverfahren zu erfolgen, § 13 Abs. 4a EnWG. Die auf § 13 Abs. 4a und 4b EnWG gestützte Abschaltverordnung sieht spezielle Mechanismen vor, wie die Abschaltung im Einzelnen durchzuführen ist [129]. „Abschaltbare Lasten“ im Sinne der AbLaV sind bestimmte Verbrauchseinheiten, die bestimmten technischen Anforderungen genügen müssen, §§ 2 und 5 AbLaV. Sie können aufgrund der Besonderheiten ihres Produktionsprozesses kurzfristig auf Abruf für eine bestimmte Zeit die Verbrauchsleistung reduzieren. Auch darin ist die Abschaltung von Erzeugungsanlagen als „Lasten“ nicht unmittelbar vorgesehen.

Jedoch knüpft der Wortlaut von § 13 Abs. 1 Ziffer 2 EnWG bei der zu wählenden Verhältnismäßigkeit der letztlich auszuwählenden marktbezogenen Maßnahme an „vertraglich vereinbarte“ ab- und zuschaltbare Lasten an. Dies könnte meinen, dass bei Vorliegen einer vertraglichen Vereinbarung über die „Abschaltung“ von Erzeugungsanlagen als negative Regelenergie eine solche Abschaltung zulässig ist. Zwar sind zu- und insbesondere abschaltbare Lasten in der Regel keine Erzeugungsanlagen, sondern Verbrauchseinrichtungen, vgl. zu den abschaltbaren Lasten z.B. § 2 AbLaV. Allerdings stellt letztlich auch die den Strom erzeugende und einspeisende Anlage eine „Last“ für das jeweilige Netz dar. Deshalb ist sie insoweit als abschaltbare Last im Sinne von § 13 Abs. 1 Ziffer 2 EnWG auszulegen. In der Folge darf als marktbezogene Maßnahme zur Beschaffung von negativer Regelenergie auch eine Erzeugungsanlage vom Netz

genommen werden, wenn es dafür eine vertragliche Vereinbarung zwischen dem Anlagenbetreiber und dem Netzbetreiber gibt<sup>121</sup>.

Der Vorbehalt einer vertraglichen Vereinbarung für diesen Fall folgt auch daraus, dass Grundlage der marktbezogenen Maßnahmen des Netzbetreibers nach § 13 Abs. 1 EnWG der in § 1 Abs. 1 EnWG definierte Zweck des EnWG bleiben muss. Danach ist die Versorgung der Allgemeinheit mit Strom sicherzustellen, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht. Nach § 4 Abs. 1 EEG wiederum besteht zwischen dem Anlagenbetreiber und dem Netzbetreiber ein gesetzliches Schuldverhältnis. Die Netzbetreiber dürfen die Erfüllung ihrer gesetzlichen Pflichten nicht von dem Abschluss eines Vertrages abhängig machen. Dies erfasst insbesondere die Pflicht des Netzbetreibers, den gesamten angebotenen Strom aus erneuerbaren Energien unverzüglich vorrangig abzunehmen, zu übertragen und zu verteilen, § 8 Abs. 1 EEG. Diesem würde eine einseitig vorgenommene Abschaltung der „Last“ in Form der Erzeugungsanlage als marktbezogene Maßnahme widersprechen. Die Zulässigkeit und Wirksamkeit von hier von abweichenden Vereinbarungen wiederum sehen § 4 Abs. 2 Satz 1 i.V.m. § 8 Abs. 3 und 3a EEG ausdrücklich vor.

### C. Abgrenzung zum Einspeisemanagement

Die zulässige Abschaltung von Erzeugungsanlagen zur Beschaffung von negativer Regelleistung auf Grundlage vertraglicher Vereinbarung ist von dem einseitigen Einspeisemanagement des Netzbetreibers und dadurch ausgelöster Härtefallregelung zu unterscheiden (vgl. §§ 11 und 12 EEG). Letztere bleiben unabhängig von einer vertraglichen Vereinbarung und in den gesetzlichen Grenzen zulässig, vgl. auch § 4 Abs. 2 Satz 1, § 8 Abs. 3, § 12 EEG.

## 18.6 ÜBERGREIFENDE THEMEN

Als Kernelemente des regulierungsrechtlichen Rahmens für solche Detailthemen, die sich als übergreifend darstellen und die nicht konkret nur dem einen oder anderen der vorbezeichneten Schwerpunkte zugeordnet werden, kristallisierten sich die nachfolgenden Details heraus:

### 18.6.1 Detail 26: Individuelle Stromnetzentgelte

#### A. Ausgangspunkt

Über die Netznutzungsgebühren werden die Kosten für das Netz refinanziert. Die einmalig anfallenden Netzanschlusskosten betreffen die Herstellung oder die Änderung von Netzanschlüssen. Der Kunde beteiligt sich daran über die Netzanschlussgebühr. Kosten für Maßnahmen im regulären Netz, selbst wenn sie über den neuen Anschluss erforderlich geworden sind, gehen in die Netznutzungsentgelte ein [25, p. 354].

<sup>121</sup> Vgl. zur Maßnahme, eine Erzeugungsanlage vom Netz zu nehmen, [175].

Netznutzungsentgelte werden durch die Betreiber von Energieversorgungsnetzen für die Durchleitung von Elektrizität oder Gas von den Netznutzern (Endkunde oder Lieferant) erhoben, nicht jedoch für die „Einspeisung“ [130], [25, p. 354], [131]. Die Erhebung von Netznutzungsentgelten ist grundsätzlich nicht verpflichtend. Vielmehr zielt die Regulierung darauf ab, die Höhe der Netznutzungsentgelte zu begrenzen und sicherzustellen, dass Entgelte diskriminierungsfrei erhoben werden, also auf alle Netznutzer gleich [132].

Netznutzungsentgelte können nur anfallen, wenn Elektrizität oder Gas an einen Dritten geleitet wird. Eine reine Kundenanlage kommt für eine solche Durchleitungskonstellation nicht in Betracht. Je nach Ausgestaltung der Betreiber- und Anschlussverhältnisse können Zwischenformen vorliegen<sup>122</sup>. Bei der Lieferung von Strom oder Gas durch ein nicht reguliertes Netz fällt ein Netznutzungsentgelt nur an, wenn der Betreiber dies verlangt. Deshalb ist die Qualifizierung der Netze entscheidend (vgl. dazu die Ausführungen oben zu: Netzausbau, Detail 2, Abschnitt 18.2.2).

#### **B. Smart Pricing (variable Netzentgelte und Preissignale)**

Durch ein effektives und lukratives Netzkapazitätsmanagement in Form eines „smart pricing“ könnte ein andernfalls notwendiger Netzausbau vermieden werden [25, pp. 359, 361]. Neben den Anknüpfungspunkten einer Abschaltung von Verbrauchern oder einer Leistungsreduktion spezieller Geräte oder Anschlüsse kann insbesondere das variable Netzentgelt von Interesse sein. Variable Netzentgelte könnten den Netznutzer veranlassen, seinen Stromverbrauch den Anforderungen des Verteilnetzes anzupassen. Dies würde wiederum den Verteilnetzbetreiber in die Lage versetzen, Netzlastspitzen zu reduzieren, fluktuierend einspeisende Erzeuger besser zu integrieren, den Stromverbrauch der Netznutzer in netzlastschwache Zeiten zu verlagern und die Netzlastprognose zu verbessern<sup>123</sup>.

Als Anknüpfungspunkt für ein Smart Pricing mit Bezug auf variable Netzentgelte kommen unter anderem Preissignale des Energy-only-Marktes der Strombörse (EEX) in Betracht. Der Energy-only-Markt ist ein Energiemarkt, bei dem nur tatsächliche Energiemengen vergütet werden. Die Bereitstellung von Leistung wird nicht vergütet<sup>124</sup>. Der Energy-only-Markt gibt über den Großhandelspreis unter anderem ein Signal, ob Strom zu bestimmten Zeitpunkten knapp oder im Überschuss vorhanden sein wird [133, p. 14]. Insbesondere Netzengpässe könnten in liberalisierten Energiemärkten zu entsprechenden Preissignalen führen [134]. Die letztlich zu erzielende Versorgungssicherheit könnte durch Preissignale sowohl zu einer „Aktivierung der Angebotsseite“ (z.B. Erhöhung Importe, Notstromaggregate, Reaktivierung Kaltreserve, Neubau von Kraftwerken oder Speichern) als auch zu einer „Aktivierung der Nachfrageseite“ führen.

.....  
<sup>122</sup> Geschlossene Verteilnetze bzw. die Areal- und Objektnetze nach EnWG a.F. etc., vgl. [75] und [181].

<sup>123</sup> Vgl. zu den variablen Netzentgelten und Leistungspreisen [167, pp. 1, Ziffer 1 und p. 2, Ziffer 2].

<sup>124</sup> [156, p. 38], mit dem Hinweis darauf, dass sich bei fehlender Vergütung einer Bereithaltung von Erzeugungskapazitäten die Rendite- und Amortisationsaussichten konventioneller Kraftwerke wegen immer kürzer werdender Einsatzzeiten verringern.

Neben einer Verringerung der Exporte oder der Installation von Zählern kann eine Aktivierung der Nachfrageseite insbesondere die „Anpassung von Verträgen von leistungsgemessenen Verbrauchern“ beinhalten [135]). Bestandteil dieser Verträge wiederum sind die im Einzelfall zu zahlenden Netzentgelte als Bestandteil des „Gesamtstrompreises“. Hiernach kommt in Betracht, dass Netzbetreiber in Abhängigkeit von entsprechenden Preissignalen die Netzentgelte erhöhen oder verringern, was sich letztlich im Gesamtstrompreis niederschlägt (Übersteuerung von Preissignalen der EEX durch Netzentgelte). Teilweise wird die Annahme zwar als sehr kritisch bis ablehnend bewertet, „elektrische Lasten ließen sich wirksam über Preissignale steuern“. Denn die Preise würden „für Energiemengen (gelten), nicht für augenblickliche Leistungen“. Deshalb kämen die Preissignale zur Steuerung von Lasten „entschieden zu spät“. Auch insoweit wird aber konstatiert, dass die Preissignale zumindest für „Energieverlagerungen (...) durchaus brauchbar (sind)“ [136].

Darüber hinaus wird vertreten, dass variable Netzentgelte in Abgrenzung zu den gesonderten Netzentgelten zu aufwändig seien, als dass sie zur Bewirtschaftung knapper Netzkapazitäten herangezogen werden sollten. Dabei soll unter variablen Netzentgelten im Gegensatz zu den gesonderten Netzentgelten verstanden werden, dass „die Preise für die Netznutzung in Abhängigkeit der Auslastung des Netzes schwanken: je näher die Netze an der Kapazitätsgrenze geführt werden, umso stärker wird ihre Nutzung bepreist (...)“. Das gesonderte Entgelt hingegen könne von den allgemeinen Netztarifen abweichen, wäre aber fix und insbesondere nicht schwankend [68, pp. 19, 20]. Hieran ist richtig, dass der durch individuelle und insbesondere variable Stromnetzentgelte ausgelöste Aufwand für alle Marktbeteiligten erheblich ist. Sinnvoll erscheint deshalb jedenfalls die Begleitung der Einführung und Umsetzung des Prozesses von individuellen Stromnetzentgelten durch entsprechende Kosten-/Nutzenanalysen.

### C. Grundlagen und Grenzen

Grundlagen und Grenzen individueller Netzentgelte sind vornehmlich in § 19 Abs. 2 StromNEV geregelt. Zusätzlich ist die Grenze des § 17 Abs. 8 StromNEV zu beachten. Danach sind andere als in der StromNEV genannte Entgelte nicht zulässig.

§ 19 Abs. 2 StromNEV sieht für den Fall deutlicher Abweichung der Lastverläufe von den Regelannahmen gemäß § 16 StromNEV die Bildung eines individuellen Netzentgeltes vor. Dabei ist im Rahmen des § 19 Abs. 2 StromNEV zwischen zwei Grundkonstellationen zu differenzieren: Nach Satz 1 ist der Fokus auf den konkreten Zeitpunkt der Netznutzung zu legen, während Satz 2 eine ausgeprägte, regelmäßige Netznutzung voraussetzt.

- Gemäß § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV haben Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen Letztverbrauchern ein individuelles Netzentgelt anzubieten, das dem besonderen Nutzungsverhalten des Netzkunden angemessen Rechnung zu tragen hat, falls auf Grund vorliegender oder prognostizierter Verbrauchsdaten oder auf Grund technischer oder vertraglicher Gegebenheiten offensichtlich ist, dass der Höchstlastbetrag eines Letztverbrauchers vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht. Das individuelle Netzentgelt muss dem besonderen

Nutzungsverhalten des Netzkunden angemessen Rechnung tragen und darf nicht weniger als 20 % des veröffentlichten Netzentgelts betragen. Die Vereinbarung des individuellen Netzentgelts erfolgt unter dem Vorbehalt, dass die Voraussetzungen tatsächlich eintreten, § 19 Abs. 2 Satz 16 StromNEV. Ist dies nicht der Fall, erfolgt die Abrechnung der Netznutzung nach den allgemein gültigen Netzentgelten, § 19 Abs. 2 Satz 17 StromNEV. Die Gewährung individueller Netzentgelte wird von den Regulierungsbehörden überwacht und ist genehmigungsbedürftig, § 19 Abs. 2 Satz 4 StromNEV. Die entsprechende Antragstellung hat durch den Letztverbraucher zu erfolgen, § 19 Abs. 2 Satz 10 StromNEV. Der Antrag sei spätestens in dem Kalenderjahr zu stellen, für das die Genehmigung beantragt wird; eine Beantragung für zurückliegende Kalenderjahre scheidet aus Gründen des Vertrauensschutzes aus [137, p. 3].

- Gemäß § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV a.F. konnten sich Letztverbraucher grundsätzlich von den Netzentgelten befreien lassen, wenn ihre Stromabnahme aus dem Netz der allgemeinen Versorgung an einer Abnahmestelle die Benutzungsstundenzahl von mindestens 7.000 Stunden erreicht und ihr Stromverbrauch an dieser Abnahmestelle 10 Gigawattstunden überschritten hat.

Nach einer Entscheidung des OLG Düsseldorf ist diese Regelung zur Befreiung stromintensiver Unternehmen von den Netzkosten jedoch nichtig. Es hob deshalb die aufgrund der Verordnung erlassenen Ausführungsbestimmungen der Bundesnetzagentur auf. Es sieht „im Energiewirtschaftsgesetz keine ausreichende gesetzliche Ermächtigungsgrundlage für die Befreiung von den Netzentgelten“. Das EnWG erlaube „in der derzeit geltenden Fassung nur, durch eine Verordnung die Methode zur Berechnung der Entgelte, das „wie“, festzulegen, nicht aber eine vollständige Befreiung von den Netzentgelten, das „ob“, durch eine Verordnung zu bestimmen.“ Zudem sei „die vollständige Netzbefreiung für stromintensive Unternehmen schon nicht formell ordnungsgemäß zustande gekommen, weil die Änderung der Verordnung durch den Bundestag mit einem nicht mit der Regelung in Zusammenhang stehenden Gesetz verabschiedet worden sei.“ Schließlich sei „eine vollständige Befreiung von den Netzentgelten aus Gleichheitsgründen nicht zulässig. Auch europarechtlich sei eine nicht-diskriminierende und kostenbezogene Regelung der Netzentgelte geboten“ [138].

In Konsequenz hierzu beinhaltet Artikel 1 Ziffer 7 des Entwurfes Verordnung Energiewirtschaftsrecht eine Neufassung von § 19 Abs. 2 StromNEV a.F.. Die Neufassung sieht eine „typisierende Staffelung der Entgeltreduzierung abhängig von der Benutzungsstundenzahl des jeweiligen Letztverbrauchers vor“ [139, pp. 15, 16 Begründung] und damit ein „individuelles Netzentgelt“ statt der bisher in § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV a.F. für diese Fälle vorgesehenen Befreiung von den Netzentgelten. Die Neuregelung findet sich nun in § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV. Für die Höhe des zu vereinbarenden individuellen Netzentgeltes werden konkrete Vorgaben gemacht (Staffelung), § 19 Abs. 2 Satz 3 StromNEV. Durch die Neufassung werde „auch auf die beihilferechtliche Kritik der EU-Kommission an der bisherigen Netzentgeltbefreiung energieintensiver Letztverbraucher gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV reagiert und damit Rechtssicherheit geschaffen“ [42, p. 1].



In Anlehnung an das vorzitierte Urteil des OLG Düsseldorf [140] legt die Neufassung von § 19 Abs. 2 Satz 3 StromNEV eine Methode zur Berechnung der Entgelte fest (das „wie“, vgl. die Staffelung), regelt aber nicht eine vollständige Befreiung von den Netzentgelten (das „ob“). Die individuelle Netzentgeltvereinbarung bedarf auch weiterhin der Genehmigung durch die zuständige Regulierungsbehörde, § 19 Abs. 2 Satz 4 StromNEV.

- Unter anderem mit Hinweis auf die vorzitierte Entscheidung des OLG Düsseldorf [138] ordnet der Beschluss des Bundesrates vom 05.07.2013 unter Ziffer 5 zu Artikel 1 Ziffer 9 lit. a), aa) die rückwirkende Geltung des § 19 Abs. 2 Satz 2 und 3 StromNEV zum 1. Januar 2012 an [141]. Aus den gleichen Gründen wäre die Genehmigung der Regulierungsbehörde zur Befreiung von Netzentgelten gegenüber Letztverbrauchern auf Grund von § 19 Abs. 2 Satz 2 und 3 StromNEV vom 25.07.2005 in der zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes vom 28.07.2011 geänderten Fassung mit Ablauf des 31.12.2013 unwirksam [142].

#### **D. Diskriminierungsfreie Bedingungen und Entgelte**

Unterschiedlich hohe variable Netzentgelte, die sich im Vergleich zwischen verschiedenen Regionen daraus ergeben, dass diese Regionen eine unterschiedliche Struktur aufweisen (Bevölkerungsdichte, Netzstruktur etc.), sind mit dem Anspruch auf diskriminierungsfreie Bedingungen und Entgelte für den Netzzugang vereinbar. Die variablen Netzentgelte könnten deshalb der Höhe nach voneinander abweichen. Dazu wie folgt:

Zur Verwirklichung von Wettbewerb in der Elektrizitätswirtschaft schreibt § 21 Abs. 1 EnWG die Gewährleistung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs vor und nennt ausdrücklich die Entgelte für den Netzzugang. Das Diskriminierungsverbot erfasst generell die ungleiche Behandlung von wesentlich gleichen Sachverhalten sowie die Gleichbehandlung von wesentlich Ungleichem. Anderes gilt nur, wenn ein abweichendes Vorgehen sachlich gerechtfertigt ist [143].

Zwar könnte die Vorschrift des § 17 Abs. 1 Satz 1 StromNEV einer Anknüpfung an unterschiedliche Regionen zur Bemessung voneinander abweichender variabler Netzentgelte entgegenstehen. Hiernach müssen die von Netznutzern zu entrichtenden Netzentgelte ihrer Höhe nach unabhängig von der räumlichen Entfernung zwischen dem Ort der Einspeisung und dem Ort der Entnahme elektrischer Energie sein. Eine abweichende Vereinbarung wäre nur in den Grenzen des § 17 Abs. 8 StromNEV zulässig.

Es ist jedoch bereits zweifelhaft, ob der Fall der variablen Netzentgelte hiervon erfasst ist. Denn die Vorschrift stellt auf die räumliche Entfernung zwischen Einspeise- und Entnahmeort ab. Die variablen Netzentgelte resultieren indes nicht aus unterschiedlichen Distanzen zwischen Einspeise- und Entnahmeort, sondern aus der strukturellen Beschaffenheit der Region, in welcher der Netznutzer ansässig ist.

Abgesehen davon ermöglicht es § 17 Abs. 8 StromNEV gerade ausdrücklich, die normativ geregelten Möglichkeiten der variablen Netzentgelte auszuschöpfen, vgl. § 19 Abs. 2 StromNEV, auch wenn dies letztlich dazu führt, dass auf Grund der unterschiedlichen Gegebenheiten in strukturstarken bzw. strukturschwachen Regionen die jeweilige Höhe

der variablen Netzentgelte Unterschiede aufweist. In diesen Fällen liegt in der unterschiedlichen Höhe der Netzentgelte keine Diskriminierung nach der Region vor. Vielmehr sind diese Unterschiede bloß mittelbare Folge und Reflex der Regelung § 19 Abs. 2 StromNEV, die im Tatbestand an die Modalitäten des Energieverbrauchs anknüpft. Damit bewirkt die Regelung des § 19 Abs. 2 StromNEV keine Ungleichbehandlung verschiedener Netznutzer nach vorgefertigten Differenzierungsmerkmalen, so dass ein Verstoß gegen das Diskriminierungsverbot ausscheidet.

Bestehen umgekehrt Anhaltspunkte dafür, dass der Netzbetreiber variable Netzentgelte aus sachfremden Erwägungen in unzumutbarer Höhe anbietet, beispielsweise, um seiner gesetzlichen Pflicht zum Netzausbau und zur Netzverstärkung zu entgehen und potentielle Netznutzer gleichsam abzuschrecken, so wäre dies nicht mit dem Anspruch auf diskriminierungsfreie Bedingungen für den Netzzugang vereinbar. Der Netzbetreiber würde gegen § 21 EnWG verstoßen. Es droht gleichsam kein Szenario, dass sich der Netzbetreiber seiner primären Pflicht zum Netzausbau dadurch entzieht, indem er dies unterlässt und stattdessen die Kunden über unzumutbar hohe variable Netzentgelte fernhält.

#### **E. Abgrenzung zu vermiedenen Netzentgelten**

Von den oben diskutierten variablen Netzentgelten ist der Begriff der vermiedenen Netzentgelte zu unterscheiden. Zu deren Hintergrund wie folgt: Die EEG-Anlagen speisen die von ihnen erzeugte Energie regelmäßig nicht in Hochspannungsleitungen ein, von wo aus der Strom in Mittelspannungs- und Niederspannungsnetze umtransformiert wird, bis der Endkunde den Strom abnimmt. Stattdessen erfolgt die Einspeisung in der Regel verbrauchsnahe in das Niederspannungs- oder Mittelspannungsnetz. Entsprechend entstehen dem jeweiligen Netzbetreiber bei der Einspeisung durch EEG-Anlagen geringere Kosten, als bei einer Einspeisung aus Großkraftwerken in Hochspannungsleitungen. Diese Einsparungen sind dem EEG-Anlagenbetreiber nach Maßgabe von § 35 Abs. 2 EEG i.V.m. § 18 StromNEV zu gewähren.

#### **18.6.2 Detail 27: EEG-Umlage**

Eine Privilegierung bei der EEG-Umlage schafft ebenfalls Anreize zur Erzeugung und zum Verbrauch von Strom aus EE-Anlagen in den für die Privilegierung vorgesehenen Fällen. Neben der Befreiung von der EEG-Umlage nach § 37 Abs. 4 EEG in den speziellen Fällen einer Speicherung (vgl. die Ausführungen oben zu: EEG-Umlage und Speicherung, Detail 16, Abschnitt 18.4.4) und den Fällen einer Reduzierung der EEG-Umlage nach § 39 EEG gilt Folgendes:

#### **A. Befreiung von der EEG-Umlage (1): § 37 Abs. 2 EEG**

Im Umkehrschluss zu § 37 Abs. 2 EEG ist ein EVU von der EEG-Umlage befreit, das den Strom nicht an Letztverbraucher liefert. Ein EVU ist jede natürliche oder juristische Person, die Elektrizität an Letztverbraucherinnen oder Letztverbraucher "liefert", § 3 Ziffer 2d EEG. Weitergehende Anforderungen als das "Lieferten" als den tatsächlichen Akt formuliert § 3 Ziffer 2d EEG nicht. Die Pflicht zur EEG-Umlage entfällt demnach,

wenn das EVU an sich selber liefert (Eigenverbrauch). Denn Letztverbraucher im Sinne des § 37 Abs. 2 EEG ist ein Dritter.

Die Rechtsprechung legt den Tatbestand des Eigenverbrauches sehr restriktiv und die Eigenschaft als „Dritter“ sehr weit aus. Nach Auffassung des BGH ist nur solcher Strom von der Umlagepflicht auszunehmen, der nicht an andere abgegeben, sondern selbst erzeugt und verbraucht wird [144], [145]. Erzeuger und Verbraucher des Eigenstroms müssen personenidentisch sein [146]. Allein entscheidend ist die formale Betrachtung der unterschiedlichen Gesellschaften als juristisch selbstständige Rechtssubjekte, die jeweils von einer anderen Gesellschaft mit Strom beliefert werden. Bereits diese formale Unterscheidung lässt das Eigenstromprivileg dann nicht zur Anwendung kommen, wenn ein Unternehmen Strom an ein anderes liefert [147], [148].

Hiernach wäre Tatbestandsmerkmal des "Lieferns" von Elektrizität auch dann erfüllt, wenn sich das EVU an einer Kraftwerksgesellschaft beteiligt und als Beteiligte der Kraftwerksgesellschaft an sich selbst "liefert". Die abschließende Bewertung ist allerdings abhängig von der konkreten Form der „Beteiligung“ der Gesellschaft an der Kraftwerksgesellschaft. Umgekehrt könnte eine Eigenerzeugung auch dann angenommen werden, wenn "Scheibenverträge" zum eigenen Bezug des anteilig erzeugten Stroms berechtigen. Dann könnte es unerheblich sein, ob das Kraftwerk in fremder Rechtsträgerschaft gehalten wird<sup>125</sup>.

## **B. Befreiung von der EEG-Umlage (2): § 37 Abs. 3 EEG**

Ist die Gesellschaft kein EVU, ist sie nach § 37 Abs. 3 EEG von der EEG-Umlage befreit, wenn sie die Stromerzeugungsanlage als Eigenerzeuger betreibt, den Strom selber verbraucht und der Strom (i) nicht durch ein Netz durchgeleitet wird oder (ii) im räumlichen Zusammenhang mit der Erzeugung verbraucht wird. Zu den Tatbestandsvoraussetzungen im Einzelnen:

- „Betreiber“ einer Anlage ist, wer unabhängig vom Eigentum die Anlage für die Erzeugung von Strom „nutzt“, § 3 Ziffer 2 EEG. Die „Nutzung“ ist sehr weit zu verstehen. Zwar knüpft § 3 Ziffer 2 EEG zusätzlich daran an, dass es sich um Strom aus erneuerbaren Energien oder Grubengas handelt. Im Rahmen des § 37 Abs. 3 EEG geht es aber nur um die Auslegung des Wortes „betreiben“. Nur insoweit wird an die Legaldefinition des Anlagenbetreibers angeknüpft.
- Ein „Selbstverbrauch“ ist bei formaler Betrachtung i.d.R. bei Personenverschiedenheit zu verneinen.
- Der in § 37 Abs. 3 Ziffer 1 EEG verwendete Begriff "Netz" ist i.S.d. Legaldefinition des § 3 Ziffer 7 EEG zu verstehen. Er bezieht sich nur auf Netze der allgemeinen Versorgung [149, p. 83]. Handelt es sich insbesondere um eine bloße Kundenanlage oder eine Direktleitung, ist dies kein Netz im Sinne des EEG.

.....  
<sup>125</sup> Vgl. [183], allerdings in der Kommentierung mit Stand 2009 und damit mutmaßlich vor der oben zitierten strengen Entscheidung des BGH [145].

Die Voraussetzung "Verbrauch im räumlichen Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage" ist anhand der gleichlautenden Bestimmungen des § 9 StromStG auszulegen und zu bewerten [149, p. 83]. Der Begriff wird allerdings auch in § 9 Abs. 1 Ziffer 3 StromStG gesetzlich nicht definiert [150]. Auch sagt § 9 Abs. 1 Ziffer 3 StromStG nichts darüber, in welchem Rahmen der räumliche Zusammenhang zwischen dem Ort der Stromerzeugungsanlage und dem der Stromentnahme noch gegeben ist. Es handelt sich stattdessen um einen unbestimmten Rechtsbegriff, der auslegungsbedürftig ist [151, p. 342].

Der räumliche Zusammenhang liegt vor, wenn sich die Anlage zur Erzeugung von Strom und die Stromentnahmestellen auf demselben Grundstück befinden und der erzeugte Strom dort unmittelbar objektbezogen entnommen wird [152]. Er kann auch gegeben sein, wenn die Anlage und die Stromentnahmestellen nach dem objektiven Gesamteindruck eine räumliche Einheit bilden. Beurteilungsmerkmale sind Planung und Entstehung der Anlage, Vertragsverhältnisse über den Betrieb der Anlage etc. Eine Trennung von Anlage und Stromentnahmestelle durch eine Straße schadet nicht. Auch muss sich die Anlage nicht auf demselben Grundstück befinden [153]. Starre Grenzziehungen, wie etwa Meter- oder Kilometerbegrenzungen, sind nicht statthaft [154]. Das Vorliegen einer "räumlichen Nähe" ist nicht erforderlich. Größere Entfernungen zwischen Stromerzeugung und Entnahme sind jedoch nicht mehr im räumlichen Zusammenhang zu sehen<sup>126</sup>. Es genügt, wenn Stromabnahme und Stromerzeugung objektiv erkennbar in räumlicher Funktionsgemeinschaft stehen [154].

### 18.6.3 Detail 28: Direktvermarktung und Marktprämie

Einen wesentlichen Anreiz für eine Alternative zur gesetzlich vergüteten Einspeisung schafft der Mechanismus der Direktvermarktung. Auch dieses Modell ist bei der Attraktivität einer Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien zu beachten und hat entsprechende Konsequenzen für die notwendige Integration des erzeugten Stroms.

Regelmäßig verkauft der Anlagenbetreiber seinen Strom an den Verteilnetzbetreiber und erhält als Gegenleistung die gesetzliche Einspeisevergütung. Abweichend davon besteht die Möglichkeit der Direktvermarktung, §§ 33a ff. EEG. Der Anlagenbetreiber leitet seinen Strom durch ein Netz und verkauft ihn direkt an einen Dritten, § 33a EEG. Die Direktvermarktung ist der Gegensatz zur Überlassung von Strom an den Netzbetreiber mit damit verbundener Inanspruchnahme einer Einspeisevergütung (Alternativverhältnis zwischen Direktvermarktung und Einspeisevergütung).

.....  
<sup>126</sup> [184, p. 339]; andere Ansicht [172] betreffend Contracting-Fälle, wo u.a. auf das Vorliegen einer räumlichen Einheit und räumlichen Verknüpfung abgestellt wurde.

Es sind drei unterschiedliche Formen der Direktvermarktung vorgesehen:

- Veräußerung des Stroms an Dritte und Inanspruchnahme einer Marktprämie vom Netzbetreiber, § 33b Ziffer 1 EEG;
- Veräußerung des Stroms an einen Händler zum Zwecke der Nutzung des Grünstromprivilegs (vgl. § 39 EEG), § 33b Ziffer 2 EEG;
- sonstige Direktvermarktung, die nicht über das EEG gefördert wird und einen Auffangtatbestand darstellt, § 33b Ziffer 3 EEG.

#### 18.6.4 Detail 29: Stromsteuergesetz

Auch über eine Steuererleichterung können Anreize zur Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien geschaffen werden. Nach § 5 Abs. 1 Satz 1 StromStG entsteht die Steuer dadurch, dass von dem Versorger geleisteter Strom durch Letztverbraucher aus dem Versorgungsnetz entnommen wird oder dadurch, dass der Versorger dem Versorgungsnetz Strom zum Selbstverbrauch entnimmt.

Gemäß § 9 Abs. 1 Ziffer 1 StromStG ist Strom aus erneuerbaren Energieträgern von der Steuer befreit, wenn er aus einem ausschließlich mit Strom aus erneuerbaren Energieträgern gespeisten Netz oder einer entsprechenden Leitung entnommen wird. Strom aus erneuerbaren Energieträgern im Sinne des Gesetzes ist nur für Strom zu bejahen, der ausschließlich aus Wasserkraft, Windkraft, Sonnenenergie, Erdwärme, Deponiegas, Klärgas oder aus Biomasse erzeugt wird, § 2 Ziffer 7 StromStG.

Zudem ist gemäß § 9 Abs. 1 Ziffer 3 StromStG derjenige Strom von der Steuer befreit, der

- in Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu zwei MW erzeugt wird und
- vom Betreiber der Anlage als Eigenerzeuger im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage zum Selbstverbrauch entnommen wird (Alternative 1) oder
- von demjenigen, der die Anlage betreibt oder betreiben lässt, an Letztverbraucher geleistet wird, die den Strom im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage entnehmen (Alternative 2).

Bei der Prüfung, ob eine Gesamtanlage oder mehrere einzelne getrennte Stromerzeugungsanlagen mit einer Nennleistung von jeweils weniger als 2 MW betrieben werden, ist auf das Gesamtbild der technischen Gegebenheiten abzustellen. Gegen das Vorliegen einer Gesamtanlage sprechen z.B. die Unterbringung in eigenen Räumen, deutliche Unterschiede bei den Betriebsstunden, jeweils eigene Motoren, eine unabhängige Steuerung mit getrennten Schaltanlagen und getrenntem Motormanagement oder die Gesamtauslegung und Bauweise der Anlagen. Für das Vorliegen einer einheitlichen Anlage sprechen z.B. die Anordnung und Unterbringung der einzelnen Module, technische Verbindungen zwischen den einzelnen Modulen, das Vorhandensein von Messgeräten, die Leitungsführung, die gemeinsame Erfassung der zum Betrieb eingesetzten Erdgasmengen, die Steuerungsmöglichkeit sowie die einheitliche Abgabe der erzeugten Kraft und Wärme an Letztverbraucher.

## 18.7 ANSÄTZE FÜR VERBESSERUNG (ARBEITSSCHRITT 6.2)

### 18.7.1 Ansatz 1 (Netzanschluss ./ Netzausbau, Detail 4)

#### A. Ausgangslage

Die Aus- oder Überlastung von Netzkapazitäten spielt bei der Standortwahl von Energieanlagen eine allenfalls untergeordnete Rolle. Stattdessen hat der Netzbetreiber auf Verlangen des Einspeisewilligen seine Netze unverzüglich zu optimieren, zu verstärken und auszubauen (Erweiterung der Netzkapazität, § 9 EEG).

#### B. Ansatz

Es kommt in Betracht, zu gegebener Zeit in der Zukunft und nach hinreichend erfolgreichem Ausbau der Infrastruktur zur Erzeugung und Verteilung von Strom aus erneuerbaren Energien die gesetzlichen Voraussetzungen zur Standortgenehmigung für Energieerzeugungsanlagen stärker in Abhängigkeit zu einer bereits vorhandenen Auslastung der Netzkapazität zu modifizieren. Dadurch würde eine andernfalls notwendige Erweiterung der Netzkapazität vermieden. Konkret ist zu erwägen, zu gegebener Zeit Neuanlagen an bestimmten Standorten wegen bereits genutzter Netzkapazitäten nur noch in entsprechend begrenztem Umfang oder gar nicht mehr zu genehmigen.

### 18.7.2 Ansatz 2 (Kosten für Forschung und Entwicklung, Detail 6)

#### A. Ausgangslage

Gemäß der Neufassung in § 25a ARegV ist zu konstatieren, dass nunmehr ein Zuschlag für „Kosten aus Forschung und Entwicklung“ in die Erlösobergrenze einfließt. Allerdings sind die hiernach berücksichtigungsfähigen Kosten an Forschungs- und Entwicklungsvorhaben im Rahmen der staatlichen Energieforschungsförderung gekoppelt. Es sind demnach keine Kosten für Forschung und Entwicklung eines einzelnen Netzbetreibers denkbar, die zwar von staatlichen Energieforschungsförderungen losgelöst sind, die aber gleichwohl im Rahmen der Erlösobergrenze als förderungswürdig erachtet werden könnten. Vielmehr werden sämtliche hiernach als im Rahmen der Erlösobergrenze anzuerkennenden Kosten durch das Raster einer staatlichen Energieforschungsförderung gefiltert. Dies verengt den Anwendungsbereich der im Rahmen der Anreizregulierung anzuerkennenden Kosten für Forschung und Entwicklung.

#### B. Modellansatz

Zwar ist zu erwägen, die berücksichtigungsfähigen Kosten für Forschungs- und Entwicklungsvorhaben nicht zwingend mit solchen der staatlichen Energieforschungsförderung zu koppeln. Dies könnte zu Gunsten der jeweiligen Netzbetreiber zusätzlichen Freiraum schaffen, um im Einzelfall kreative und individuelle Forschungen und Entwicklungen voranzutreiben.

Allerdings ist zu diesem Detail zu beachten, dass mit der Neuregelung in § 25a ARegV die Möglichkeit besteht, die Forschungs- und Entwicklungskosten nach dortiger Maßgabe zu

berücksichtigen. Eine Filterung der hiernach anzuerkennenden Kosten durch Mechanismen der staatlichen Energieforschungsförderung erscheint zielführend und erfasst mutmaßlich alle forderungswürdigen Vorhaben. Insoweit besteht für die Erweiterung des Anwendungsbereiches kein Anlass. Hinzu kommt, dass eine Erweiterung des Anwendungsbereiches und insbesondere ein Loskoppeln von dem Erfordernis einer auch staatlichen Energieforschungsförderung zu einer ausufernden Berücksichtigungsfähigkeit von Kosten führen kann. Schließlich ist ein dadurch bedingter, zusätzlicher Verwaltungsaufwand bei den dann zur Prüfung zuständigen Regulierungsbehörden zu berücksichtigen. Dafür bestehen nach gegenwärtiger Zuständigkeit kaum hinreichende Ressourcen, so dass auch dies in der Gesamtabwägung gegen eine Erweiterung des Anwendungsbereiches spricht.

Im Ergebnis lautet die Anregung deshalb, es insoweit bei der Neuregelung in § 25a ARegV und insbesondere bei der Anknüpfung an die staatliche Energieforschungsförderung zu belassen.

### **18.7.3 Ansatz 3 (ARegV und Verfahrensfragen (1), Detail 7)**

#### **A. Ausgangslage**

Der Anwendungsbereich der zu Gunsten von Verteilnetzbetreibern zu genehmigenden Investitionsmaßnahmen ist gemäß § 23 Abs.7 ARegV erweitert. Denn hiernach können Investitionsmaßnahmen auch für Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen in die Hochspannungsebene genehmigt werden, wobei mangels Verweises auf § 23 Abs.6 ARegV die „Erheblichkeit“ der Kosten keine Genehmigungsvoraussetzung ist. Darüber hinaus gilt jedoch für die Netze der Mittel- und Niederspannung nach wie vor, dass die Kosten „erheblich“ sein müssen, damit ein Verteilnetzbetreiber in den Genuss zu genehmigender Investitionsmaßnahmen kommt.

#### **B. Modellansatz**

Zwar ist zu erwägen, auf die Voraussetzung der „Erheblichkeit“ gänzlich zu verzichten, oder die Tatbestandsvoraussetzung weiter zu definieren, als bisher in § 23 Abs. 6 Satz 3 ARegV. Dies würde die Planungs- und Investitionssicherheit sowie den Anwendungsbereich zu Gunsten der Verteilnetzbetreiber erhöhen. Außerdem würde durch die Beibehaltung einer konkretisierten und erweiterten Tatbestandsvoraussetzung nach wie vor sichergestellt, dass nicht jedwede Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestition in den Anwendungsbereich der zu genehmigenden Investitionsmaßnahmen fällt, vor allem im Hinblick auf den damit dann verbundenen Verwaltungsaufwand.

Allerdings gilt es, den Verwaltungsaufwand für die Genehmigung von Investitionsmaßnahmen in angemessenen Grenzen zu belassen. Bereits kleinste Maßnahmen als genehmigungsfähig zu attestieren, stünde in keinem angemessenen Verhältnis zu dem damit zu erreichenden Ziel. Insoweit ist die Begrenzung der zu genehmigenden Maßnahmen auf „erhebliche“ Kosten zielführend.

Im Ergebnis lautet die Anregung deshalb, es insoweit bei der Voraussetzung einer „Erheblichkeit“ der Kosten zu belassen.

#### 18.7.4 Ansatz 4 (ARegV und Verfahrensfragen (2), Detail 7)

##### A. Ausgangslage

Nach wie vor unverändert ist trotz der Neuregelung in der ARegV mit Inkrafttreten zum 22.08.2013 derjenige Mechanismus, wonach die Anpassung von Erlösobergrenzen regelmäßig stark zeitversetzt erfolgt. Dies führt nach wie vor zu einem teilweise erheblichen Auseinanderfallen zwischen getätigten Investitionen einerseits und Zeitpunkt der Refinanzierung über Netzentgelte andererseits und zu einer damit verbundene Finanzierungsbelastung der Netzbetreiber.

##### B. Modellansatz

Es ist zum einen zu erwägen, den Zeitraum, bis zu dem der Antrag auf Genehmigung der Investitionsmaßnahme vor Beginn des betreffenden Kalenderjahres zu stellen ist, von neun auf sechs Monate zu verkürzen, § 23 Abs.3 Satz 1 ARegV.

Zum anderen kommt in Betracht, die bei den Betreibern der Energieversorgungsnetze anfallenden Kosten insbesondere auch während des Laufes einer Regulierungsperiode der Anreizregulierung zu berücksichtigen. Diese Kosten sollten sich weitgehend ohne Zeitversatz in den kalenderjährlichen Erlösobergrenzen angemessen widerspiegeln. In Anlehnung an den Vorschlag aus dem Kreis der Bundesländer sollte ein Mechanismus für einen „jährlichen Kapitalkostenabgleich“ etabliert werden. Denn insbesondere die zeitnahe Regulierung und Refinanzierung von Investitionen der Netzbetreiber in leistungsfähige Netze werden zu einer verbesserten Integration von Strom aus erneuerbaren Energien in die Netze beitragen.

#### 18.7.5 Ansatz 5 (Unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen, Detail 11)

##### A. Ausgangslage

Ein gesetzlicher Ansatzpunkt zur Gestaltung des Smart Grid ist es, dann ein reduziertes Netzentgelt zu berechnen, wenn dem Verteilnetzbetreiber die Steuerung von vollständig unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen über einen separaten Zählpunkt eingeräumt wird, § 14a Satz 1 EnWG. Die Vereinbarung reduzierter Netzentgelte als Gegenleistung für Eingriffsmöglichkeiten des Verteilnetzbetreibers ist für alle Beteiligten gleichermaßen attraktiv und kann tragendes Standbein eines immer stärker auszubildenden Smart Grid sein. Die Einzelheiten und insbesondere die genaue Bestimmung vollständig unterbrechbarer Versorgungseinrichtungen in diesem Sinne sind einer gesonderten Verordnung vorbehalten, § 14a Satz 3 i.V.m. § 21i EnWG.

Jedoch, das Fehlen einer eindeutigen gesetzlichen Bestimmung unterbrechbarer Versorgungseinrichtungen zum gegenwärtigen Zeitpunkt, die unklare Abgrenzung der netzbezogenen Tätigkeit des Verteilnetzbetreibers von einer marktbezogenen Tätigkeit und letztlich die sich daraus ergebenden Unsicherheiten der beteiligten Verteilnetzbetreiber, Lieferanten und Letztverbraucher hindern die effektive, umfassende und planungssichere Ausschöpfung des gesetzlich angebotenen Gestaltungsspielraums.



**B. Modellansatz**

Zum einen ist zu erwägen, sogleich die vollständig unterbrechbaren Versorgungseinrichtungen im Sinne des Gesetzes zu bestimmen oder zumindest näher zu umschreiben, um Planungssicherheit bei der Ausübung des Gestaltungsspielraums zu schaffen.

Zum anderen ist zu spezifizieren, welcher Art die Eingriffsmöglichkeiten des Verteilnetzbetreibers sein dürfen, damit er im Rahmen der ihm grundsätzlich zugewiesenen netzbezogenen Tätigkeiten agiert und nicht in einer davon zu unterscheidenden marktbezogenen Tätigkeit.

Zwar könnte beides zu gegebener Zeit in der im Gesetz angelegten Verordnung spezifiziert werden. Allerdings ist aus Gründen der Dringlichkeit einer effektiveren Nutzung des Mechanismus für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen sowie aus der gebotenen Rechts- und Planungssicherheit der beteiligten Akteure eine zeitnahe Regelung durch den Bundesgesetzgeber zielführend.

**18.7.6 Ansatz 6 (Datenschutz, Detail 12)****A. Ausgangslage**

Grundsätzlich sind die Erhebung, Verarbeitung und Nutzung personenbezogener Daten insbesondere im Rahmen des Messstellenbetriebes unzulässig. Anderes gilt ausnahmsweise nur, wenn und soweit entweder das BDSG oder eine andere Rechtsvorschrift dies erlaubt oder der Betroffene eingewilligt hat. Die genaue Beschreibung dessen, was im Rahmen des Messstellenbetriebes datenschutzrechtlich zulässig ist, ist demnach erforderlich, um den Messstellenbetrieb aus datenschutzrechtlicher Sicht rechtmäßig betreiben zu können. Die bislang gesetzlich nicht abschließende Beschreibung, welche Aufgaben im Rahmen des Messstellenbetriebes durch wen im Einzelnen wahrgenommen werden und welche Rolle darüber hinaus hierbei der Verteilnetzbetreiber im Rahmen der netzbezogenen Tätigkeit in Abgrenzung von der marktbezogenen Tätigkeit inne hat, führt zu Rechtsunsicherheit.

**B. Modellansatz**

Es kommt in Betracht, zum einen die Rechte und Pflichten des Verteilnetzbetreibers im Rahmen des Messstellenbetriebes gesetzlich genauer zu spezifizieren. Hierbei gilt es insbesondere, die zulässigen netzbezogenen Tätigkeiten des Verteilnetzbetreibers von den marktbezogenen abzugrenzen. Zum anderen sind Zweck und Umfang der Erhebung sowie Verwendung personenbezogener Daten durch den Messstellenbetreiber als Folge dessen konkretisierter Aufgabenbeschreibung gesetzlich genauer zu definieren, um auch insoweit Rechtssicherheit zu schaffen.

### 18.7.7 Ansatz 7 (Speicherbetrieb durch Betreiber von Netzen, Detail 13)

#### A. Ausgangslage

Angesichts der Rolle des Verteilnetzbetreibers mit dem Fokus auf netzbezogene Tätigkeiten ist im Einzelfall zweifelhaft, ob und in welchem Umfang der Verteilnetzbetreiber auch Speicheranlagen betreiben darf. Dies wiederum ist davon abhängig, ob und in welchem Umfang die Speicher lediglich aus Gründen der Netzstabilisierung betrieben werden und damit einen netzbezogenen Schwerpunkt haben oder ob sie auch aus Gründen des Energiehandels betrieben werden, und damit eine marktbezogene Tätigkeit zu Grunde liegt. Die hiermit verbundene Rechtsunsicherheit zu Grundlage und Umfang von Rechten und Pflichten der Netzbetreiber im Zusammenhang mit Errichtung und Betrieb von Speichern führt zu Investitionshemmnissen und zögerlicher Weiterentwicklung bei grundsätzlich zielführender Speichertechnik.

#### B. Modellansatz

Es kommt in Betracht, die Zielsetzung des Speicherbetriebes entweder als netz- oder marktbezogene Tätigkeit zu kategorisieren. Alternativ könnten spezielle, gesetzliche Tatbestandsvoraussetzungen bestimmt werden, bei deren Vorliegen entweder ein Fall der netzbezogenen oder aber ein Fall der marktbezogenen Speichertätigkeit vorliegt. In einem zweiten Schritt ist darauf bezogen zu definieren, ob und in welchem Umfang Netzbetreiber ausschließlich netz- oder auch marktbezogene Speicher errichten und betreiben dürfen.

### 18.7.8 Ansatz 8 (Vergütung bei Wiedereinspeisung, Detail 14)

#### A. Ausgangslage

Gegenwärtig erfolgt die Vergütung von zwischengespeichertem Strom nach Maßgabe des EEG in dem Umfang, in dem der zwischengespeicherte Strom in das Netz eingespeist wird. Konsequenterweise gehen Speicher- und/oder Umspannverluste zu Lasten des Betreibers der Erzeugungsanlage, der die Einspeisevergütung begehrt. Dies führt im Ergebnis zu einer geminderten Attraktivität der Zwischenspeicherung von Strom aus Sicht des Betreibers der Erzeugungsanlage und damit zu einer geminderten Attraktivität der Speicherung insgesamt.

#### B. Modellansatz

Es kommt in Betracht, eine Teilung der durch Speicher- und/oder Umspannverluste erlittenen Mindervergütung zwischen den Beteiligten vorzunehmen. In einem ersten Schritt ist zu erwägen, dass nicht der Betreiber der Energieerzeugungsanlage, der den Strom letztlich einspeist und der vergütet wird, diese Speicher- und/oder Umspannverluste allein zu tragen hat. Stattdessen wäre es eine Alternative, dass der Netzbetreiber auch nicht eingespeisten Strom anteilig zu vergüten hat, um die Attraktivität der Speichertechnik zu erhöhen. In einem zweiten Schritt wäre zu erwägen, die von dem Verteilnetzbetreiber für tatsächlich nicht eingespeisten Strom gezahlte Vergütung auf weitere Beteiligte umzulegen.

### 18.7.9 Ansatz 9 (Bio- und Speichergas (1), Detail 15)

#### A. Ausgangslage

Nach gegenwärtiger Gesetzeslage sind Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie von den Entgelten für den Netzzugang nur insoweit freigestellt, wie es dem Bezug der zu speichernden Energie dient, § 118 Abs. 6 Satz 1 EnWG. In der gegenwärtigen Fassung gilt dies unterschiedslos und insbesondere unabhängig davon, ob die Speicherung aus netz- oder marktbezogenen Gründen erfolgt. Die Befreiung von den Netzentgelten gilt auch für künftig noch in Betrieb zu nehmende Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie: Die Vorschrift erfasst nach dem 31.12.2008 neu errichtete Anlagen, die am 04.08.2011 innerhalb von 15 Jahren in Betrieb genommen werden.

#### B. Modellansatz

Zwar könnte zu erwägen sein, die Netzentgeltbefreiung dann nicht greifen zu lassen, wenn es sich nicht um traditionell netzbezogene, sondern marktbezogene Speichertätigkeiten handelt. Allerdings hat die Befreiung von den Netzentgelten keine hindernde Wirkung mit Bezug auf die Errichtung und den Betrieb von Speicheranlagen. Im Gegenteil. Insoweit würde eine Aufhebung der gegenwärtig angelegten Befreiung bei Speicheranlagen, die allein marktbezogen betrieben werden, keine Hindernisse beseitigen, sondern neue Hindernisse schaffen. Die Anregung ist deshalb, es bei der unterschiedslosen Befreiung von Netzentgelten zu belassen.

### 18.7.10 Ansatz 10 (Bio- und Speichergas (2), Detail 15)

#### A. Ausgangslage

Die Umwandlung von Strom in Gas (PtG-Verfahren) wirkt der volatilen Verfügbarkeit von Strom aus regenerativen Energien entgegen. Entsprechend sind zwar bereits gesetzliche Fördermechanismen vorhanden. Eine weitergehende Privilegierung durch die Herausnahme dieser Technologie aus gesetzlichen Kostenbelastungen würde aber weitere Hindernisse beseitigen und Investitionen in diese Technologie fördern.

#### B. Modellansatz

Zwar kommt neben bisherigen Regelungen insbesondere in Betracht, den Betrieb einer PtG-Anlage auch mit nicht-regenerativem Strom unter Beibehaltung einer zumindest teilweisen Privilegierung zu fördern. Nach gegenwärtiger Gesetzeslage ist „Speichergas“ im Sinne des Gesetzes nur solches, das „ausschließlich“ unter Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wird, § 3 Ziffer 9a EEG. Demnach ist es kein privilegiertes Speichergas im Sinne des Gesetzes, wenn dies zwar „auch“ aber nicht „ausschließlich“ unter Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wurde.

So ist es in einem ersten denkbar, Speichergas auch insoweit als förderungswürdig zu erachten, wie es zwar nicht ausschließlich, aber „auch“ unter Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wurde. Dazu wäre eine Bilanzierung erforderlich. In einem zweiten Schritt wäre zu erwägen, zusätzliche Privilegierungen auf das Speichergas

Anwendung finden zu lassen, das im Rahmen von PtG-Anlagen erzeugt wurde. In Betracht kommen beispielsweise die Befreiung vom KWK-Aufschlag oder die Befreiung von Konzessionsabgaben.

Bei der Gesamtabwägung und dem Umfang konkret einzuleitender Gesetzesinitiativen ist hingegen das Ergebnis der Netzstudie angemessen zu berücksichtigen, wonach auch ein verstärkter Einsatz von Speicheranlagen nicht automatisch zu einer markanten Reduzierung des künftigen Netzausbaus führen wird. Auch sind hierbei die vergleichsweise geringe Effizienz sowie die Energieverluste im Falle einer Umwandlung von Strom aus konventionellen Energien zunächst in Gas und sodann dessen Rückverstromung zu beachten. Unter Beachtung der Zielsetzung, einen künftigen Netzausbau in vertretbarem Umfang gering zu halten, ist deshalb eine zusätzliche und über den bisherigen Rahmen hinausgehende „Förderung“ von Speichergas als sensibel bis ablehnend zu bewerten.

#### **18.7.11 Ansatz 11 (Drittzugang, Detail 18)**

##### **A. Ausgangslage**

Gegenwärtig hat sich der Gesetzgeber für den verhandelten Zugang zu Speicheranlagen entschieden, § 28 Abs. 1 Satz 3 EnWG. Darüber hinaus ist der Anspruch anderer Unternehmen gegen den Betreiber von Speicheranlagen auf den Zugang von der Auslegung unbestimmter Rechtsbegriffe abhängig. Dies meint auf Tatbestandsseite die Voraussetzung eines „effizienten Netzzuganges“ und einer technischen oder wirtschaftlichen Erforderlichkeit sowie auf Rechtsfolgenseite die angemessenen und diskriminierungsfreien technischen und wirtschaftlichen Bedingungen. Die Vielzahl dieser unbestimmten Rechtsbegriffe schafft keine Rechtssicherheit der beteiligten Akteure, weder auf Seiten des Betreibers der Speicheranlagen, noch auf Seiten der anderen Unternehmen.

##### **B. Modellansatz**

Es ist zu erwägen, die gesetzlich unbestimmten Rechtsbegriffe zu präzisieren, um zu einer erhöhten Rechts- und Planungssicherheit beizutragen. Hierfür kommen beispielsweise Fallgruppen in Betracht, bei denen in der Regel von einer technischen oder wirtschaftlichen Erforderlichkeit für den effizienten Netzzugang auszugehen ist. Damit würden den beteiligten Akteuren zusätzliche Anhaltspunkte für die Begründetheit eines Anspruches auf Zugang zu Speicheranlagen an die Hand gegeben.

#### **18.7.12 Ansatz 12 (Vorrangige Abnahme zur Speicherung, Detail 19)**

##### **A. Ausgangslage**

Gegenwärtig muss der Netzbetreiber die EE-Anlagen vorrangig an sein Netz anschließen und den eingespeisten Strom vorrangig abnehmen. Die gesetzlichen Ausnahmetatbestände hierzu sind eng. Alternativ kommt insbesondere eine entsprechende vertragliche Vereinbarung zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber in Betracht, § 8 Abs. 3 i.V.m. § 15 EEG. Dies ist im Sinne des Ausbaus künftiger Speichertechnologie

hinderlich. Denn im Interesse des Betreibers der Erzeugungsanlage wird es regelmäßig liegen, den aus regenerativen Energien erzeugten Strom sogleich einzuspeisen und vergütet zu erhalten. Damit sinkt die Wahrscheinlichkeit erhöhten Speicherausbaus.

#### **B. Modellansatz**

Es kommt in Betracht, dem Netzbetreiber bei Vorliegen bestimmter Voraussetzungen das Recht zuzugestehen, statt der vorrangigen Einspeisung und Abnahme des erzeugten Stroms alternativ dessen Speicherung anzubieten. Hierbei wäre unter Umständen eine anteilige Verteilung der aus Speicher- und/ oder Umspannverlusten folgenden Mindervergütung einzubeziehen, damit dies nicht einseitig zu Lasten des Betreibers der Erzeugungsanlage geht.

Ergänzend zu diesem Recht des Netzbetreibers auf Speicherung statt vorrangiger Abnahme kommt prozessual in Betracht, dass bei Vorliegen bestimmter Voraussetzungen dessen Recht zur Speicherung statt Einspeisung indiziert ist und nur bei Antritt des Gegenbeweises durch den Betreiber der Erzeugungsanlage dessen Anspruch auf vorrangige Abnahme und Einspeisung des Stroms greift.

Jedoch ist hierbei das Ergebnis dieser Verteilnetzstudie zur Relevanz eines verstärkten Speichereinsatzes für den Netzausbau angemessen zu berücksichtigen. Danach ist unter der Zielvorgabe eines in vertretbarem Umfang zu reduzierenden künftigen Netzausbaus die Attraktivität der Speicherung nicht vorbehaltlos über den bisherigen Rahmen hinaus zu erhöhen und deshalb sensibel zu bewerten.

### **18.7.13 Ansatz 13 (Netz-/marktorientierte Maßnahmen, Details 21 und 22)**

#### **A. Ausgangslage**

Im Hinblick auf das Lastmanagement durch Netzbetreiber ist im Einzelfall fraglich, ob es sich um Maßnahmen mit der Zielsetzung handelt, die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten (netzbezogen) oder ob die Zielsetzung marktorientiert ist, vgl. § 13 Abs. 1 EnWG. Denn insbesondere auch die marktbezogenen Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 Ziffer 2 EnWG des Netzbetreibers dienen letztlich der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems. In dem Maße, wie eine Handlung des Netzbetreibers nicht mehr der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems dienen soll, sondern marktorientierten Zielen, wären seine Maßnahmen im Rahmen des Lastmanagement nicht mehr legitimiert. Diese Situation und eine zunehmende Marktorientierung der Netzbetreiber sind der notwendigen Rechtssicherheit der beteiligten Akteure hinderlich. Für den speziellen Fall der Regelenergie gilt, dass es Aufgabe der Verteilnetzbetreiber ist, diese Regelenergie bereitzustellen und Aufgabe der Übertragungsnetzbetreiber, sie einzusetzen.

#### **B. Modellansatz**

Es ist genauer zu definieren, in welchen Fällen eine netzorientierte Zielsetzung vorliegt, die ein Handeln der Netzbetreiber zu netz- oder marktbezogenen Maßnahmen des Lastmanagements legitimieren, in Abgrenzung zu marktorientierten Zielsetzungen, die

dazu regelmäßig nicht legitimieren. Diese Klarstellung ist umso mehr geboten, als eine zunehmende Marktorientierung im Handeln der Netzbetreiber Bestandteil eines künftigen Rollenverständnisses wird.

#### **18.7.14 Ansatz 14 (Härtefallregelung, Detail 23)**

##### **A. Ausgangslage**

Die von den Maßnahmen des Einspeisemanagements betroffenen Betreiber von Anlagen sind grundsätzlich in Höhe von 95% der entgangenen Einnahmen zuzüglich der zusätzlichen Aufwendungen und abzüglich ersparter Aufwendungen zu entschädigen. Dabei knüpfen die Maßnahmen des Einspeisemanagements regelmäßig an solche Tatbestände an, die unabhängig vom Verhalten der jeweiligen Netzbetreiber auftreten. Insbesondere sind weder ein Verschulden noch eine adäquat-kausale Verursachung der tatbestandlichen Voraussetzungen durch den Netzbetreiber erforderlich. Das Gesetz stellt allenfalls auf eine Ursache im jeweiligen Netzbereich und einen drohenden Netzengpass ab.

Dieser Automatismus mag für eine umsichtige Planung des jeweiligen Netzbetreibers hinsichtlich des notwendigen Netzausbaus und der notwendigen Netzverstärkung hinderlich sein. Denn greift der Entschädigungsanspruch grundsätzlich unabhängig von dessen Verschulden und/oder adäquat-kausaler Verursachung eines drohenden Engpasses, ist denkbar, dass der Netzbetreiber den Netzausbau und die Netzverstärkung allein deshalb durchführt, um dem Entschädigungsanspruch zu entgehen, obwohl objektiv keine Veranlassung dafür besteht. Zumal eine unterbliebene Erweiterung der Netzkapazität in der Regel als vom Netzbetreiber „zu vertreten“ zu qualifizieren ist, so dass der Netzbetreiber Kosten der Härtefallregelung nicht bei der Ermittlung der Netznutzungsentgelte in Ansatz bringen darf, § 12 Abs. 2 EEG.

##### **B. Modellansatz**

Es kommt in Betracht, zu gegebener Zeit in der Zukunft und nach hinreichend erfolgreichem Ausbau der Infrastruktur zur Erzeugung und Verteilung von Strom aus erneuerbaren Energien den Automatismus des Entschädigungsanspruches insoweit einzugrenzen, dass der Entschädigungsanspruch nicht in jedem Fall und ungeachtet jedweden Verhaltens des Netzbetreibers besteht. Insbesondere kommt in Betracht, ein Verschulden oder zumindest adäquat-kausal verursachendes Verhalten des Netzbetreibers für den Netzengpass vorauszusetzen, das sodann die Maßnahmen des Einspeisemanagements erforderlich macht. Dies geht über die bisherige tatbestandliche Einschränkung der bloßen „Ursache“ hinaus, vgl. § 12 Abs. 1 Satz 3 EEG.

Alternativ ist zu erwägen, dem in Anspruch genommenen Netzbetreiber einen bestimmten Übergangszeitraum (beispielsweise ein Kalenderjahr) zu gewähren, in dem er gegebenenfalls unter Beachtung weiterer oder zu erwartender Forderungen Dritter auf Erweiterung der Netzkapazität eine umsichtige und umfassende Planung entwickeln und umsetzen kann, ohne dass sogleich Entschädigungs- und/oder weitergehende Schadensersatzansprüche zu besorgen sind.

### **18.7.15 Ansatz 15 (Dauerhafte (Teil-)Abregelung, Detail 24)**

#### **A. Ausgangslage**

Das Einspeisemanagement in Verbindung mit der Härtefallregelung nach §§ 11 und 12 EEG erfordert für die Regelung von Anlagen eine besondere Gefahrensituation (Netzüberlastung mit den in § 11 Abs. 1 Ziffer 1 bis 3 EEG gekennzeichneten Auswirkungen). Eine dauerhafte und auch nur teilweise Abregelung in Höhe eines bestimmten Prozentsatzes der Anlagenleistung mit dem Argument, dass die Netzkapazität in einer bestimmten Region überlastet sei, wäre unzulässig. Stattdessen greift dann der gesetzliche Anspruch des Einspeisewilligen auf Erweiterung der Netzkapazität, § 9 EEG.

#### **B. Modellansatz**

Es kommt in Betracht, zu gegebener Zeit in der Zukunft und nach hinreichend erfolgreichem Ausbau der Infrastruktur zur Erzeugung und Verteilung von Strom aus erneuerbaren Energien eine dauerhafte Abregelung von Energieerzeugungsanlagen in Höhe eines durchschnittlichen oder maximalen Prozentsatzes der Leistungskapazität zuzulassen, wenn dadurch eine andernfalls notwendige Erweiterung der Netzkapazität vermieden würde.

### **18.7.16 Ansatz 16 (Individuelle Stromnetzentgelte, Detail 26)**

#### **A. Ausgangslage**

Einerseits haben Betreiber von Energieversorgungsnetzen jedermann nach sachlich gerechtfertigten Kriterien diskriminierungsfreien Netzzugang zu gewähren und hierbei angemessene, diskriminierungsfreie und transparente Entgelte zu berechnen, § 20 Abs. 1, § 21 Abs. 1 EnWG. Andererseits erfordern unter anderem Vorgaben des Smart Grid eine zunehmende Flexibilisierung und auch Individualisierung der Netzentgelte und eine damit zu ermöglichende Steuerung des Stromverbrauches.

#### **B. Modellansatz**

Es ist zu erwägen, zusätzliche Fallgruppen zu beschreiben, bei deren Vorliegen zwar die Bedingungen und Entgelte für den Netzzugang im gesetzlichen Sinne angemessen, diskriminierungsfrei, transparent und nicht ungünstiger als in vergleichbaren Situationen sind, die aber umgekehrt dem Erfordernis flexiblerer und individuellerer Netzentgeltberechnungen genügen. Hierbei mag der vorliegende oder prognostizierte Verbrauch eine Fallgruppe bilden, vgl. §19 Abs. 2 StromNEV. Es kommen aber weitere Fallgruppen in Betracht, wie beispielsweise die Flexibilität im Strombezug, die Tages- und/ oder Nachtzeit überwiegend zu erwartenden Strombezugs und sonstige Kriterien, die gleichermaßen und damit diskriminierungsfrei angewendet werden können, die aber andererseits der Volatilität aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms Rechnung tragen.

## 18.8 DISKUSSION VON ROLLE UND KOMPETENZ DER VERTEILNETZBETREIBER (ARBEITSSCHRITT 6.3)

Auf Grundlage der Rollen- und Kompetenzdefinition der Verteilnetzbetreiber ergeben sich Diskussionspunkte für deren zukünftige Aufgabenwahrnehmung. Dazu wie folgt:

### 18.8.1 Rolle

Die Rolle der Verteilnetzbetreiber im Kontext der Integration von EE-Strom wird durch die ihnen gesetzlich zugewiesenen Aufgaben definiert. Dazu wie folgt:

- Verteilnetzbetreiber sind verpflichtet, eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas sicherzustellen, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht, § 2 Abs. 1 i.V.m. § 1 Abs. 1 EnWG. Denn Verteilnetzbetreiber sind EVUs, § 3 Nr. 18 EnWG. Sie betreiben Energieversorgungsnetze, was insbesondere den Betrieb von Elektrizitätsverteilernetzen umfasst, § 3 Nr. 2 EnWG.
- Auf dieser Grundlage nehmen die Verteilnetzbetreiber die Aufgabe der Verteilung von Elektrizität wahr. Sie sind für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Verteilernetzes verantwortlich. Dies betrifft sowohl den Ausbau in einem bestimmten Gebiet als auch gegebenenfalls die Verbindungsleitungen zu anderen Netzen, § 3 Nr. 3 EnWG.
- Diese Pflicht konkretisierend, sind die Verteilnetzbetreiber verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen. Grenze ist die wirtschaftliche Zumutbarkeit, § 11 Abs. 1 EnWG. Dies umfasst einen angemessenen Schutz gegen Bedrohungen für Telekommunikations- und elektronische Datenverarbeitungssysteme, die der Netzsteuerung dienen, § 11 Abs. 1a Satz 1 EnWG. Außerdem übernehmen die Verteilnetzbetreiber entsprechende Aufgaben des Lastmanagements, der Netzentwicklungsplanung sowie der Systemverantwortung im Sinne der §§ 12 und 13 EnWG, soweit sie für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in ihrem Netz verantwortlich sind, § 14 Abs. 1 Satz 1 EnWG.
- Zusätzlich sind sie Adressaten der Berichtspflichten zum Netzzustand und zur Netzausbauplanung i.S.v. § 14 Abs. 1a und 1b EnWG sowie der Unterstützungspflichten bei Maßnahmen des Netzbetreibers, in dessen Netz sie unmittelbar oder mittelbar technisch eingebunden sind und den dadurch begründeten Vorgaben eines vorgelagerten Netzbetreibers, § 14 Abs. 1c EnWG.

### 18.8.2 Kompetenz

Die vorab dargestellte Aufgabenbeschreibung zur Rolle der Verteilnetzbetreiber impliziert die gesetzlichen Grundlagen und Grenzen ihrer Kompetenz, bei der Integration



von EE-Strom mitzuwirken. Zusätzlich sind weitere Regelungen zur Ausgestaltung ihrer Kompetenz zu beachten. Dazu wie folgt:

Wesentliches Kernelement für die gesetzeskonforme Kompetenzausübung der Verteilnetzbetreiber ist deren Leistungsfähigkeit und Zuverlässigkeit. Denn die Aufnahme des Betriebs eines Energieversorgungsnetzes bedarf der Genehmigung durch die nach Landesrecht zuständige Behörde, § 4 Abs. 1 Satz 1 EnWG. Besitzt der antragstellende Verteilnetzbetreiber die personelle, technische und wirtschaftliche Leistungsfähigkeit und Zuverlässigkeit nicht, um den gesetzeskonformen Netzbetrieb zu gewährleisten, darf die Genehmigung versagt werden, § 4 Abs. 2 Satz 1 EnWG. Gleichermaßen darf dem Verteilnetzbetreiber der Betrieb eines Energieversorgungsnetzes untersagt werden, wenn für die Aufnahme dessen Betriebes keine Genehmigung erforderlich war, § 4 Abs. 2 Satz 2 EnWG. Die Ermächtigung zu entsprechenden Aufsichtsmaßnahmen der zuständigen Regulierungsbehörde und dem hierbei zu beachtenden Verfahren ist in §§ 65 ff. EnWG geregelt.

Auf dieser Grundlage muss der geeignete Verteilnetzbetreiber die verschiedenen Rahmenbedingungen seiner Kompetenz beachten. Diese Rahmenbedingungen werden auf unterschiedliche Weise vorgegeben. Zum einen kommt in Betracht, dass eine bestimmte Rahmenbedingung in einer Vielzahl von Einzelmaßnahmen des Verteilnetzbetreibers Beachtung findet und in jedem Einzelfall angemessen zu berücksichtigen ist (Kategorie 1). Zum anderen ist denkbar, dass das Gesetz bestimmte Rahmenbedingungen für bestimmte Einzeltätigkeiten des Verteilnetzbetreibers vorsieht, die entsprechend bei der Ausführung dieser konkreten Einzelmaßnahme zu beachten sind (Kategorie 2). Schließlich können sich Rahmenbedingungen zur Kompetenz aus der jeweiligen gesellschafts- und kommunalrechtlichen Verfasstheit des Verteilnetzbetreibers ergeben (Kategorie 3).

Im Gesamtzusammenhang mit der Integration von EE-Strom seien dazu in Auswertung der gesetzlichen Rahmenbedingungen gemäß Arbeitsschritt 6.1 dieser Netzstudie folgende Kernbeispiele genannt:

- Kategorie 1 (Kompetenzvorgabe als Rahmenbedingung – „Entflechtung“): Im Rahmen seiner gesamten Tätigkeit muss der Verteilnetzbetreiber die Vorgaben der Entflechtung beachten. Vertikal integrierte EVU und rechtlich selbstständige Betreiber von Energieversorgungsnetzen, die mit einem vertikal integrierten EVU verbunden sind, sind unabhängig voneinander auszugestalten (Entflechtung). Dadurch sind die Transparenz sowie eine diskriminierungsfreie Ausgestaltung und Abwicklung des Netzbetriebs zu gewährleisten, § 6 Satz 1 EnWG. In der Konsequenz sind die informatorische, buchhalterische, rechtliche sowie operationelle Entflechtung durchzuführen und bei zahlreichen Einzelmaßnahmen zu beachten, §§ 6a ff. EnWG. Diese Vorgabe strahlt auf zahlreiche Einzelaktivitäten aus. Relevant wird sie beispielsweise im Rahmen der Qualifizierung von Netzen und der Frage, wer welche Netze betreiben darf (vgl. Arbeitsschritt 6.1, Detail 2, Abschnitt 18.2.2) sowie bei der Unterscheidung zwischen markt- und netzseitig motiviertem Handeln des Verteilnetzbetreibers und der grundsätzlichen Unzulässigkeit einer Übernahme von wettbewerblichen und marktseitigen

Tätigkeiten durch ihn (vgl. zum Speicherbetrieb Arbeitsschritt 6.1, Detail 13, Abschnitt 18.4.1).

- Kategorie 2 (Kompetenzvorgabe für Einzelfall – „Konzessionsvertrag“): Eine wesentliche Grundlage, auf der ein Verteilnetzbetreiber seine oben dargestellte Rolle ausübt, bildet der zwischen ihm und einer jeweiligen Gemeinde geschlossene Konzessionsvertrag. Mittels des Konzessionsvertrages stellt die Gemeinde ihre öffentlichen Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen, einschließlich Fernwirkleitungen zur Netzsteuerung und Zubehör, zur unmittelbaren Versorgung von Letztverbrauchern im Gemeindegebiet diskriminierungsfrei zur Verfügung, § 46 Abs. 1 Satz 1 EnWG. Bei der Auswahl des EVU und bei der Festlegung entsprechender Auswahlkriterien ist die Gemeinde den Zielen des § 1 EnWG verpflichtet, § 46 Abs. 3 Satz 4 EnWG. Zweck ist demnach die möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Energie, § 1 Abs. 1 EnWG. Spiegelbildlich zu dieser Pflicht der Gemeinde zur Berücksichtigung bestimmter Auswahlkriterien ist die Kompetenz des Verteilnetzbetreibers beschränkt, ein zuschlagsfähiges Angebot allein unter Beachtung dieser Auswahlkriterien zu unterbreiten und einen späteren Konzessionsvertrag allein unter diesen Gesichtspunkten zu erfüllen.
- Kategorie 3 (Kompetenzvorgabe durch gesellschafts- und kommunalrechtliche Verfasstheit – „Kommunale Beteiligung“): In der Praxis beteiligen sich Gemeinden häufig an den Unternehmen der (regionalen) Energieversorgung (Stadtwerte). Dies betrifft sowohl die Beteiligung an Unternehmen, die Energie an andere liefern als auch an Unternehmen, die ein Energieversorgungsnetz betreiben oder auch an Unternehmen, die in den gesetzlichen Grenzen der Entflechtung beides durchführen. So sind von den Verpflichtungen zur Sicherstellung einer rechtlichen Entflechtung vertikal integrierte EVU ausgenommen, an deren Elektrizitätsverteilnetz weniger als 100.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind, § 7 Abs. 2 EnWG. Jedoch sind der wirtschaftlichen Betätigung sowie der privatrechtlichen Beteiligung von Gemeinde kommunalrechtliche Grenzen gesetzt. Die Einhaltung dieser Grenzen wird regelmäßig durch die gesellschaftsrechtliche Verfasstheit der EVU sicherstellt. Diese Sicherstellung wiederum begrenzt zugleich die Kompetenz des jeweiligen EVU. So darf die Gemeinde bei einem Tätigkeitwerden innerhalb der Energieversorgung wirtschaftliche Unternehmen nur errichten, übernehmen oder wesentlich erweitern, wenn der öffentliche Zweck das Unternehmen rechtfertigt und wenn das Unternehmen nach Art und Umfang in einem angemessenen Verhältnis zu der Leistungsfähigkeit der Gemeinde und dem voraussichtlichen Bedarf steht, § 85 Abs. 1 Ziffer 1 und GemO. Bei einer Tätigkeit der Energieversorgung außerhalb des Gemeindegebiets ist zusätzlich erforderlich, dass die berechtigten Interessen aller hiervon unmittelbar betroffenen Gemeinden gewahrt sind, § 85 Abs. 2 GemO. Erfolgt das Tätigkeitwerden der Gemeinde insbesondere in Gestalt einer Beteiligung in einer Rechtsform des privaten Rechts (wie im Falle einer Beteiligung an EVU üblich), müssen zusätzliche Bedingungen sichergestellt sein. Dies betrifft vor allem die

Voraussetzung, dass die Gemeinde einen ihrer Beteiligung angemessenen Einfluss erhält und dieser durch die Ausgestaltung des Gesellschaftsvertrags oder der Satzung oder in anderer Weise gesichert wird; dies erfolgt regelmäßig über den Aufsichtsrat oder ein entsprechendes Überwachungsorgan des Unternehmens, § 87 Abs. 1 Ziffer 3 GemO. Darüber hinaus ist zu beachten, dass grundsätzlich entweder der Bürgermeister oder ein Beigeordneter mit eigenem Geschäftsbereich die Gemeinde in der Gesellschafterversammlung oder in dem dieser entsprechenden Organ des EVU in einer Rechtsform des privaten Rechts vertritt, an denen die Gemeinde beteiligt ist. Vor allem die Sicherstellung des kommunalen Einflusses auf die Geschäftstätigkeit des EVU über dessen Satzung sowie das Vertretungsrecht des Bürgermeisters oder eines Beigeordneten sind bei der Kompetenzausübung durch das EVU zu berücksichtigen und beschränken diese Kompetenz teilweise. In Fällen einer vermeintlichen Interessenkollision zwischen Kommunal- und Gesellschaftsinteressen ist die Regel des Art. 31 GG angemessen zu berücksichtigen („Bundesrecht bricht Landesrecht“ für eine mögliche Kollision zwischen EnWG, GmbHG etc. als Bundesrecht und GemO etc. als Landesrecht).

### 18.8.3 Diskussion

Aus der Rolle der Verteilnetzbetreiber sowie aus den Grundlagen und den Grenzen ihrer Kompetenz lassen sich in Auswertung der Arbeitsschritte 6.1 und 6.2 für die künftige Rolle und Kompetenz der Verteilnetzbetreiber Diskussionspunkte ableiten. Dazu wie folgt:

- Auf Grundlage der oben beschriebenen Rolle und Kompetenz war es die traditionelle Rolle der Verteilnetzbetreiber, Energiemengen von den oberen Spannungsebenen aufzunehmen und ihn an die Letztverbraucher zu verteilen (vgl. oben Arbeitsschritt 6.1, Detail 10 (Abschnitt 18.3.1 und [68]). Dabei zählten der technische und kaufmännische Netzbetrieb, das Einspeisemanagement sowie die Systemverantwortlichkeit im Rahmen des EnWG zu den wesentlichen Kerntätigkeiten der Verteilnetzbetreiber.
- Die auch politisch proklamierte Energiewende hingegen eröffnet und fordert ein verbreitertes Tätigkeitsspektrum der Verteilnetzbetreiber. Insbesondere der Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien schreitet unaufhörlich voran. Damit steigt zugleich die Zahl der dezentral einspeisenden Anlagen, die zum ganz überwiegenden Teil auf den unteren Spannungsebenen der Verteilnetze angeschlossen werden (Hoch-, Mittel- und Niederspannung). Dies wiederum führt dazu, dass die notwendige Netzstabilität vor allem durch „verstärkte Beiträge aus der Fläche“ durch damit die Verteilnetzbetreiber zu leisten ist [155].
- Bereits der gegenwärtige Rechtsrahmen schafft Anknüpfungspunkte für ein erweitertes oder zumindest dynamisches Tätigkeitsspektrum der Verteilnetzbetreiber. Denn die Verteilnetzbetreiber müssen unter anderem ein „leistungsfähiges“ Energieversorgungsnetz betreiben und warten und haben dies außerdem „bedarfsgerecht“ zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, § 11 Abs. 1

EnWG. Die Tatbestandsvoraussetzungen des leistungsfähigen Netzes sowie der bedarfsgerechten Maßnahmen implizieren damit ein dynamisches Element, das auf Entwicklungen in der Nachfrage nach Energie und deren Befriedigung abzielt, vgl. § 19 Abs. 3 Satz 3 ARegV. Wenn demnach die Einspeisung von Energie zunehmend dezentral erfolgt und damit die Befriedigung der Nachfrage im Rahmen des leistungsfähigen und bedarfsgerechten Netzbetriebes erweiterte Maßnahmen des Netzbetriebes erfordern, als die bloße Entgegennahme der Energie von der höheren Spannungsebene und deren Verteilung an die Verbraucher, so ist dieses dynamische Element für den Netzbetrieb unter Beachtung des gegenwärtigen Rechtsrahmens bereits abgebildet.

- Zusätzlich ist die notwendige Verbreiterung des Tätigkeitspektrums der Verteilnetzbetreiber für ein Gelingen der Energiewende vor allem durch zwei Maßnahmen zu flankieren. Zum einen ist den Verteilnetzbetreibern der notwendige Spielraum zu gewähren, für Innovationen verantwortlich zu sein und dies durch Investitionen angemessen finanzieren zu können. Zum anderen ist für dieses erweiterte Tätigwerden der Verteilnetzbetreiber in den beschriebenen Kernbereichen des Netzausbaus, des Speicherbetriebs, des Lastmanagements sowie des Smart Grid der Rechtsrahmen in dem vorgeschlagenen Umfang zu verbessern, um die erforderliche Rechts- und Planungssicherheit zu bieten (vgl. oben, Arbeitsschritt 6.2, Abschnitt 18.7).
- Bei allen Diskussionen zur künftigen Rolle und Kompetenz der Verteilnetzbetreiber im Rahmen der Energiewende sollten jedoch aus Gründen der Realisierbarkeit von entsprechenden Überlegungen bestimmte rechtliche Eckpfeiler des geltenden regulierungs- und europarechtlichen Rahmens angemessen berücksichtigt und nicht als dispositiv betrachtet werden. Dies gilt in Würdigung der Arbeitsschritte 6.1 und 6.2 dieser Netzstudie sowie der oben dargestellten Rollenbeschreibung sicherlich für die Vorgaben zur Entflechtung und für die damit grundsätzlich gebotene Unterscheidung zwischen netz- und marktorientierten Zielsetzungen. Aus der spezifisch deutschen Sicht und vor allem aus Sicht der Bundesländer und Kommunen wird auch die angemessene Einflussnahme von Gemeinden bei deren Beteiligung an den EVU auf deren Geschäftstätigkeit angemessenen Bestand haben. Stattdessen gilt es, die Rolle und Kompetenz der Verteilnetzbetreiber in Einzelpunkten und unter Beachtung wesentlicher und mutmaßlich nicht dispositiver Rahmenbedingungen punktuell und zielführend zu ändern. Damit kann die Anpassung von Rolle und Kompetenz der Verteilnetzbetreiber an eine sich ändernde Aufgabestellung gelingen, und Ansätze für diese punktuellen und zielführenden Maßnahmen sind in Arbeitsschritt 6.2 dieser Netzstudie beschrieben.

## LITERATURVERZEICHNIS (TEIL C)

---

- [1] A. Steinbach, Darstellung des gesetzlichen Rahmens, NABEG/EnLAG/EnWG, Kommentar zum Recht des Energieleitungsbaus, Berlin, 2013.
- [2] VG München, Beschluss vom 21.02.2007, Az.: M 24 S 08497.
- [3] P. Salje, EnWG (Energiewirtschaftsgesetz), Kommentar, Köln, 2006, § 3 Rn. 81, 82.
- [4] BNetzA (Bundesnetzagentur), Beschlusskammer 6, Az.: BK 6-10-208, Beschluss vom 07. November 2011.
- [5] P. Salje, EnWG (Energiewirtschaftsgesetz), Kommentar, Köln, 2006, § 3, Rn. 55, 56.
- [6] C. de Wyl/J. Müller-Kirchenbauer/C. Thole, in: Schneider/Theobald, Recht der Energiewirtschaft, München, 2008, § 15, Rn. 1 f.
- [7] S. Gerstner, in: S. Gerstner, Grundzüge des Rechts der Erneuerbaren Energien, Berlin, 2013, Kapitel 4, Rn. 38.
- [8] BGH, Urteil vom 01.10.2008, Az.: VIII ZR 2107, Rn. 19.
- [9] S. Gerstner, in: S. Gerstner, Grundzüge des Rechts der Erneuerbaren Energien, Berlin, 2013, Kapitel 4, Rn. 39.
- [10] BT-Drucksache 16/8148, Gesetzentwurf der Bundesregierung, Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften, 18.02.2008.
- [11] S. Gerstner, in: S. Gerstner, Grundzüge des Rechts der Erneuerbaren Energien, Berlin, 2013, Kapitel 4, Rn. 40.
- [12] BGH, Urteil vom 18.07.2007, Az.: VIII ZR 288/05, Leitsatz 4 und Rn. 34.
- [13] S. Gerstner, in: S. Gerstner, Grundzüge des Rechts der Erneuerbaren Energien, Berlin, 2013, Kapitel 4, Rn. 42 m.w.N.
- [14] G. Wustlich, in: Altröck/Oschmann/Theobald, EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz), Kommentar, München, 2011, § 9, Rn. 38 m.w.N.
- [15] Dirnberger, Beck'scher Online-Kommentar BauGB, § 1, Ziffer 104.9.
- [16] Söfker, in: Ernst/Zinkahn/Bielenberg/Krautzberger, BauGB, § 1, Rn. 150, Beck-online, 2013.
- [17] S. Gerstner, in: S. Gerstner, Grundzüge des Rechts der Erneuerbaren Energien, Berlin, 2013, Kapitel 4, Rn. 10.

- [18] M. Stecher, Die Vertragsbeziehungen zwischen Anlagen- und Netzbetreiber unter besonderer Berücksichtigung des EEG 2009, Berlin: BWV Berliner Wissenschafts-Verlag, 2009.
- [19] BGH, Urteil vom 11.06.2003, Az.: VIII ZR 160/02, NVwZ 2003, 1143 ff.
- [20] KEMA Consulting GmbH, „Endbericht, Kurzfassung, Anpassungs- und Investitionserfordernisse der Informations- und Kommunikationstechnologie zur Entwicklung eines dezentralen Energiesystems (Smart Grid),“ VKU Verband kommunaler Unternehmen e.V., Mai 2012.
- [21] Bremer Energie Institut, „Innovative Regulierung für Intelligente Netze (IRIN), Abschlussbericht, Kurzfassung,“ September 2011.
- [22] S. Güneysu, M. Vetter und M. Wieser, „Intelligenter Rechtsrahmen für intelligente Netze (Smart Grids),“ DVBl., 2011, 870 ff.
- [23] A. Krüger et al., in: Holznagel/Schütz, ARegV (Anreizregulierungsverordnung) Kommentar, München, 2013, § 10 Rn. 11.
- [24] A. Krüger et al., in: Holznagel/Schütz, ARegV (Anreizregulierungsverordnung) Kommentar, München, 2013, § 10 Rn. 13.
- [25] dena (Deutsche Energie-Agentur), „dena-Verteilnetzstudie: Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030,“ Berlin, 11. Dezember 2012.
- [26] A. Krüger et al., in: Holznagel/Schütz, ARegV (Anreizregulierungsverordnung) Kommentar, München, 2013, § 10 Rn. 48.
- [27] BNetzA (Bundesnetzagentur), 2009. [Online]. Available: <http://www.bundesnetzagentur.de>.
- [28] A. Krüger et al., in: Holznagel/Schütz, ARegV (Anreizregulierungsverordnung) Kommentar, München, 2013, § 10 Rn. 103.
- [29] BNetzA (Bundesnetzagentur), „Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21a EnWG,“ Bundesnetzagentur, 30. Juni 2006.
- [30] A. Krüger et al., in: Holznagel/Schütz, ARegV (Anreizregulierungsverordnung) Kommentar, München, 2013, § 10 Rn. 76.
- [31] A. Krüger et al., in: Holznagel/Schütz, ARegV (Anreizregulierungsverordnung) Kommentar, München, 2013, § 10 Rn. 77.
- [32] BR-Drucksache 417/07, Verordnung zum Erlass und zur Änderung von Rechtsvorschriften auf dem Gebiet der Energieregulierung, 15.06.2007.

- [33] BNetzA (Bundesnetzagentur), „Leitfaden zu Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV,“ 2012.
- [34] OLG Düsseldorf, Beschluss vom 14.03.2012, Az.: VI-3 Kart 124/19 (V).
- [35] J. Müller-Kirchenbauer et al., in: Holznagel/Schütz, ARegV (Anreizregulierungsverordnung) Kommentar, München, 2013, § 23 Rn. 60.
- [36] BNetzA (Bundesnetzagentur), „Leitfaden zu Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV,“ Ziffer 4.5, 2012.
- [37] S. Albrecht et al., in: Holznagel/Schütz, ARegV (Anreizregulierungsverordnung) Kommentar, München, 2013, § 15 Rn. 36.
- [38] Beschluss des Bundesrates vom 05.07.2013 zum Entwurf der Verordnung zur Änderung von Verordnungen auf dem Gebiet des Energiewirtschaftsrechts, Drucksache 447/13, Ziffer 9 zu Artikel 4 Nummer 4a – neu und Begründung auf Seite 28 f.
- [39] S. Albrecht et al., in: Holznagel/Schütz, „ARegV (Anreizregulierungsverordnung) Kommentar,“ München, 2013, § 15 Rn. 50.
- [40] VKU, 12. März 2013. [Online]. Available: <http://www.vku.de/service-navigation/recht/aenderungen-der-strom-und-gasnetzentgeltverordnung-geplant-12032013.html>.
- [41] BMWi, „Hintergrundpapier „Informationen zur Novelle Strom- und Gasnetzentgeltverordnung des BMWi“,“ und dortigem Verweis auf die Empfehlungen der „Plattform Zukunftsfähige Netze“ beim BMWi, [Online]. Available: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Stromnetze/plattform-zukunftsfahige-energienetze,did=404758.html?view=renderPrint>.
- [42] BMWi, „Informationspapier zum Entwurf einer Verordnung zur Änderung von Verordnungen auf dem Gebiet des Energiewirtschaftsrechts,“ 29. Mai 2013. [Online]. Available: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/V/verordnung-zur-aenderung-von-verordnungen-energiwirtschaftsrecht-informationspapier,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.
- [43] Entwurf der Verordnung Energiewirtschaftsrecht zum neuen § 25a ARegV, Art. 4 (Änderung der Anreizregulierungsverordnung), Bundesrat Drucksache 447/13, Ziffer 7.
- [44] Entwurf der Verordnung Energiewirtschaftsrecht zum neuen § 25a ARegV, Art. 4 (Änderung der Anreizregulierungsverordnung), Bundesrat Drucksache 447/13, Ziffer 7.
- [45] BR-Drucksache 447/1/13, Empfehlungen der Ausschüsse vom 24.06.2013 zur Beschlussfassung über den Entwurf Verordnung Energiewirtschaftsrecht am 05.07.2013, Ziffer 12 zu Artikel 4, lit. e) und f).

- [46] Bundesrat, Beschluss vom 05.07.2013 zur Verordnung zur Änderung von Verordnungen auf dem Gebiete des Energiewirtschaftsrechts, Drucksache 447/13, Ziffer 9 zu Artikel 4 und Begründung auf Seite 28 ff.
- [47] VKU (Verband kommunaler Unternehmen), Stellungnahme zum Entwurf der Anpassung der Anreizregulierungsverordnung in Bezug auf Investitionsbudgets gem. § 23 ARegV, 23. November 2011.
- [48] VKU (Verband kommunaler Unternehmen), „Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland, Kurzfassung, mit Hinweis auf anzureizende "Cluster effizienter Maßnahmen",“ 01. März 2013. [Online]. Available: [http://www.vku.de/fileadmin/get/?24107/EMD\\_Gutachten\\_\\_Kurzfassung.pdf](http://www.vku.de/fileadmin/get/?24107/EMD_Gutachten__Kurzfassung.pdf).
- [49] Entwurf der Verordnung Energiewirtschaftsrecht zum neuen § 23 Abs. 7 ARegV, Art. 4 (Änderung der Anreizregulierungsverordnung), Bundesrat Drucksache 447/13, Ziffer 5 b), Seite 11.
- [50] G. Schäfer, Landesregulierungsbehörde Energie, Hessen, Vortrag im Rahmen des Spezial-Workshops zur Anreizregulierung für Verteilnetzbetreiber des Instituts für Energie- und Regulierungsrecht an der Freien Universität Berlin, „Anreizregulierung und Netzausbau – Bedarf es einer Nachjustierung des Regulierungsrechts?“, 26. April 2013. [Online]. Available: <http://www.enreg.de/content/material/2013/26.04.2013.Schaefer.pdf>.
- [51] BR-Drucksache 447/1/13, Empfehlungen der Ausschüsse vom 24.06.2013 zur Verordnung zur Änderung von Verordnungen auf dem Gebiet des Energiewirtschaftsrechts.
- [52] BR-Drucksache 447/1/13, Empfehlungen der Ausschüsse vom 24.06.2013 zur Verordnung zur Änderung von Verordnungen auf dem Gebiet des Energiewirtschaftsrechts, Ziffer 12 zu Artikel 4.
- [53] Beschluss des Bundesrates vom 05.07.2013 zur Verordnung zur Änderung von Verordnungen auf dem Gebiet des Energiewirtschaftsrechts, Drucksache 447/13, B, Seiten 31 ff..
- [54] BR-Drucksache 447/1/13, „Investitionsmodell“ in Empfehlungen der Ausschüsse vom 24.06.2013 zur Verordnung zur Änderung von Verordnungen auf dem Gebiet des Energiewirtschaftsrechts, Ziffer 12 zu Artikel 4.
- [55] BR-Drucksache 447/6/13, Antrag der Freistaaten Bayern und Sachsen, Verordnung zur Änderung von Verordnungen auf dem Gebiet des Energiewirtschaftsrechts, 04.07.2013.
- [56] BR-Drucksache 447/3/13, Antrag des Landes Baden-Württemberg, Verordnung zur Änderung von Verordnungen auf dem Gebiet des Energiewirtschaftsrechts, 03.07.2013.



- [57] Handelsblatt, Brüderle erwägt Drosselung von Ökostrom-Ausbau, Handelsblatt, 31. August 2012.
- [58] FDP Sachsen, „FDP-Landtagsfraktion beschließt Leitlinien ihrer Energiepolitik,“ Meldung vom 20.09.2012. [Online]. Available: <http://www.fdp-fraktion-sachsen.de/online/fdp/fdp-fraktion.nsf/News.xsp?id=E7FF101230767D3CC1257A7F00522CF1>.
- [59] Altrock, in: Altrock/Oschmann/Theobald, EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz), Kommentar, München, 2011, § 13 Rn. 1, 2.
- [60] Lehnert, in: Altrock/Oschmann/Theobald, EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz), Kommentar, München, 2011, § 4 Rn. 26.
- [61] P. Salje, EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz), Kommentar, Köln, 2009, § 4 Rn. 14.
- [62] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, „Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes,“ März 2012. [Online]. Available: [http://www.tennetso.de/site/binaries/content/assets/transparency/publications/reporting-service/2012-03-30\\_unb\\_planungsgrundsätze.pdf](http://www.tennetso.de/site/binaries/content/assets/transparency/publications/reporting-service/2012-03-30_unb_planungsgrundsätze.pdf).
- [63] VDN (Verband der Netzbetreiber), „TransmissionCode 2007, Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber,“ August 2007. [Online]. Available: [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/\\$file/TransmissionCode2007.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/$file/TransmissionCode2007.pdf).
- [64] U. Büdenbender, E. Feess und D. Nelles, Die Regulierung elektrischer Netze: Offene Fragen und Lösungsansätze, Ziffer 2.1.3, Berlin: Springer, 2008.
- [65] BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft), Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz – Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz (Mittelspannungsrichtlinie), Juni 2008.
- [66] BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft), Regelungen und Übergangsfristen für bestimmte Anforderungen in Ergänzung zur technischen Richtlinie: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz – Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, (4. Ergänzung der Mittelspannungsrichtlinie), 01. Januar 2013.
- [67] BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft), „BDEW-Roadmap, Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland,“ 11. Februar 2013. [Online]. Available: [http://www.e-energy.de/documents/BDEW-Roadmap\\_Smart\\_Grids.pdf](http://www.e-energy.de/documents/BDEW-Roadmap_Smart_Grids.pdf).

- [68] BNetzA (Bundesnetzagentur), „Smart Grid“ und „Smart Market“ - Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems,“ Bonn, Dezember 2011.
- [69] Katalog von Sicherheitsanforderungen der Regulierungsbehörde im Benehmen mit dem Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik § 11 Abs. 1a Satz 2 EnWG.
- [70] BR-Drucksache 343/11, Gesetzentwurf der Bundesregierung, Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften, 06.06.2011.
- [71] BT-Drucksache 17/6248, Gesetzentwurf der Bundesregierung, Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften, 22.06.2011.
- [72] Clearingstelle EEG, „Empfehlungsverfahren 2012/7 - Zuständigkeit für Messstellenbetrieb und Messung nach § 7 Abs. 1 EEG 2012,“ Aktenzeichen 2012/7, 18. Dezember 2012. [Online]. Available: <http://www.clearingstelle-eeg.de/empfv/2012/7>.
- [73] M. Wieser, „Entflechtung als Störfaktor im intelligenten Elektrizitätsverteilernetz?,“ EurUP, 02. Januar 2011, 176, 179.
- [74] Theobald/Zenke/Ochsenfahrt, in: Schneider/Theobald, Recht der Energiewirtschaft, München, 2008, § 14 Rn. 6.
- [75] Theobald/Zenke/Ochsenfahrt, in: Schneider/Theobald, Recht der Energiewirtschaft, München, 2008, § 14 Rn. 7.
- [76] C. Theobald, in: Schneider/Theobald, Recht der Energiewirtschaft, München, 2008, § 3 Rn. 127.
- [77] P. Salje, EnWG (Energiewirtschaftsgesetz), Kommentar, Köln, 2006, § 3 Nr. 24a und 24b EnWG.
- [78] C. Theobald, in: Schneider/Theobald, Recht der Energiewirtschaft, München, 2008, § 3 Rn. 129.
- [79] K. Herzmann, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, § 21b Rn. 15, München, 2010.
- [80] C. de Wyl/J. Müller-Kirchenbauer/C. Thole, in: Schneider/Theobald, Recht der Energiewirtschaft, München, 2008, § 15 Rn. 46.
- [81] K. Herzmann, in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, § 21b Rn. 23, München, 2010.
- [82] M. Wieser, „Entflechtung als Störfaktor im intelligenten Elektrizitätsverteilernetz?,“ EurUP, 02. Januar 2011, 176, 180.
- [83] S. Güneysu, M. Vetter und M. Wieser, „Intelligenter Rechtsrahmen für intelligente Netze (Smart Grids),“ DVBl., 2011, 870, 873, Ziffer 2.

- [84] Bäcker, in: Wolff/Brink, BDSG, Beck'scher Online-Kommentar, § 4 Rn. 10 und 11, 01. Mai 2013.
- [85] Bäcker, in: Wolff/Brink, BDSG, Beck'scher Online-Kommentar, § 4 Rn. 17, 01. Mai 2013.
- [86] Bäcker, in: Wolff/Brink, BDSG, Beck'scher Online-Kommentar, § 4 Rn. 5, 01. Mai 2013.
- [87] Bäcker, in: Wolff/Brink, BDSG, Beck'scher Online-Kommentar, § 4 Rn. 6, 01. Mai 2013.
- [88] Bäcker, in: Wolff/Brink, BDSG, Beck'scher Online-Kommentar, § 4 Rn. 7 bis 9 m.w.N, 01. Mai 2013.
- [89] O. Däuper, in: Danner/Theobald, Energierecht, EnWG, § 28 Rn. 13, Beck-online, 2012.
- [90] P. Salje, EnWG (Energiewirtschaftsgesetz), Kommentar, Köln, 2006, § 20 und 28 EnWG.
- [91] O. Däuper, in: Danner/Theobald, Energierecht, EnWG, § 28 Rn. 14, Beck-online, 2012.
- [92] C. Theobald, in: Danner/Theobald, Energierecht, EnWG, § 3 Rn. 241, Beck-online, 2012.
- [93] O. Däuper, in: Danner/Theobald, Energierecht, EnWG, § 28 Rn. 18, Beck-online, 2012.
- [94] Richtlinie 2009/73/EG, Abl. L 211/94, Erwägungsgrund 21, 13. Juli 2009.
- [95] Richtlinie 2009/73/EG, Abl. L 211/94, Art. 15, 13. Juli 2009.
- [96] Richtlinie 2009/72/EG, Abl. L 211/55, Art. 14, 14. August 2009.
- [97] K. V. Boesche, in: F.-J. Säcker, „Berliner Kommentar zum Energierecht,“ 2004, § 3 EnWG Rn. 78.
- [98] Ekardt, in: Frenz/Müggenborg, EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz), Kommentar, Berlin, 2011, § 16 Rn. 7.
- [99] Clearingstelle, Empfehlung vom 21. Juni 2012, Aktenzeichen 2012/6.
- [100] Clearingstelle, Empfehlung vom 21. Juni 2012, Aktenzeichen 2012/6, Rn. 105.
- [101] Ekardt, in: Frenz/Müggenborg, EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz), Kommentar, Berlin, 2011, § 21 Rn. 16.
- [102] S. Gerstner, in: S. Gerstner, Grundzüge des Rechts der Erneuerbaren Energien, Berlin, 2013, Kapitel 4, Rn. 159.

- [103] Lünenbürger, in: S. Gerstner, Grundzüge des Rechts der Erneuerbaren Energien, Berlin, 2013, Kapitel 5 Rn. 98.
- [104] T. Cosack, in: Frenz/Müggenborg, EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz), Kommentar, Berlin, 2011, § 8 Rn. 32.
- [105] BT-Drucksache 15/2864, Bericht des Ausschusses für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 01.04.2004.
- [106] T. Cosack, in: Frenz/Müggenborg, EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz), Kommentar, Berlin, 2011, § 8 Rn. 37.
- [107] T. Cosack, in: Frenz/Müggenborg, EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz), Kommentar, Berlin, 2011, Rn. 35.
- [108] T. Cosack, in: Frenz/Müggenborg, EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz), Kommentar, Berlin, 2011, Rn. 33.
- [109] P. Salje, EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz), Kommentar, Köln, 2009, § 8 Rn. 48.
- [110] BGH, Urteil vom 28. März 2007, Az.: VIII ZR 42/06, NJW-RR 2007.
- [111] KfW Bankengruppe, „Merkblatt Erneuerbare Energien, KfW-Programm Erneuerbare Energien „Speicher“, Programmnummer 275, zu „Förderziel“,“ gültig ab 01. Mai 2013. [Online]. Available: [https://www.kfw.de/media/pdf/download\\_center/foerderprogramme\\_\\_inlandsfoerderung\\_/pdf\\_dokumente\\_2/6000002700\\_M\\_275\\_Speicher.pdf](https://www.kfw.de/media/pdf/download_center/foerderprogramme__inlandsfoerderung_/pdf_dokumente_2/6000002700_M_275_Speicher.pdf).
- [112] KfW Bankengruppe, „Produktdetails zu Erneuerbare Energien - Speicher (275),“ [Online]. Available: [https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/%C3%96ffentliche-Einrichtungen/Kommunale-Energieversorgung/F%C3%B6rderprodukte/Erneuerbare-Energien-%E2%80%93-Speicher-\(275\)](https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/%C3%96ffentliche-Einrichtungen/Kommunale-Energieversorgung/F%C3%B6rderprodukte/Erneuerbare-Energien-%E2%80%93-Speicher-(275)).
- [113] BNetzA (Bundesnetzagentur), Beschlusskammer 8, Az.: BK 8-12-019, Beschluss vom 30. Oktober 2012.
- [114] BNetzA (Bundesnetzagentur), Beschlusskammer 6, Az.: BK 6-11-098, Tenor I, Beschluss vom 30. Oktober 2012.
- [115] BNetzA (Bundesnetzagentur), Beschlusskammer 6, Az.: BK 6-11-098, Tenor Ziffer 1, Beschluss vom 30. Oktober 2012.
- [116] BNetzA (Bundesnetzagentur), Beschlusskammer 8, Az.: BK 8-12-019, Tenor Ziffer 1, Beschluss vom 30. Oktober 2012.

- [117] BMU/BMWi, „Gemeinsamer Vorschlag zur Dämpfung der Kosten des Ausbaus der Erneuerbaren Energien,“ Punkt 1.3, erstes Aufzählungszeichen, 13. Februar 2013. [Online]. Available: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/energiwende-sichern-kostenbegrenzen,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.
- [118] Wirtschaftsrat der CDU e.V., „Marktintegrationsmodell für erneuerbare Energien,“ Punkt 4.1 a), Januar 2013. [Online]. Available: <http://www.wirtschaftsrat.de/wirtschaftsrat.nsf/id/marktintegrationsmodell-de?open>.
- [119] BVerfG, Beschluss vom 07.10.2003, BVerfGE 108, 370, 384.
- [120] BVerfG, Beschluss vom 31.10.1984, BVerfGE 68, 193, 222.
- [121] BVerfG, Beschluss vom 18.02.2009, NVwZ 2009 1025, 1026.
- [122] BMU/BMWi, „Gemeinsamer Vorschlag zur Dämpfung der Kosten des Ausbaus der Erneuerbaren Energien,“ 13. Februar 2013, s. supra. [Online]. Available: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/energiwende-sichern-kostenbegrenzen,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.
- [123] Altrock/Oschmann/Theobald, EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz), Kommentar, München, 2011, § 12 Rn. 4 ff.
- [124] BVerfG, Beschluss vom 18.02.2009, NVwZ 2009 1025, 1028.
- [125] BVerfG, Beschluss vom 18.02.2009, NVwZ 2009 1025, 1029 f.
- [126] Jarass/Pieroth, GG (Grundgesetz für die Bundesrepublik Deutschland) Art. 12 Rn. 11, München, 2011.
- [127] BVerfG, Beschluss vom 30.10.1961, BVerfGE 13, 181, 186.
- [128] K. V. Boesche, in: F.-J. Säcker, „Berliner Kommentar zum Energierecht,“ 2004, § 3 EnWG Rn. 1.
- [129] Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten, (AbLaV), Ausfertigungsdatum 28.12.2012.
- [130] § 15 Abs. 1 StromNEV.
- [131] BGH, Beschluss vom 27.03.2012, Az.: EnVR 8/11.
- [132] C. de Wyl/J. Müller-Kirchenbauer/C. Thole, in: Schneider/Theobald, Recht der Energiewirtschaft, München, 2008, § 15 Rn. 313.

- [133] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit/bdew/ Bundesverband Erneuerbarer Energien e.V./consentec/ECOFYS/r2b/Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft/Fraunhofer ISI, „Märkte stärken, Versorgung sichern, Ergebnisbericht des Fachdialogs "Strategische Reserve",“ Mai 2013. [Online]. Available: [http://www.bee-ev.de/\\_downloads/publikationen/sonstiges/2013/20130513\\_Fachdialog\\_Strategische\\_Reserve.pdf](http://www.bee-ev.de/_downloads/publikationen/sonstiges/2013/20130513_Fachdialog_Strategische_Reserve.pdf).
- [134] S. von Roon und T. Grobmaier, „Demand Response 2011,“ Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2011. [Online]. Available: <http://www.ffe.de/die-ffe/die-personen/344-demand-response>.
- [135] M. Peek, f. Müsgens, r2b energy consulting GmbH, Rationalität einer strategischen Reserve, 30. März 2012. [Online]. Available: [http://www.umweltbundesamt.de/umweltbewusstsein/publikationen/vortrag\\_ri-siken\\_kapazitaetsmaerkte.pdf](http://www.umweltbundesamt.de/umweltbewusstsein/publikationen/vortrag_ri-siken_kapazitaetsmaerkte.pdf).
- [136] F. Hein, „Smart Grids: Mit Preissignalen Lasten steuern?,“ ENERGY20.net, siehe „Contra“, Oktober 2012. [Online]. Available: <http://www.energy20.net/pi/index.php?StoryID=317&articleID=219091>.
- [137] BNetzA (Bundesnetzagentur), „Leitfaden zur Genehmigung von individuellen Netzentgelten nach § 19 Abs. 2 Satz 1 StromNEV und von Befreiungen von den Netzentgelten nach § 19 Abs. 2 Satz 2 StromNEV - BNetzA, Leitfaden,“ BNetzA, September 2011. [Online]. Available: [http://www.swb-energienetze.de/html/Preisblaetter/Strom/Strom/201109\\_Leitfaden\\_19\\_StromNEV\\_NetzA.pdf](http://www.swb-energienetze.de/html/Preisblaetter/Strom/Strom/201109_Leitfaden_19_StromNEV_NetzA.pdf).
- [138] OLG Düsseldorf, Entscheidung vom 06.03.2013, Az.: VI-3 Kart 14/12 (V).
- [139] Bundesregierung, Entwurf Verordnung Energiewirtschaftsrecht, Bundesrat Drucksache 447/13.
- [140] OLG Düsseldorf, Entscheidung vom 06.03.2013, Pressemitteilung Nr. 06/2013, 2013.
- [141] Bundesrat, Beschluss vom 05.07.2013, Drucksache 447/13, unter Ziffer 5 zu Artikel 1 Nr. 9 lit. a), aa) und Begründung auf Seite 21.
- [142] Bundesrat, Beschluss vom 05.07.2013, Drucksache 447/13, unter Ziffer 5 zu Artikel 1 Nr. 9 lit. a), bb) und Begründung auf Seite 23.
- [143] Kischel, in: Epping/Hillgruber, Beck'scher Online Kommentar GG, 15. Mai 2013, Art. 3 Vorbem.
- [144] BGH, RdE 2006, 157.
- [145] BGH, RdE 2010, 225.

- [146] T. Cosack, in: Frenz/Müggenborg, EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz), Kommentar, Berlin, 2011, § 37 Rn. 43 m.w.N..
- [147] P. Salje, EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz), Kommentar, Köln, 2009, § 37 Rn. 50.
- [148] VGH Hessen, Entscheidung vom 17.04.1996, Az.: 8 UE 999/91.
- [149] Gesetzesbegründung zum EEG 2012, BT-Drucksache 17/6071.
- [150] BFH, Urteil vom 20.04.2004, Az.: VII R 44/03.
- [151] Thüringer FG, Urteil vom 05.06.2003, Az.: II 177/03; ZfZ 2003.
- [152] BMF, Erlass vom 02.10.2011-III A 1 -V 4250-8/01, in: VSF-Nachrichten N 62 2001 Nr. 453, 22.
- [153] BMF, Erlass vom 02.10.2011-III A 1 -V 4250-8/01, in: VSF-Nachrichten N 62 2001 Nr. 453, 23.
- [154] Friedrich, in: Friedrich/Meißner/Köthe, Praxiskommentar Energiesteuern, Freiburg: Haufe-Lexware, 2013, § 9 StromStG Rn. 29d.
- [155] VKU, „Themenblatt, Netzstabilität - Dezentrale Lösungen, Seite 2,“ September 2013.
- [156] A. Mundt, „Liberalisierung als Vorbild für die Energiewende, in: Wirtschaft Nordhessen,“ Bundeskartellamt, November 2012. [Online]. Available: [http://www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/download/pdf/Stellungnahmen/Liberalisierung\\_als\\_Vorbild\\_f\\_\\_r\\_die\\_Energiewende\\_Wirtschaft\\_Nordhessen.pdf](http://www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/download/pdf/Stellungnahmen/Liberalisierung_als_Vorbild_f__r_die_Energiewende_Wirtschaft_Nordhessen.pdf).
- [157] BMWi, Förderkonzept „Netze für die Stromversorgung der Zukunft“, im Rahmen des 6. Energieforschungsprogramms der Bundesregierung, BMWi, Oktober 2011.
- [158] B. A. Müller, „Vortrag: Rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen,“ in Veranstaltung des DVGW: „Energiespeicher, Kernelement eines regenerativen Energiesystems“, Berlin, 05.06.2013.
- [159] Rechtsvorschrift für Oberösterreich, Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2006, Fassung vom 03.07.2013.
- [160] Deutscher Verein der Gas- und Wasserwirtschaft, Arbeitsblätter G 260 und G 262, Bonn: DVGW, 2013, 2011.
- [161] Reck, in: VKU (Verband kommunaler Unternehmen), Pressemitteilung Nr. 112/11, Rahmenbedingungen für Ausbau der Verteilnetze, 07. Dezember 2011.

- [162] Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V., „Technischer Bericht 302, Ein Werkzeug zur Optimierung der Störungsbeseitigung für Planung und Betrieb von Mittelspannungsnetzen, AiF-Forschungsvorhaben Nr. 14446N,“ FGH Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V., Aachen, Januar 2008, § 47 Abs. 1. [Online]. Available: [http://www.fgh.rwth-aachen.de/verein/projekte/AiF14446N\\_TB-302.pdf](http://www.fgh.rwth-aachen.de/verein/projekte/AiF14446N_TB-302.pdf).
- [163] A. Guckelberger, „Smart Grids/Smart Meter zwischen umweltverträglicher Energieversorgung und Datenschutz,“ DÖV, 2012, 613, 620 .
- [164] OLG Düsseldorf, RdE 2012, 296, 298.
- [165] Madrid Forum der Europäischen Kommission, Guidelines for Good TPA Practice for Storage System Operators (GGPSSO), 01. April 2005.
- [166] ARegV (Anreizregulierungsverordnung), § 5 Abs. 1 Satz 3.
- [167] Engel/Nestle/Selzam/Strauß, „Intelligentes Netzlastmanagement mit variablen Netzentgelten als indirektes Steuerungsinstrument für Verteilnetzbetreiber,“ Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, Kassel, [Online]. Available: [http://www.iwes.fraunhofer.de/content/dam/iwes/de/documents/Intelligentes%20Netzlastmanagement%20mit%20variablen%20Netzentgelten\\_IWES.pdf](http://www.iwes.fraunhofer.de/content/dam/iwes/de/documents/Intelligentes%20Netzlastmanagement%20mit%20variablen%20Netzentgelten_IWES.pdf).
- [168] J. Müller-Kirchenbauer et al., in: Holznagel/Schütz, ARegV (Anreizregulierungsverordnung) Kommentar, München, 2013, § 23 Rn. 61.
- [169] J. Müller-Kirchenbauer et al., in: Holznagel/Schütz, „ARegV (Anreizregulierungsverordnung) Kommentar,“ München, 2013, § 23 Rn. 60, 63.
- [170] Bundesrat, „Verordnung über die Zuweisung der Planfeststellung für länderübergreifende und grenzüberschreitende Höchstspannungsleitungen auf die Bundesnetzagentur (Planfeststellungszuweisungverordnung - PlfZV),“ 07. Juni 2013. [Online]. Available: [http://www.bundesrat.de/cln\\_340/nn\\_2372724/DE/parlamentsmaterial/to-plenum/910-sitzung/to-node.html](http://www.bundesrat.de/cln_340/nn_2372724/DE/parlamentsmaterial/to-plenum/910-sitzung/to-node.html).
- [171] J. Schwaibold, „Privilegierter Netzzugang für Gasspeicher in der Novelle der Gasnetzzugangsverordnung,“ ZNER 2010, 362.
- [172] OFD Hannover, Verfügung vom 08.11.2000-V 4250-25-Z 316, Ziffer 5.
- [173] VKU, „Themenblatt, Netzintegration von EE-Anlagen und EE-bedingter Netzausbau, Seite 2,“ Oktober 2013.
- [174] J.-P. Schneider, „Planungs- und Genehmigungsverfahren zum Ausbau des Stromübertragungsnetzes,“ EnWZ 2013, 239 ff.
- [175] P. Salje, EnWG (Energiewirtschaftsgesetz), Kommentar, Köln, 2006, § 13 Rn. 24.



- [176] P. Salje, EnWG (Energiewirtschaftsgesetz), Kommentar, Köln, 2006, § 3 Rn. 217.
- [177] Bundesnetzagentur, Genehmigung vom 30.08.2013, Az.: 6.00.03.05/13-08-30/Szenariorahmen 2013, Seite 17.
- [178] M. Wieser, „Entflechtung als Störfaktor im intelligenten Elektrizitätsverteilernetz?“, EurUP, 02. Januar 2011, 176, 178.
- [179] M. Wieser, „Entflechtung als Störfaktor im intelligenten Elektrizitätsverteilernetz?“, EurUP, 02. Januar 2011, 176, 179 ff..
- [180] A. Windoffer und J. Groß, „Rechtliche Herausforderungen des Smart Grid,“ Verwaltungsarchiv, 2012, 491-512.
- [181] C. de Wyl/J. Müller-Kirchenbauer/C. Thole, in: Schneider/Theobald, Recht der Energiewirtschaft, München, 2008, § 15 Rn. 43.
- [182] K. V. Boesche, in: F.-J. Säcker, „Berliner Kommentar zum Energierecht,“ 2004, § 3 EnWG Rn. 79.
- [183] P. Salje, EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz), Kommentar, Köln, 2009, § 37 Rn. 49.
- [184] FG Düsseldorf, Urteil vom 14.05.2003, Az.: 4 K 3876/02 VSt; ZfZ 2003.
- [185] BGH, Urteil vom 08.03.2013, Az.: EnVR 10/12.
- [186] Verordnung (EU) Nr. 347/2013 des europäischen Parlaments und des Rates vom 17.04.2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur und zur Aufhebung der Entscheidung Nr. 1364/2006/EG und zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 713/2009, (EG) Nr. 714/2009 und (EG) 715/2009 (Amtsblatt der EU L 115/39 ff.; TEN-E-VO 347/2013).
- [187] P. Salje, EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz), Kommentar, Köln, 2009, § 9, Rn. 36 ff. m.w.N.
- [188] M. Kohls, in: Danner/Theobald, Energierecht, B.1 Planung und Zulassung von Energieanlagen, Rn. 229ff., Beck-online, 2013.
- [189] O. Däuper, in: Danner/Theobald, Energierecht, EnWG, § 28 Rn. 17 und 18, Beck-online, 2012.
- [190] O. Däuper, in: Danner/Theobald, Energierecht, EnWG, § 28 Rn. 21, Beck-online, 2012.
- [191] S. Güneysu, M. Vetter und M. Wieser, „Intelligenter Rechtsrahmen für intelligente Netze (Smart Grids),“ DVBl., 2011, 870, 873 Ziffer 4.
- [192] Bäcker, in: Wolff/Brink, BDSG, Beck'scher Online-Kommentar, § 4 Rn. 12, 01. Mai 2013.
- [193] Lehnert, in: Altrock/Oschmann/Theobald, EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz), Kommentar, München, 2011, § 4 Rn. 42.

# ANHANG



## ANHANG: NUTZWERTANALYSE (METHODIK)

Im Rahmen der Smart Grid Roadmap in der Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz wird eine Nutzwertanalyse für Speichertechnologien durchgeführt (vgl. Teil A, Kapitel 15.3). Das Ziel liegt darin, die betrachteten Speicher anhand ihres Nutzwertes in eine Rangordnung zu bringen. Im Unterschied zu klassischen betrieblichen Investitionsrechnungen oder betriebswirtschaftlichen Optimierungsmodellen werden bei der Nutzwertanalyse nicht nur monetär messbare Größen, wie beispielsweise der Gewinn oder die Kosten, betrachtet<sup>1</sup>. Die Nutzwertanalyse ist so konzipiert, dass auch andere Parameter, die nicht unbedingt ökonomischer Natur sein müssen, mit einbezogen werden können. So liegt der Fokus der Nutzwertanalyse für Speicher primär auf den technischen Aspekten, da einige der betrachteten Speicher noch nicht marktreif sind. Wirtschaftliche und gesellschaftliche Anforderungen werden jedoch mit einbezogen.

Insgesamt werden drei Anwendungsfälle betrachtet, für die jeweils eine Nutzwertanalyse durchgeführt wird (vgl. Teil A, Kapitel 15.3):

- Primärregelleistung (Regelleistung)
- Sekundärregelleistung (Regelleistung)
- Langzeitspeicherung

Bei den Anwendungsfällen „Primärregelleistung“ und „Sekundärregelleistung“ werden zusätzlich Wärmepumpen als nachfrageseitige Flexibilitätsmaßnahmen betrachtet, um angebots- und nachfrageseitige Maßnahmen zu vergleichen. Der Einsatz von Wärmepumpen ist aufgrund des begrenzten Lastverschiebungspotenzials und ihrer Reaktionszeit auf die Bereitstellung von Regelleistung beschränkt.

### I. VERFAHRENSWEISE

Im Folgenden wird nun konkret auf die Verfahrensweise der Nutzwertanalyse eingegangen.

Für die festgelegten drei Anwendungsfälle werden sogenannte Zielhierarchien (oder auch Zielsysteme) entwickelt. Die Zielhierarchien haben einen dreistufigen Aufbau mit einer Hauptziel-, Unterziel- und Zielkriterienebene.

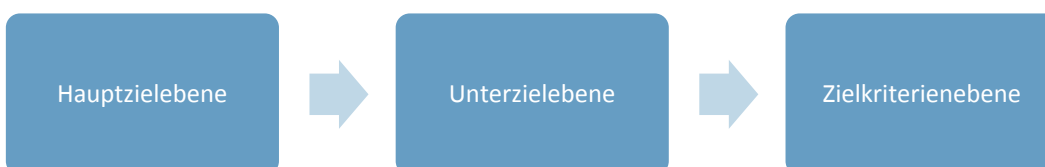


Abbildung i: Übersicht der Zielhierarchien. Quelle: Eigene Darstellung (Energynautics GmbH)

<sup>1</sup> Vgl. Zangemeister, Christof (1971): Nutzwertanalyse von Projektalternativen. In: Industrielle Organisation, 40 (4), S. 159.

## Definition und Gewichtung der Hauptzielebene

Im ersten Schritt der Zielsystemerstellung erfolgt die Entwicklung der Hauptzielebene. Hier werden folgende drei Hauptziele festgelegt: (a) die technischen Anforderungen an einen Speicher im jeweiligen Anwendungsfall sowie (b) wirtschaftliche Effekte und (c) gesellschaftliche Effekte.

Da nicht alle definierten Ziele von gleichbedeutender Wichtigkeit sind, werden Gewichtungsfaktoren verwendet, um diese Präferenzen in die Nutzwertanalyse einzu beziehen. Für die Gewichtung der Ziele (Zielgewichtung) auf der Hauptzielebene wird eine feste Punktzahl von 100 Punkten (Prozent) auf die drei Hauptziele verteilt. Aufgrund des technischen Fokus werden bei den drei Anwendungsfällen *Langzeitspeicherung*, *Primärregelung* und *Sekundärregelung* die jeweiligen technischen Anforderungen mit 70 % am höchsten gewichtet. Die wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Effekte erhalten eine Gewichtung von 25 bzw. 5 %, da sie für die durchzuführende Nutzwertanalyse eine eher untergeordnete Rolle spielen. Zudem lassen sich die Kosten aufgrund des unterschiedlichen Entwicklungsstandes der Speichertechnologie und der möglichen Kosteneinsparungspotenziale durch Massenfertigung nur schwer vergleichen. Die Gewichtung auf Hauptzielebene ist in Tabelle i dargestellt.

**Tabelle i: Zielgewichtung auf Hauptzielebene. Quelle: Eigene Darstellung (Energynautics GmbH)**

Anwendungsfall	technische Anforderungen	wirtschaftliche Effekte	gesellschaftliche Effekte
Langzeitspeicherung	70 %	25 %	5 %
Primärregelleistung	70 %	25 %	5 %
Sekundärregelleistung	70 %	25 %	5 %

## Definition und Gewichtung der Unterzielebene und Zielkriterienebene

Im zweiten Schritt werden die Hauptziele zunächst weiter in Unterziele unterteilt und diese dann soweit konkretisiert, bis messbare Zielkriterien erreicht werden. Die betrachteten Zielkriterien sind in Abschnitt III näher beschrieben.

Anschließend erfolgt eine Gewichtung auf Zielkriterienebene. Hierzu wird die Wichtigkeit der Zielkriterien bzgl. des jeweiligen Anwendungsfalls auf einer Skala von 0 („Das Zielkriterium besitzt für den Anwendungsfall keine Relevanz“) bis 10 Gewichtungspunkten („Das Zielkriterium besitzt für den Anwendungsfall höchste Relevanz“) festgelegt. Die Gewichtung auf Unterzielebene ergibt sich aus der Summe der Gewichtung der Zielkriterien. Eine beispielhafte Zielgewichtung kann Abbildung ii entnommen werden.

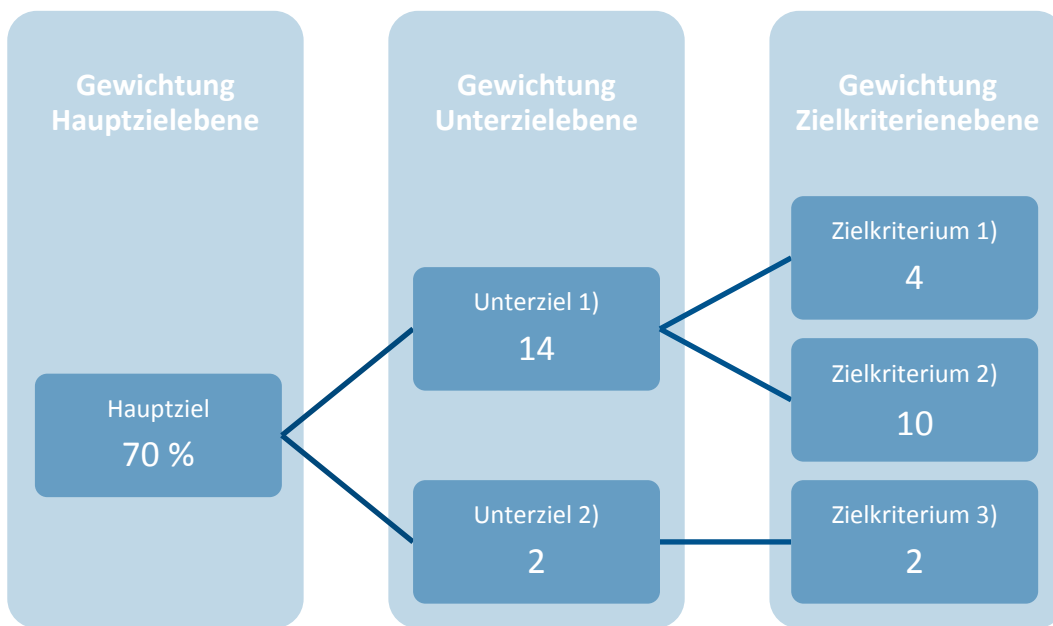


Abbildung ii: Beispielhafte Gewichtung der Zielhierarchien. Quelle: Eigene Darstellung (Energynautics GmbH)

Nachdem die Gewichtung der Unter- und Zielkriterienebene erfolgt ist, werden deren Zielgewichtungen in Form von Punktwerten in Prozentwerte umgerechnet. Durch die Multiplikation aller Prozentwerte über die gesamte Zielhierarchie ergibt sich dann schließlich das Gesamtgewicht eines jeden Zielkriteriums (Abbildung iii).

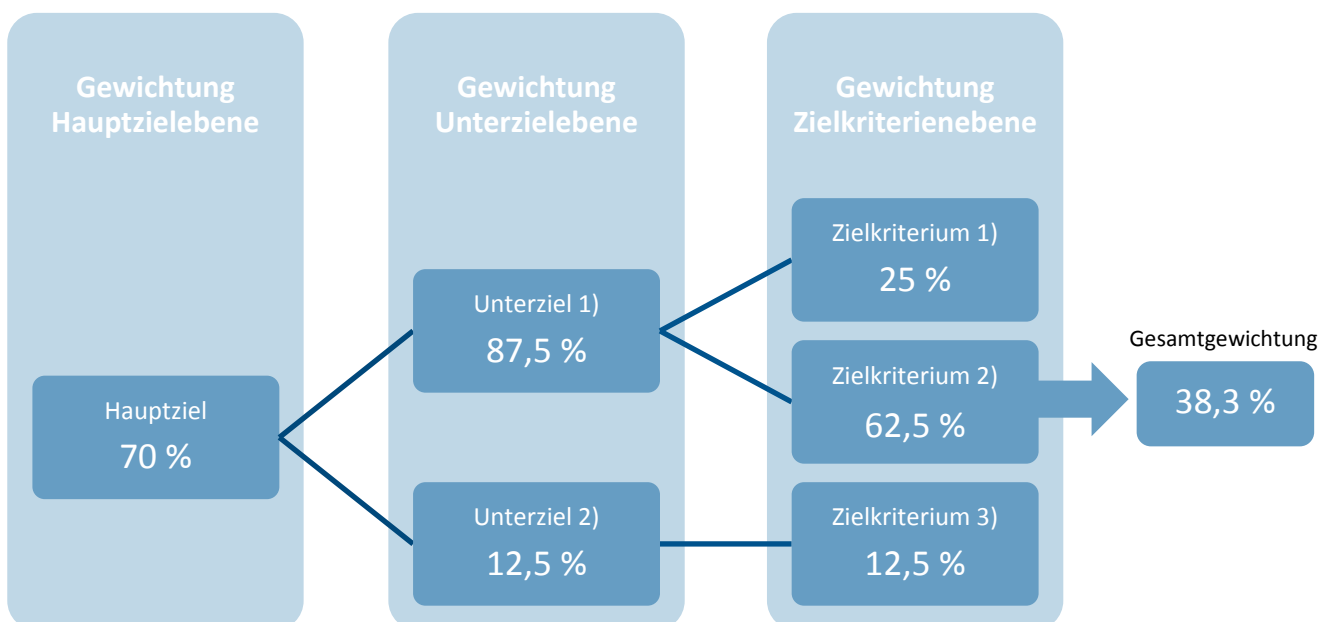


Abbildung iii: Beispielhafte Gesamtgewichtung eines Zielkriteriums. Quelle: Eigene Darstellung (Energynautics GmbH)

## Bewertung und Ermittlung des Nutzwertes

Nach der Erstellung der Zielhierarchien und ihrer Gewichtung findet die Bewertung auf Zielkriterienebene statt. Die Bewertung der Speichermerkmale (Zielkriterien) bzgl. ihrer Zielerfüllung erfolgt dabei nach folgendem Punktesystem (Tabelle ii):

Tabelle ii: Punktesystem zur Bewertung der Speichermerkmale. Quelle: Eigene Darstellung (Energyautics GmbH)

Punktwert (des jeweiligen Zielkriteriums)	Zielerfüllung zu	Zielerfüllungsgrad (des jeweiligen Zielkriteriums)
0	0 %	0,0
1	20 %	0,2
2	40 %	0,4
3	60 %	0,6
4	80 %	0,8
5	100%	1,0

Im letzten Schritt der Nutzwertanalyse erfolgt die Berechnung des Nutzwertes. Zunächst werden die Teilnutzwerte berechnet: Der Teilnutzwert  $n_{ij}$  der Speichertechnologie  $j$  bezüglich des Zielkriteriums  $i$  ergibt sich aus der Multiplikation des Zielerfüllungsgrades  $e_{ij}$  des Zielkriteriums mit dessen Gesamtgewicht  $g_i$ <sup>2</sup>:

$$n_{ij} = e_{ij} \cdot g_i \quad (\text{Teilnutzwert der Speichertechnologie } j \text{ bezogen auf ein Zielkriterium } i)$$

Durch Addition der einzelnen Teilnutzwerte ergibt sich der Gesamtnutzwert der Speichertechnologie  $j$ . Er kann formal durch folgende Summationsformel dargestellt werden:

$$N_j = \sum_{i=1}^m n_{ij} \quad (\text{Gesamtnutzwert der Speichertechnologie } j)$$

mit  $m$  Anzahl der Zielkriterien

<sup>2</sup> Vgl. Labonde, Bernhard (1986): Die Bedeutung der Nutzwert-Wirtschaftlichkeits-Analyse als Instrument zur stofflichen und finanzökonomischen Bewertung von Arbeitssystemen. Dissertation, Fachbereich Wirtschaftswissenschaften, Bergische Universität – Gesamthochschule Wuppertal, S.108.

Bei dem Nutzwert handelt es sich um eine dimensionslose Größe, dessen Zahlenwert von der gewählten Punkteskala bei Gewichtung und Bewertung abhängt. Es ist daher nicht möglich, den Nutzwert einer einzelnen Speichertechnologie zu interpretieren<sup>3</sup>. Erst im Vergleich mit den Nutzwerten der anderen Speichertechnologien kann eine Rangordnung erstellt werden. Die Alternative mit dem größten Nutzwert erhält dabei den höchsten Rang. Sie ist unter Berücksichtigung des Zielsystems als Vorteilhafteste von allen untersuchten Speichern zu interpretieren.

## II. VERWENDETE ZIELSYSTEME UND GEWICHTUNGEN

Im Folgenden werden die Zielsysteme sowie deren Gewichtungen, auf denen die in Teil A, Kapitel 15.3 dargelegten Ergebnisse der Nutzwertanalyse basieren, für die drei betrachteten Anwendungsfälle grafisch zusammengefasst.

### Primärregelleistung und Sekundärregelleistung

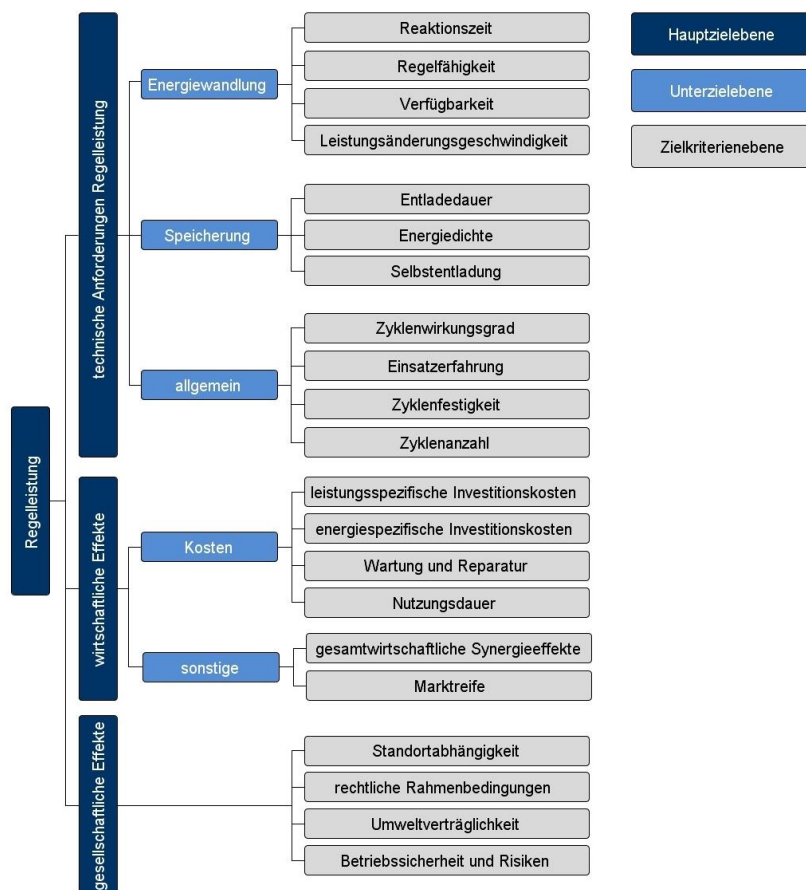


Abbildung iv: Zielsystem Regelleistung (Primär- und Sekundärregelleistung). Quelle: Eigene Darstellung (Energynavics GmbH)

<sup>3</sup> Vgl. Króes, Günter (1973): Nutzwertanalyse – Vergleichende Beurteilung von Aussiedlungen. In: Ernst, Werner; Thoss, Rainer (Hrsg.): Beiträge zum Siedlungs- und Wohnungswesen und zur Raumplanung, Band 8, Institut für Siedlungs- und Wohnungswesen der Universität Münster, S. 47f.

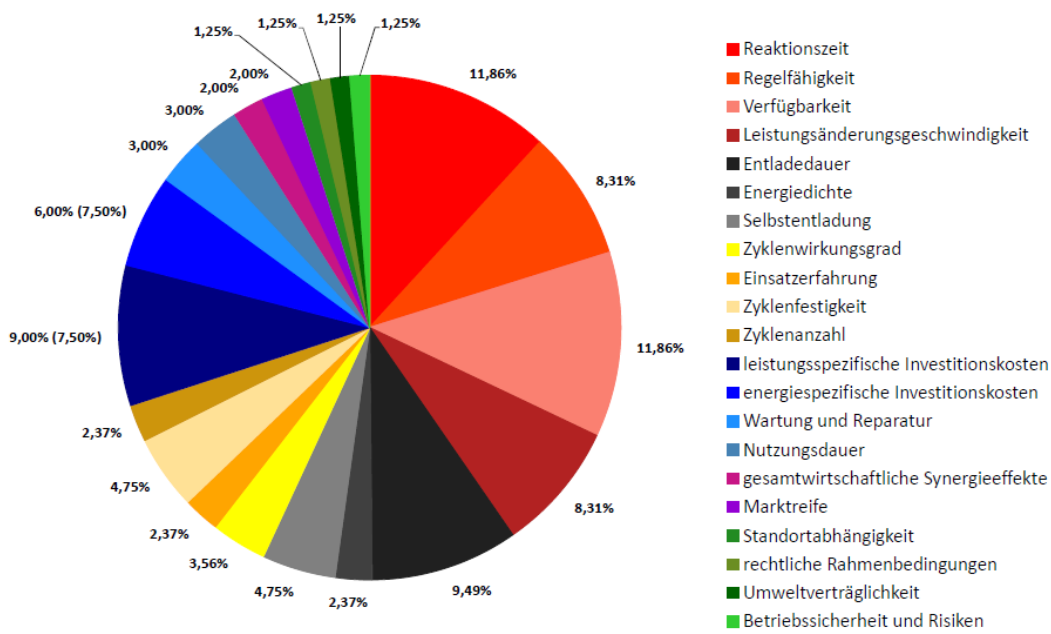


Abbildung v: Gesamtgewichtung der einzelnen Zielkriterien des Anwendungsfalls Primärregelleistung (Sekundärregelleistung). Quelle: Eigene Darstellung (Energynautics GmbH)



Langzeitspeicherung

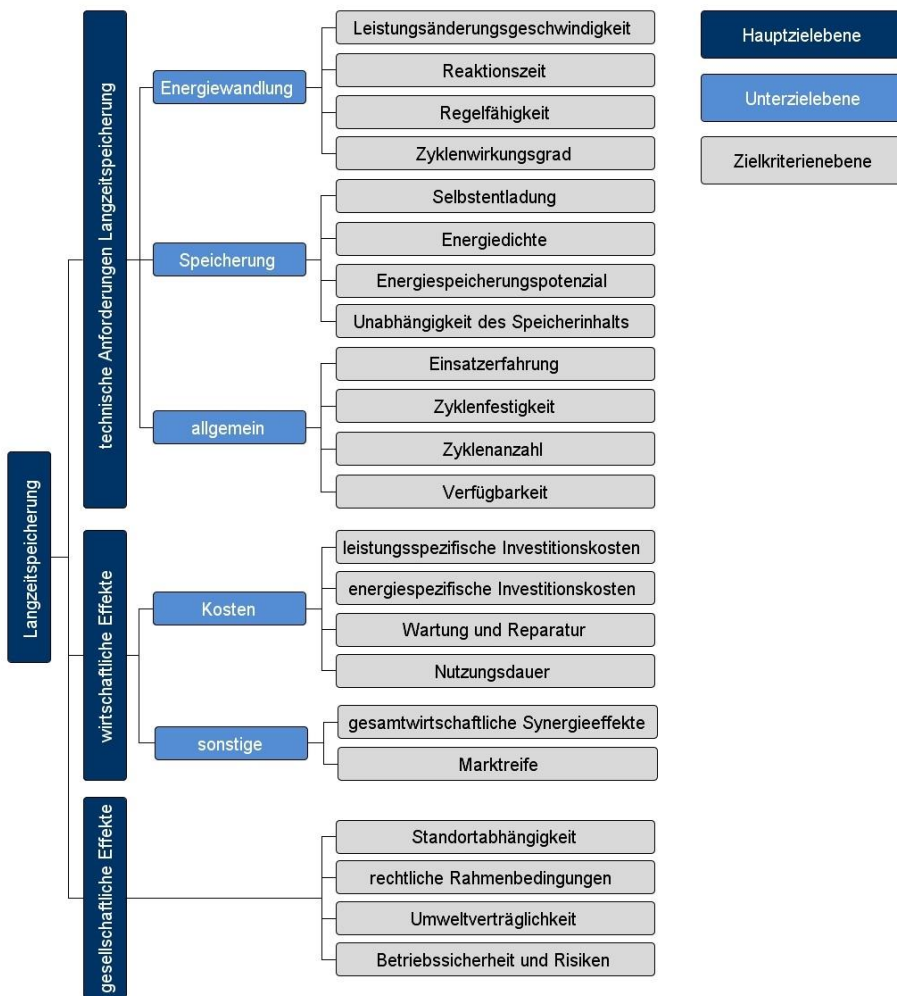


Abbildung vi: Zielsystem Langzeitspeicherung. Quelle: Eigene Darstellung (Energynautics GmbH)

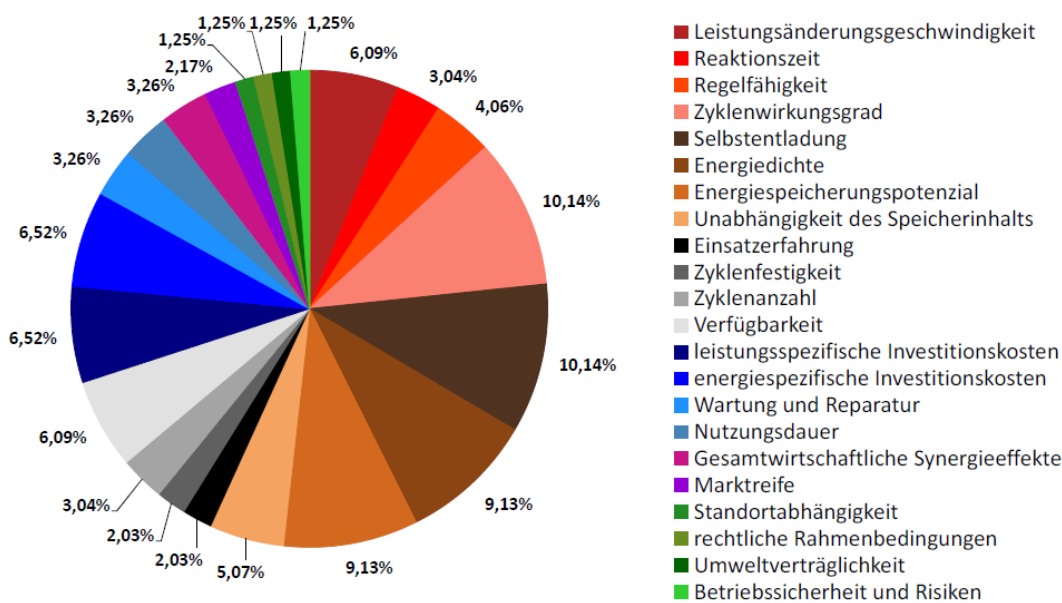


Abbildung vii: Gesamtgewichtung der einzelnen Zielkriterien des Anwendungsfalls Langzeitspeicherung. Quelle: Eigene Darstellung (Energynautics GmbH)

### III. BESCHREIBUNG DER ZIELKRITERIEN

**Betriebssicherheit und Risiken:** Bei Betrieb des Speichers ausgehende Gefahren für Mensch und Maschine. Besonderheiten, die beim Betrieb aus Sicherheitsaspekten berücksichtigt werden müssen.

**Blindleistungsbereitstellung:** Neben der Übertragung von Wirkleistung, welche in elektrischen Verbrauchern (bspw. elektrischen Maschinen) Arbeit verrichtet, wird bei der Wechselstromübertragung zum Aufbau elektrischer und magnetischer Felder in Maschinen und Leitungen Blindleistung benötigt. Der Blindleistungstransport schränkt aufgrund der technisch bzw. wirtschaftlich zulässigen Stromdichten der Leitungen den Transport der Wirkleistung ein. Durch die Einspeisung von kapazitiver bzw. induktiver Blindleistung kann der Effekt kompensiert werden.

**Einsatzerfahrung:** Zeitdauer der Forschungs- und Entwicklungsvorhaben/Anzahl der bereits zu Demonstrations- oder Marktzwecken eingesetzten Anlagen.

**Energiedichte:** Gespeicherte Energiemenge pro Volumeneinheit des Speicherinhalts [kWh/l; kWh/m<sup>3</sup>].

**Energiespeicherungspotenzial:** Mögliches Potenzial der Energiespeicherung einer Energiespeichertechnologie in Deutschland [GWh; TWh].

**Energiespezifische Investitionskosten:** Investitionskosten, die für die Dimensionierung des Speicherinhalts (Speicherbecken, -kaverne, -medium) anfallen [€/kWh].

**Entladedauer:** Zeit des Entladens bei Nennleistung [s; min; h].

**Gesamtwirtschaftliche Synergieeffekte:** Berücksichtigung von Nutzen in anderen Bereichen wie beispielsweise im Transportsektor (Nutzung von Batterien in elektrischen Fahrzeugen, Erhöhung des Wirkungsgrades durch Nutzung von erneuerbarem Erdgas im Verkehrssektor) oder zur Wärmebereitstellung.

**Leistungsänderungsgeschwindigkeit:** Änderung der Leistungsabgabe pro Zeiteinheit [MW/s; Prozent der Nenn-/Maximalleistung pro Sekunde].

**Leistungsbereich:** Bereich der Ein- bzw. Ausspeicherungsleistung des Energiespeichers [kW; MW; GW].

**Leistungsspezifische Investitionskosten:** Investitionskosten, die für die Dimensionierung der maximalen Einspeicherungs- bzw. Ausspeicherungsleistung des Energiespeichers berücksichtigt werden müssen (Kosten für Energiewandler wie Turbinen, Generatoren, Kompressoren oder Umrichter) [€/kW].

**Marktreife:** Maß dafür, ob eine Speichertechnologie bereits kommerziell eingesetzt wird oder ob sie sich noch in der Entwicklung befindet. Bei noch nicht marktreifen Technologien wird die Dauer bis zur Markteinführung bzw. das Entwicklungsstadium berücksichtigt.

**Momentanreserve:** Bis zur Bereitstellung der Primärregelleistung können bis zu 30 Sekunden vergehen. Bei einer Bedarfsschwankung wird durch die Trägheit der Schwungmassen in Generatoren konventioneller Kraftwerke die Versorgungssicherheit

unmittelbar gewährleistet. Die Schwungmassen fungieren hier als Energiespeicher, die durch Zunahme bzw. Abnahme der Drehzahl Energie einspeichern bzw. ausspeichern können. Aufgrund der zunehmenden Verdrängung konventioneller Kraftwerke durch erneuerbare Energien sinkt die Schwungmasse, die dauerhaft mit dem Netz synchron läuft, und der Selbstregeleffekt nimmt ab. Diese Systemdienstleistung kann auch durch Energiespeicher bereitgestellt werden, sofern dieser unmittelbar auf Bedarfschwankungen in Form von Leistungsänderungen reagieren können.

**Nutzungsdauer:** Kalendarische Lebensdauer einer Speichertechnologie, die auch bei Nichtnutzung des Speichers die Dauer der Nutzung begrenzt. Wird als Determinante für jährliche kalkulatorische Kosten verwendet.

**Reaktionszeit:** Beschreibt die Zeitdauer, die ein Speicher benötigt um aus dem Stillstand den Betriebspunkt der maximalen Leistungsabgabe zu erreichen [s; min].

**Rechtliche Rahmenbedingungen:** Einfluss rechtlicher Rahmenbedingungen auf Bau und Betrieb eines Energiespeichers.

**Regelfähigkeit:** Fähigkeit eines Energiespeichers auch im Teillastbereich betrieben zu werden. Eine gute Teillastfähigkeit ist dadurch gekennzeichnet, dass die Einspeicherungs- bzw. Ausspeicherungsleistung im Bereich von 0 bis 100 % der Nennleistung des Speichers variiert werden kann.

**Selbstentladung:** Verluste, die auch ohne Leistungsaufnahme bzw. Leistungsabgabe anfallen [Prozent des Speicherinhalts/pro Zeiteinheit; Leistung/pro Zeiteinheit]. Werden auch als Ruhe- oder Stand-by-Verluste bezeichnet. Die Verluste können bspw. durch Verdunstung des Wassers im Speicherbecken eines Pumpspeicherkraftwerkes entstehen.

**Speicherkapazität typischer Anlagen:** Energieinhalt bereits realisierter, typischer Speicheranlagen [kWh; MWh; GWh].

**Standortabhängigkeit:** Die Standortabhängigkeit gibt an, ob für die Errichtung eines Speichers bestimmte topografische Voraussetzungen gegeben sein müssen. Es finden ggf. auch das Ausbaupotenzial aufgrund der geografischen Voraussetzungen (technisches Potenzial) und die gesellschaftliche Akzeptanz Berücksichtigung.

**Umweltverträglichkeit:** Maß für die negativen Auswirkungen auf Böden, Gewässer, Tiere und Pflanzen durch Herstellung, Nutzung und Entsorgung des Energiespeichers.

**Unabhängigkeit des Speicherinhalts:** Gibt an, ob der nutzbare Speicherinhalt [kWh; MWh; GWh] unabhängig von der Ein- bzw. Ausspeicherungsleistung [kW, MW] gewählt werden kann.

**Verfügbarkeit:** Stunden eines Jahres, in denen der Energiespeicher zur Leistungsaufnahme bzw. Leistungsabgabe zur Verfügung steht. Sie kann als Verfügbarkeitsfaktor angegeben werden, der als Quotient aus der Jahresstundenzahl abzüglich der Ausfallzeit aufgrund unplanmäßiger Ausfälle oder Wartung und der Jahresstundenzahl definiert ist.

**Wartung und Reparatur:** Maß für die aufgrund von Wartung und Reparatur jährlich zu erwartenden Kosten.

**Zyklenanzahl:** Anzahl an Vollzyklen (Vollzyklen bestehen aus jeweils einem Lade- und Entladevorgang des Speichersystems) bis der Speicher bestimmte Anforderungen (z.B. bzgl. des Speicherinhalts) nicht mehr erfüllt.

**Zyklusfestigkeit:** Einfluss des Nutzungsverhaltens (Lade- und Entladevorgänge) auf die technische Alterung des Speichersystems.

**Zykluswirkungsgrad:** Gibt das Verhältnis von wiedergewinnbarer Energiemenge zur eingespeicherter Energiemenge an. Der Zykluswirkungsgrad ist das Produkt aus dem Wirkungsgrad des Einspeicherungsenergiewandlers und dem Wirkungsgrad des Ausspeicherungsenergiewandlers.

