

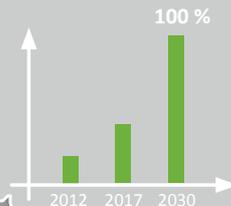
# VERTEILNETZSTUDIE RHEINLAND-PFALZ

Handlungsempfehlungen & Kurzfassung

2030

Erneuerbare  
Energien

Bilanz



**15. 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

## 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 Netzgebietsklassen repräsentative Netzgebiete ermittelt, deren reale Netzdaten dann für die gesamte Klasse verallgemeinert werden. Anhand der Häufigkeitsverteilung der Netzgebietsklassen 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 Netzgebietshäufigkeiten 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.

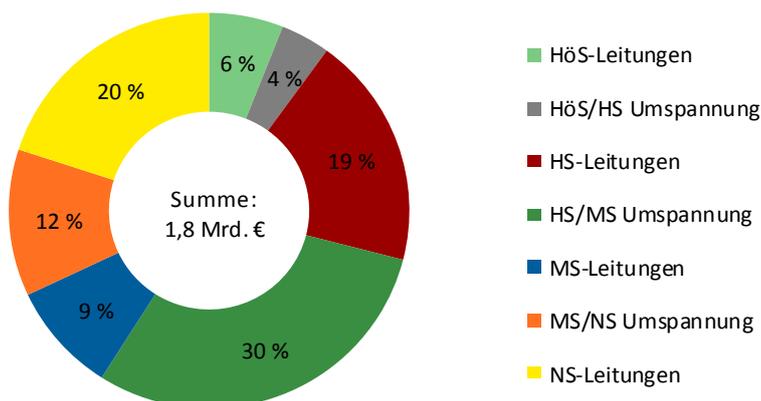
### Ergebnisse Referenzszenario

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.

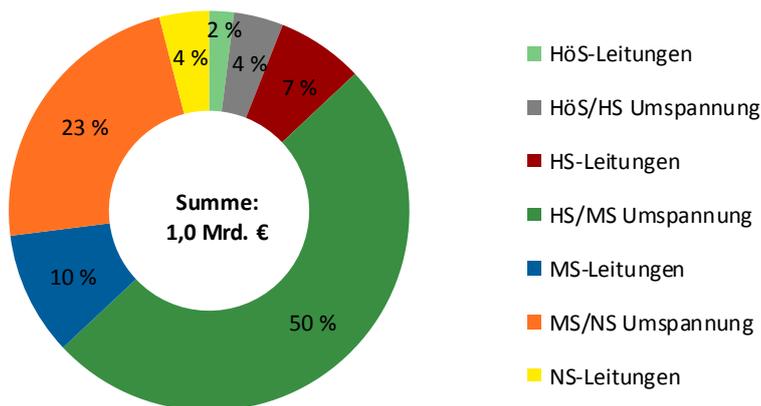


Abbildung 2: Verteilung der Netzausbaukosten auf die Spannungsebenen im Systemoptimierten Szenario 2030. Quelle: Eigene Darstellung (Energynautics GmbH)

### 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.

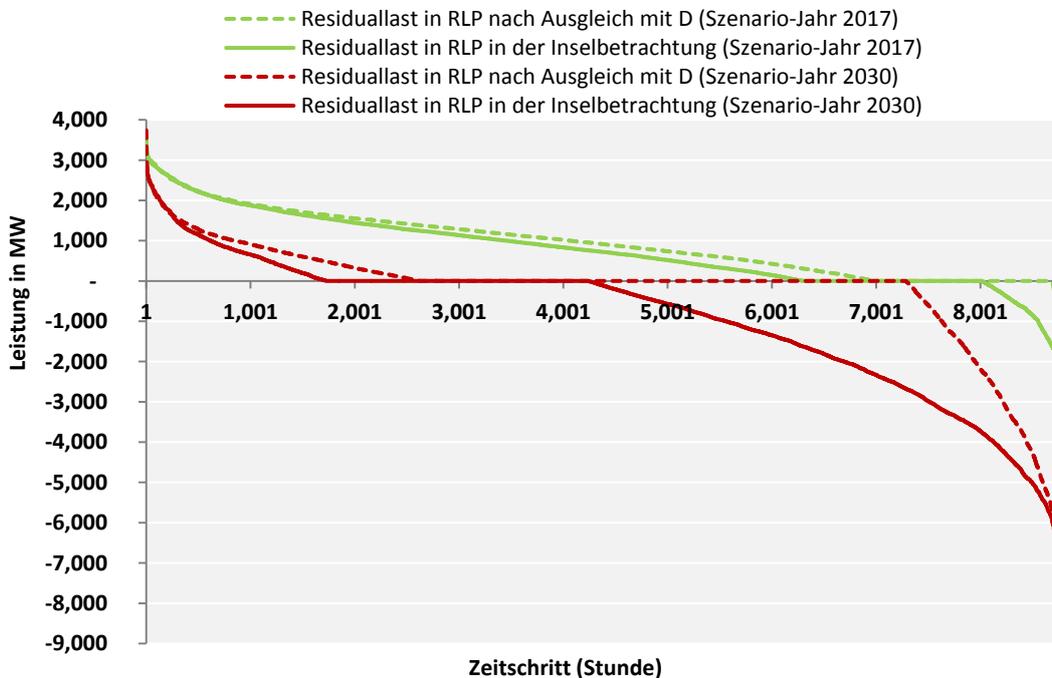


Abbildung 3: Residuallast von Rheinland-Pfalz in den Szenario-Jahren 2017 und 2030 bei Kopplung mit Deutschland (Zwei-Knotenmodell) sowie in der Inselbetrachtung (nur Rheinland-Pfalz, RLP). Quelle: Eigene Darstellung (Öko-Institut e.V.)

### 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.

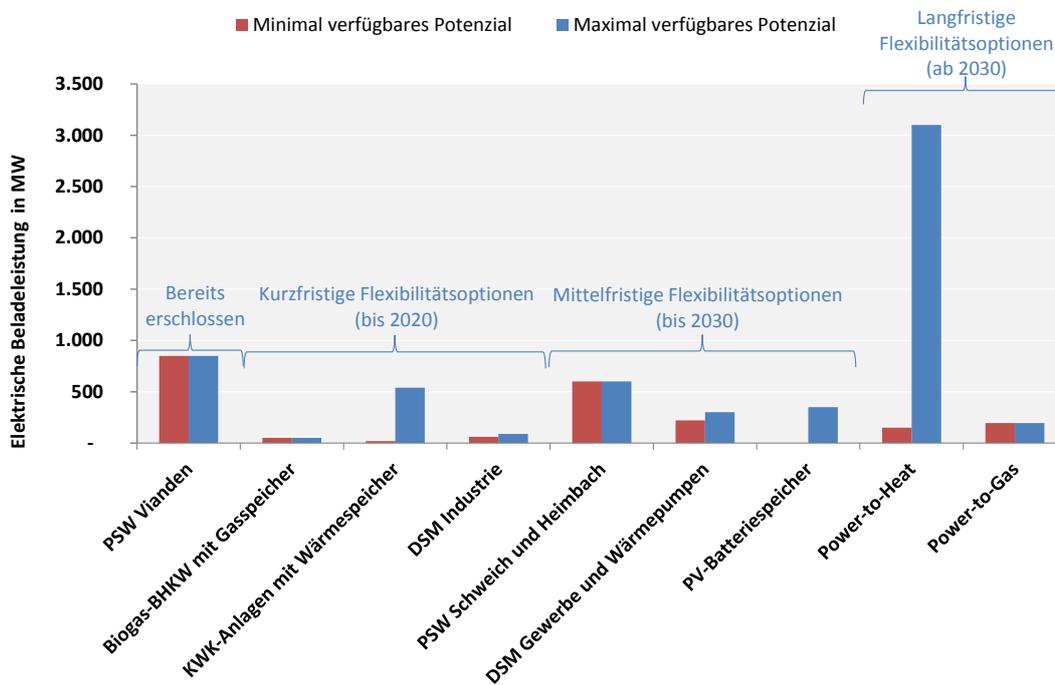


Abbildung 4: Einbindung der anteilig erschlossenen Flexibilitätspotenziale in Rheinland-Pfalz zur Nutzung von lokalen EE-Überschüssen im zeitlichen Verlauf des Transformationsprozesses hin zu 100 % erneuerbaren Energien. Quelle: Eigene Darstellung (Öko-Institut e.V.)

## 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 Marktanreizprogramme 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 Regelenenergie durch Abschaltungen von Anlagen beschaffen. Voraussetzung ist, dass es dafür eine vertragliche Vereinbarung zwischen dem Anlagenbetreiber und dem Netzbetreiber gibt. Beschaffung  
negativer  
Regelenenergie

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

