



Abschlussbericht

VERTEILNETZSTUDIE HESSEN 2024 – 2034

Studie im Auftrag des Hessischen Ministeriums für
Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung

16. April 2018

KURZFASSUNG

Download Langfassung:
<http://iee.fraunhofer.de/hessen2034>

© 2018 BearingPoint GmbH, Frankfurt/Main, Fraunhofer IEE, Kassel. Alle Rechte vorbehalten. Der Inhalt dieses Dokuments unterliegt dem Urheberrecht. Veränderungen, Kürzungen, Erweiterungen und Ergänzungen, jede Veröffentlichung, Übersetzung oder gewerbliche Nutzung zu Schulungszwecken durch Dritte bedarf der vorherigen schriftlichen Einwilligung. Jede Vervielfältigung ist zum persönlichen Gebrauch gestattet und nur unter der Bedingung, dass dieser Urheberrechtsvermerk beim Vervielfältigen auf dem Dokument selbst erhalten bleibt.

Autoren

Prof. Dr. Martin Braun ² (Wissenschaftliche Koordination)	Dr. Ilja Krybus ¹ (Gesamtprojektleitung)
---	--

Holger Becker ²	Roman Bolgaryn ²
----------------------------	-----------------------------

Johannes Dasenbrock ²	Philip Gauglitz ²
----------------------------------	------------------------------

Daniel Horst ²	Dr. Carsten Pape ²
---------------------------	-------------------------------

Dr. Alexander Scheidler ²	Jan Ulfers ²
--------------------------------------	-------------------------

¹ BearingPoint GmbH, Speicherstraße 1, 60327 Frankfurt am Main

² Fraunhofer IEE, Königstor 59, 34119 Kassel

Auftraggeber

Hessisches Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung

Vergabe 2015/S 081-143913

Konsortium der beteiligten Verteilnetzbetreiber

Avacon Netz GmbH

EnergieNetz Mitte GmbH (Konsortialführung) e-
netz Südhessen GmbH & Co. KG

NRM Netzdienste Rhein-Main GmbH

OsthessenNetz GmbH

ovag Netz AG

Mainzer Netze GmbH/Überlandwerk Groß-Gerau GmbH

Stadtwerke Wiesbaden Netz GmbH

Syna GmbH

Fachbeirat

Bundesverband WindEnergie e.V.

EAM GmbH & Co. KG

Hessischer Landkreistag

Hessischer Städte- und Gemeindebund e.V.

Hessisches Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung

House of Energy – (HoE) e.V.

Industrie- und Handelskammer Lahn-Dill

Landesverband der Energie- und Wasserwirtschaft Hessen/Rheinland-Pfalz e.V.

VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.

VDI Verein Deutscher Ingenieure e.V.

VhU Vereinigung der Hessischen Unternehmensverbände e.V.

VKU Verband kommunaler Unternehmen e.V.

Inhalt

1	Kurzfassung	1
1.1	Ausgangssituation und Ziele	1
1.2	Vorgehen.....	2
1.3	Zusammenfassende Ergebnisse	3
1.4	Handlungsempfehlungen.....	5
2	Einleitung	13
3	Vorgehensüberblick	16
4	Energieszenarien für Hessen 2024 und 2034.....	21
4.1	Einführung.....	21
4.2	Zubau der Erneuerbaren Energieerzeugung.....	23
4.3	Stromnachfrage.....	25
4.4	Elektrische Wärmepumpen.....	27
4.5	Elektromobilität (E-Kfz)	29
4.6	Szenarien außerhalb der Landesfläche von Hessen.....	32
4.7	Regionalisierung Erneuerbarer Energieerzeugung und neuer Verbraucher	33
4.7.1	Demographischer Wandel	36
4.7.2	Windenergie.....	37
4.7.3	Photovoltaik	40
4.7.4	Wärmepumpen	45
4.7.5	E-Kfz Ladepunkte.....	47
5	Methodik der Auswirkungsanalyse.....	50
5.1	Verwendung von Realnetzen	50
5.2	Vereinheitlichte Planungsprämissen und Standardbetriebsmittel.....	53
5.3	Berücksichtigte Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen.....	57
5.4	Automatisierte Netzplanung.....	59
5.5	Planungsmethodik für Hochspannungsnetze	60
5.5.1	Zuordnung der veränderten Versorgungsaufgabe	60
5.5.2	Randnetzmodellierung (Übertragungsnetz)	61
5.5.3	Automatisierte Netzausbauplanung zur Auswirkungsanalyse.....	62
5.6	Planungsmethodik für die Umspannebene zwischen Hoch- und Mittelspannung	64

5.7	Planungsmethodik für Mittelspannungsnetze.....	66
5.7.1	Zuordnung der veränderten Versorgungsaufgabe	67
5.7.2	Automatischer Netzausbau zur Auswirkungsanalyse	69
5.8	Planungsmethodik für Niederspannungsebene.....	72
5.8.1	Zuordnung der veränderten Versorgungsaufgabe	72
5.8.2	Automatisierter Netzausbau zur Auswirkungsanalyse	72
5.9	Innovative Maßnahmen.....	75
5.10	Hochrechnungsmethodik.....	79
5.10.1	Hochspannungs- und Umspannebene	79
5.10.2	Mittel- und Niederspannungsebene.....	80
5.11	Kostenannahmen	83
5.11.1	Übergreifende Annahmen	83
5.11.2	Besondere Annahmen für innovative Maßnahmen.....	88
5.11.3	Besondere Annahmen für die konsekutive Netzplanung	89
6	Auswirkungsanalyse.....	91
6.1	Verteilnetze der Hochspannungsebene.....	91
6.1.1	Veränderte Versorgungsaufgabe	91
6.1.2	Erwarteter Netzausbaubedarf	93
6.1.3	Sonderbetrachtung: „Randnetzeffekt“	101
6.1.4	Sonderbetrachtung: Kopplung von Hochspannungsnetzen	103
6.1.5	Netzdienlicher Einsatz großtechnischer Power-to-Gas Anwendungen ..	109
6.2	Umspannebene zwischen Hoch- und Mittelspannung	114
6.2.1	Veränderte Versorgungsaufgabe	114
6.2.2	Erwarteter Netzausbaubedarf	114
6.3	Verteilnetze der Mittelspannungsebene	117
6.3.1	Veränderte Versorgungsaufgabe	117
6.3.2	Erwarteter Netzausbaubedarf	119
6.4	Verteilnetze der Niederspannungsebenen	129
6.4.1	Veränderte Versorgungsaufgabe	129
6.4.2	Erwarteter Netzausbaubedarf	132
6.4.3	Auswirkungen von Batteriespeichern für Niederspannungsnetze (Netzspeicher)	140

6.5	Vergleich von Zielnetzplanung und konsekutivem Netzausbau	143
6.5.1	Vorbetrachtungen.....	143
6.5.2	Ergebnisse der vergleichenden Untersuchung	145
6.6	Netzebenenübergreifende Netzplanung	150
6.6.1	Ausgangssituation konventionelle Netzplanung in der Nieder- und Mittelspannung.....	150
6.6.2	Exemplarische Potenzialanalyse	151
6.7	Detailbetrachtung und gesamtwirtschaftliche Bewertung der Spitzenkappung.....	153
6.7.1	Spitzenkappung innerhalb der Niederspannungsnetze.....	155
6.7.2	Netzebenenübergreifende Wirkung der in der Niederspannung umgesetzten Spitzenkappung.....	162
6.7.3	Netzebenenübergreifende Wirkung der bis zur Mittelspannung umgesetzten Spitzenkappung	164
6.7.4	Netzebenenübergreifende Betrachtung der bis zur Hochspannungsebene umgesetzten Spitzenkappung	167
6.7.5	Rückwirkungen auf die Übertragungsnetze.....	169
6.8	Chancen-/Risikobetrachtung zu Netzausbau und Ersatzinvestitionen	169
7	Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen.....	173
7.1	Gesamtergebnis	173
7.2	Handlungsempfehlungen.....	179
8	Ausblick	206
9	Quellen.....	208
	Tabellenanhang.....	213

1 Kurzfassung

1.1 Ausgangssituation und Ziele

Das Land Hessen engagiert sich im Kontext der bundesweit angestrebten Energiewende in hohem Maß dafür, eine Verbesserung der Nachhaltigkeit durch die Unterstützung der Transformation des Energiesystems herbeizuführen. Die energiepolitischen Ziele des Landes Hessen adressieren dabei sowohl die nachhaltige Veränderung der Energieerzeugungslandschaft, welche bis 2050 eine vollständige Deckung des Endenergieverbrauchs für Strom und Wärme aus Erneuerbaren Energien erzielen soll, als auch Energieeffizienzbestrebungen und den beschleunigten Wandel des Energieverbrauchs hin zu möglichst emissionsfreien, effizienten elektrischen Verbrauchern.

Bedingt durch die mit der Energiewende weiterhin deutlich zunehmende Einspeisung aus Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen und durch neue elektrische Verbraucher wie die Elektromobilität und elektrische Wärmepumpen, werden sich die Anforderungen an die Verteilnetze in Hessen zukünftig verändern. Die Verteilnetze werden dabei wesentlich zum Erfolg der Energiewende beitragen, indem sie zusätzlich zu ihrer bisherigen Versorgungsaufgabe den Hauptteil der neuen Einspeisung aufnehmen und fast alle neuen Stromanwendungen direkt versorgen werden. Um diese neuen Versorgungsaufgaben erfüllen zu können, wird ein potenziell umfangreicher Ausbau der regionalen Verteilnetze durchgeführt werden müssen. Bei weiterer Anwendung des in Hessen geltenden Grundsatzes, die jederzeit sichere, umweltschonende und akzeptierte Energieversorgung wirtschaftlich herzustellen, wird dabei die Reduktion des Netzausbaus bei gleichzeitiger Aufrechterhaltung der Versorgungsqualität zugleich Ziel und Herausforderung für die Netzbetreiber werden.

Die Verteilnetzstudie untersucht daher im Auftrag des Hessischen Ministeriums für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung und in enger Abstimmung mit einem Konsortium aus engagierten Verteilnetzbetreibern unabhängig die Auswirkungen der Energiewende auf die Verteilnetze in Hessen mit den Zielen, den erforderlichen Netzausbaubedarf abzuschätzen, realistische Kostensenkungspotenziale für den Netzausbau durch Einsatz innovativer Maßnahmen aufzuzeigen und Handlungsempfehlungen an Netzbetreiber, Politik und Regulierung abzuleiten.

1.2 Vorgehen

Mit Relevanz für die Mittelfristplanung und die strategische Netzplanung sowie in Anlehnung an den im Zeitpunkt der Studienaufnahme verfügbaren Netzentwicklungsplan führt die Verteilnetzstudie die Erstellung von Energieszenarien und die darauf aufbauenden Auswirkungsanalysen auf die Verteilnetze bezogen auf die Stützjahre 2024 und 2034 durch. Sie betrachtet unter Berücksichtigung des demographischen Wandels mit drei Energieszenarien alternative Verläufe für die Veränderung der Versorgungsaufgaben im Land. Die Energieszenarien bilden die in Hessen im Einklang mit der bundesweiten Entwicklung fortschreitende Energiewende (mittleres Energieszenario), die umfangreiche Realisierung der energiepolitischen Landesziele (oberes Energieszenario), aber auch die mögliche bundesweit verzögerte Erreichung der Energiewendeziele (unteres Energieszenario) ab.

Die prognostische Unsicherheit über den räumlichen Zubau von Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen und neuen Verbrauchern wird über den angewendeten probabilistischen Ansatz reduziert. Die Verteilnetzstudie berechnet dazu den nach Kosten optimierten Netzausbau über fünfzig mögliche räumliche Verteilungen des Zubaus je Energieszenario und bildet die Hochrechnung für die Netzausbaukosten auf das Land Hessen über den daraus ermittelten Erwartungswert.

Alle Netzberechnungen erfolgen in der Verteilnetzstudie ausschließlich für in sehr großer Anzahl bereitgestellte Realnetze, d. h. von den regionalen Verteilnetzbetreibern in dieser Form tatsächlich betriebene Netze. Damit werden die tatsächlichen Planungsherausforderungen der Netzbetreiber realistisch nachgebildet und im Vergleich zu üblicherweise auf Typnetzen basierten Auswirkungsanalysen, die in Hessen konkret vorliegenden Verteilnetze in deutlich höherer Bandbreite und Repräsentativität analysiert. Die Netzberechnungen in der Hochspannung beziehen überdies ein detailliertes Randnetzmodell zur Übertragungsnetzebene ein, um auch die Auswirkungen der Maßnahmen des Netzentwicklungsplans für den Netzausbau der Verteilnetze nachzubilden.

Die für die Kostenbewertung des Netzausbaus zugrunde gelegten Annahmen orientieren sich an der geltenden Regulierung und berücksichtigen den Wechsel der Regulierungsperioden sowie die bis zu den Stützjahren tatsächlich zeitlich versetzt anfallenden Netzinvestitionen. Netzausbaumaßnahmen werden dann als wirtschaftlich vorteilhaft gewertet, wenn ihre Annuität aus Investitions- und Betriebskosten sowie maßnahmenabhängig auch aus Wertersatz für abgeregelte Energie günstiger als die Annuität von anderen elektrischen sinnvollen Maßnahmen ist.

Die Verteilnetzstudie stellt den je Netzebene ermittelten Kosten des konventionellen Netzausbaus systematisch die erzielbaren Kosteneinsparungen durch Einsatz von realistisch verfügbaren innovativen Maßnahmen, d. h. neuen Netzbetriebsmitteln und innovativen Planungsansätzen, gegenüber. Diese Betrachtungen werden durch die vertiefende Untersuchung verschiedener, in der energiepolitischen Diskussion in Hessen stehender Ansätze, wie der Kopplung von Netzgruppen des Hochspannungsnetzes, des Einsatzes von Power-to-Gas-Anlagen oder von Netzspeichern, jeweils bezogen auf den Zweck der Reduktion der Energiewende bedingten Netzausbaukosten, ergänzt. Die

Verteilnetzstudie erweitert die Betrachtungen zusätzlich durch die Bewertung möglicher Vorteile aus netzebenenübergreifender Netzplanung sowie für die kumulative Wirkung der Spitzenkappung über alle Netzebenen des Verteilnetzes.

Die Netzberechnungen und Netzausbaukostenbewertungen in der Verteilnetzstudie erfolgen grundsätzlich unter Annahme der sogenannten Zielnetzplanung. Dabei wird, wie auch in anderen Netzstudien, angenommen, dass die Netze unmittelbar vom Referenzzustand in den Zielzustand ausgebaut werden. Die berechneten Ergebnisse werden gegen die Kosten der Netzausbaupfade gespiegelt, welche durch schrittweisen Ausbau der Netze in Anpassung an die im Zeitverlauf nur sukzessive veränderte Versorgungssituation gebildet werden.

1.3 Zusammenfassende Ergebnisse

Unter den abgestimmten Energieszenarioannahmen, nachfolgend dargestellt für das mittlere Energieszenario, wird sich in Hessen eine insgesamt deutlich veränderte Versorgungsaufgabe einstellen. Die Einspeisung aus Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen wird wesentlich zunehmen, wobei Windenergie und Photovoltaik die Treiber für diese Entwicklung sein werden. Durch neue Windenergieanlagen wird sich die Einspeisung von 1,18 GW (2014) zukünftig auf 3,15 GW (2024) bzw. 5,35 GW (2034) erhöhen. Für Photovoltaik-Anlagen beträgt der erwartete Zubau 3,0 GW (2024) bzw. 4,65 GW (2034) gegen- über 1,77 GW (2014). Für andere Arten der an die Verteilnetze angeschlossenen Erzeu- gung werden nur geringfügige Veränderungen erwartet. Mit dem Zubau von Erneuerba- ren Energieerzeugungsanlagen wird der Anteil der Erneuerbaren Energien am elektri- schen Verbrauch in Hessen von 14 Prozent (2014) auf 28 Prozent (2024) bzw. 43 Prozent (2034) steigen.

Der heute vorliegende konventionelle Verbrauch wird grundsätzlich aufgrund von Effizienzmaßnahmen sinken, die betreffenden Einsparungen aber durch vielfältige neue elektrische Verbraucher auch infolge der Digitalisierung weitgehend aufgewogen. Der Gesamtverbrauch an elektrischer Energie in Hessen wird durch zusätzliche neue Verbraucher aus der Sektorenkopplung insgesamt geringfügig wachsen. Wesentliche Treiber werden die Elektromobilität mit einem Zusatzverbrauch von 110 GWh (2024) bzw. 1088 GWh (2034) sowie elektrische Wärmepumpen mit einem Zusatzverbrauch von 849 GWh (2024) bzw. 1268 GWh (2034) sein. In der Nähe der Hochleistungs-Internetknoten in der Metropolregion wird auch ein weiterer Zubau von Rechenzentrumskapazitäten er- wartet, welche den Verbrauch um 1232 GWh (2024) bzw. 1820 GWh (2034) erhöhen. Die bereits beobachtbare räumliche Verlagerung des Verbrauchs durch demographischen Wandel und Bevölkerungsumzug vom Land in die Stadt wird fortgeführt und bekommt netzplanerische Relevanz.

Die hier für das mittlere Energieszenario zusammengefassten wesentlichen Veränderun- gen der Versorgungsaufgabe bilden sich auf den erforderlichen Netzausbau in den Verteil- netzen in Hessen ab.

Ein Teil der Verteilnetze ist bereits heute ausreichend dimensioniert, um der prognostizierte Versorgungsaufgabe gerecht zu werden. Dennoch wird für einen großen Teil der Verteilnetze bis 2024 und nochmals deutlich erhöht für 2034 ein Netzausbau erfolgen müssen. Über alle Netzebenen zusammengefasst wird ein zu Barwerten per 2015 bewerteter Netzausbaubedarf von rund 420/570/760 Mio EUR (unteres/mittleres/oberes Energieszenario 2024) bzw. 630/1050/1520 Mio EUR (2034) infolge dieser durch die Energiewende bedingten Veränderungen in Hessen erwartet. Weiterer Netzausbau, der beispielsweise zur zusätzlichen Verbesserung der Stabilität des Netzbetriebs oder zur Erhöhung der allgemeinen Versorgungssicherheit ausgeführt werden soll, ist darin nicht enthalten. Die ermittelten Netzausbaukosten verteilen sich verhältnismäßig gleich über alle Netzebenen des Verteilnetzes. Der Netzanschluss neuer Einspeisungen und Verbraucher wird einen wesentlichen Anteil der Netzausbaukosten einnehmen. In der Mittelspannung wird mit etwa sechzig Prozent sogar der, die Netzverstärkungen überwiegende, Anteil des Netzausbaus auf neue Netzanschlüsse zurückgeführt.

Aufgrund der angewendeten probabilistischen Netzplanung sind die ausgewiesenen Kosten der Netzausbaubedarfe in der Hochrechnung auf Hessen relativ stabil gegenüber den verschiedenen möglichen räumlichen Verteilungen des Zubaus neuer Einspeiser und Verbraucher. Der für das mittlere Energieszenario 2024 ermittelte Netzausbau erweist sich außerdem bei bilanzieller Betrachtung auch dann wirtschaftlich nachhaltig, falls bis 2034 eine verzögerte Umsetzung der Energiewende erfolgen sollte.

Der in Hessen erforderliche Verteilnetzausbau lässt sich bei Einsatz der in den Netzen jeweils geeigneten, realistisch verfügbaren innovativen Maßnahmen reduzieren. In der Gesamtwirkung können durch als besonders relevant identifizierte innovative Maßnahmen rund neun Prozent (2024) bzw. elf Prozent (2034) der Netzausbaukosten eingespart werden. Durch den zusätzlichen Einsatz von Spitzenkappung nur in der Niederspannung wären weitere rund sechs Prozent an Einsparungen für den Netzausbau realisierbar, wobei ein möglicher, für abgeregelte Energie zu leistender, Wertersatz die Vorteile schmälern kann. Für weitere Maßnahmen (z. B. selektive und dynamische Spitzenkappung in der Mittel- und Hochspannung sowie netzebenenübergreifende Netzplanung in der Nieder- und Mittelspannung) können zusätzliche Einspareffekte quantifiziert werden.

Das heute nicht sicher abschätzbare Verhalten von Prosumer-Anwendungen wird einen hohen Einfluss auf den Netzausbaubedarf haben. Unter Prosumer-Anwendungen versteht diese Studie alle Anlagen oder Anlagenkombinationen am Stromnetz, die elektrische Energie beziehen, aber auch speichern oder einspeisen können. Beispielsweise zählen hierzu von Verbrauchern betriebene Photovoltaik-Anlagen in Kombination mit Batteriespeichern. In dieser Studie werden auch Elektrofahrzeuge als Prosumer angesehen, auch wenn diese erst zukünftig in der Lage sein werden, Strom sowohl zu beziehen als auch einzuspeisen (bzw. zurückzuspeisen). Gemäß den durchgeführten Sensitivitätsanalysen kann der netzdienliche Einsatz von Prosumer-Anwendungen den Netzausbaubedarf auf bis zu 61 Prozent verringern. Aus dem rein marktorientierten und auf die Netzauslastung keine Rücksicht nehmenden Einsatz dieser Anwendungen kann eine Erhöhung des Netzausbaus auf 164 Prozent resultieren.

1.4 Handlungsempfehlungen

Die Verteilnetzstudie leitet ihre Handlungsempfehlungen zweistufig ab. Auf der ersten Stufe werden Handlungsempfehlungen unmittelbar aus den Netzberechnungsergebnissen der Auswirkungsanalyse abgeleitet. Auf der zweiten Stufe werden die Annahmen und die Umsetzbarkeit dieser Handlungsempfehlungen unter gegebenen Rahmenbedingungen kritisch evaluiert und ergänzende Handlungsempfehlungen zur Anpassung der Rahmenbedingungen vorgeschlagen, um die Umsetzung der Vorgenannten zu unterstützen.

Die Handlungsempfehlungen sind nachfolgend überblicksgebend und in deutlich verkürzter, thesenhafter Form beschrieben. Sie werden im Kapitel 7.2 des vorliegenden Berichts ausführlicher im Bezug zu den Auswirkungsanalysen erläutert.

(1) Zubau von Erneuerbaren Energien und neuen Verbrauchern unterstützen und lenken

Ein nachhaltiger und wirtschaftlicher Verteilnetzausbau setzt die Stabilität der Planungsannahmen voraus. Die unter den Planungsannahmen realisierten Netzausbaumaßnahmen werden überwiegend nur dann effizient sein, wenn die Planungsannahmen auch zutreffen. Dies ist für die auslegungsrelevante Einspeisung und den Verbrauch aufgrund bundesweiter Entwicklungen für den erwarteten Zubau an Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen bzw. die erwartete Netznutzung durch neue Verbraucher (E-Kfz, Wärmepumpen) gegenwärtig nur eingeschränkt gewährleistet.

Daher sollten die Möglichkeiten überprüft werden, den Zubau regional, beispielsweise durch Minderung von initialen Zubauprojektrisiken, durch Stärkung kommunaler Investitionen oder durch regionale Anreizsysteme, weiter zu unterstützen.

Für die bundesweiten Ausschreibungsverfahren für Erneuerbare Energieerzeugungsanlagen sollte die Einführung von Ausgleichsverfahren überprüft werden, welche unter vermehrter Würdigung der Systemeffizienz (Netze und Anlagen) anstelle lediglich der Anlageneffizienz regionale standortbedingte Wettbewerbsnachteile anteilig ausgleichen.

(2) Windvorrangflächen erhalten und Vorrangflächen für Photovoltaik-Freiflächenanlagen prüfen

Die durch das Land Hessen ausgewiesenen Windvorrangflächen sind geeignet, um die Planungssicherheit für Anlagen- und Netzbetreiber zu erhöhen und ermöglichen durch Reduktion der Unsicherheit über den räumlichen Zubau der Windenergieanlagen die Planung wirtschaftlicherer Netzanschlüsse und Netzverstärkungen. Für Photovoltaik-Freiflächenanlagen sollte die Ausweisung von Vorrangflächen ebenfalls geprüft werden, um vergleichbare Vorteile zu erzielen.

An den Windenergieanlagenstandorten, die außerhalb der Windvorrangflächen liegen, wird ein Rückbau der Windenergieanlagen nach Erreichen ihrer wirtschaftlichen Nutzungsdauer erfolgen. In den, für die Aufnahme der aus diesen Anlagen eingespeisten Leistung ausgebauten, Netzen stellt sich aufgrund der im Vergleich zu den Anlagen höheren Nutzungsdauern der Netzbetriebsmittel rückwirkend eine Fehlallokation der Investi-

tionen ein. Um die Netzgesamtkosten gesamtwirtschaftlich zu optimieren, sollten Vorrangflächen möglichst langfristig festgelegt und die Kriterien für Vorrangflächen verstetigt werden.

(3) Zielnetzplanungen für die Herstellung nachhaltig optimierter Netze strategisch verfolgen

Sofern die Planungsannahmen erfüllt werden (vergleiche Handlungsempfehlung 1) ist der auf Zielnetzplanungen gestützte Netzausbau grundsätzlich wirtschaftlicher als ein konsekutiver Netzausbau, der aufgrund der nur schrittweisen Anpassung der Netze zu ineffizienteren Netzausbaupfaden und Endausbauzuständen führen kann. Daher sollten wesentliche Netzausbauvorhaben grundsätzlich auf Zielnetzplanungen aufbauen.

Der gegen Zielnetzplanungen anführbaren Unsicherheit der tatsächlichen zeitlichen und räumlichen Veränderung der Versorgungsaufgabe sollte durch probabilistische Netzplanung und Robustheitsanalysen begegnet werden. Durch in Kenntnis der Zielnetzplanungen gezielt einsetzbare Interimsmaßnahmen (z. B. Spitzenkappung) kann anschließend zusätzliche Sicherheit über den tatsächlichen nachhaltigen Netzausbaubedarf gewonnen werden.

(4) Zielnetzplanungen für die Maßnahmenbegründung anerkennen

Für Übertragungs- und Hochspannungsnetze werden Zielnetzplanungen zur Begründung von Netzausbaumaßnahmen gefordert und anerkannt. Auf den anderen Netzebenen ist die Wirtschaftlichkeitsbegründung aufgrund sich erst zukünftig einstellender Vorteile erschwert. Die Verteilnetzbetreiber übernehmen dann gegenüber der konsekutiven Netzplanung zusätzliche Risiken, wenn sie Zielnetzplanungen umsetzen. Aufgrund der teilweise wesentlichen Mehrkosten der konsekutiven Netzplanung sollten auf Zielnetzplanungen begründete Maßnahmen umfassender anerkannt werden.

Um die Risikoabwägung zwischen Mehrkosten der konsekutiven Planung und der möglichen Überinvestition bei Zielnetzplanung infolge überschätzter zukünftiger Versorgungsaufgaben zu objektivieren, sollten Zielnetzplanungen auf abgestimmten Energieszenarien durchgeführt und durch Robustheitsanalysen bestätigt werden.

(5) In Planungen die wachsenden Wechselwirkungen mit Nachbarnetzen abbilden (Randnetzeffekt)

Da sich bedingt durch die Energiewende die Einspeisungen und Lasten in allen Netzebenen wesentlich verändern und die Netze in wachsendem Ausmaß miteinander interagieren, hängt die Belastbarkeit der Netzplanungen zunehmend von genauen Annahmen über die elektrisch verbundenen Nachbarnetze ab. Der von vielen Netzbetreibern bereits aufgenommene Austausch von relevanten Randnetzmodelldaten sollte folglich intensiviert werden.

Da sich die auslegungsrelevanten Netzplanungsfälle jeweils aufgrund der mit Energieszenarien angenommenen Versorgungsaufgaben einstellen, sollten die Netzplanungen

netzbetreiberübergreifend auch auf harmonisierte Energieszenarien zurückgeführt werden, welche von Politik, Netzbetreibern und weiteren Experten akzeptiert sind.

(6) Netz- und netzebenenübergreifende Maßnahmen berücksichtigen

Verschiedene Maßnahmen wirken sich inhärent auf mehrere Netze bzw. Netzebenen aus oder erzielen über die Netzebenen kumulative Wirkungen. Im Vergleich zur auf die betroffenen Netze beschränkten Planung lassen sich Netzausbaukosten oft durch netz- bzw. netzebenenübergreifende Netzplanungen weiter optimieren. Dies wird dadurch möglich, dass durch koordinierte Maßnahmen entweder zusätzliche Wirkungen bei gleichen Aufwänden erzielt oder gegenläufige Wirkungen von Maßnahmen in den Netzen vermieden werden. Auch bei Netzanschlüssen für neue Einspeiser oder Verbraucher können durch Verlagerung der Netzanschlüsse in ein benachbartes Netz die Anschlusskosten reduziert werden.

Daher sollten in der Praxis bereits teilweise erfolgende Prüfungen von solchen Potenzialen und die Umsetzung kooperativer Planungen für wesentliche Netzausbauvorhaben weiter ausgebaut werden.

Durch eine, die Nieder- und Mittelspannungsebene integrierende, Netzplanung konnten relevante Einsparpotenziale netzebenenübergreifend aufgezeigt werden. Das vorgeschlagene, in der Verteilnetzstudie entwickelte, Verfahren unterstützt dabei die netzebenenübergreifende Planung. Für die konkrete Umsetzung solcher Planungen, insbesondere in Netzgebieten mit höherem Ausbaubedarf, sollten Netzbetreiber dieses oder vergleichbare Verfahren anwenden.

(7) Kopplung von Hochspannungsnetzen in Hessen nicht zur Reduktion des Netzausbaus weiterverfolgen

Anhand einer netzübergreifend durchgeführten Netzplanung stellt die Verteilnetzstudie fest, dass die Kopplung von Hochspannungsnetzen in Hessen mit dem Ziel der Einsparung von durch die Energiewende bedingtem Netzausbau unter alleiniger Berücksichtigung der Kosten in den Verteilnetzen absehbar nicht wirtschaftlich ist. In einem als kopplungsrelevant identifizierten Fall werden die erzielbaren Einsparungen in einem Verteilnetz durch verlagerte Leistungsflüsse und dadurch erforderlich werdende Netzverstärkungen im anderen Verteilnetz sowie die Aufwände für die Kopplung der beiden Netze überkompensiert. Im zweiten Fall kann aufgrund hoher Zubausensitivität der Netzausbaukosten nicht belastbar entschieden werden. Die Kopplung von Hochspannungsnetzen unter der genannten Zielstellung wird daher nicht empfohlen.

Gleichwohl können andere Ziele, als das aufgrund der inhaltlichen Ausrichtung der Verteilnetzstudie überprüfte Ziel, wie etwa die zusätzliche Erhöhung der allgemeinen Versorgungssicherheit in der Metropolregion oder die Berücksichtigung von veränderten Kosten für die Übertragungsnetze, entsprechende Netzkopplungen begründen. Der Netzausbau unter diesen Zielen sollte daher separat bewertet werden.

(8) Ausgleich für netzübergreifend realisierte Maßnahmen ermöglichen

Den zuvor motivierten netz- und netzebenenübergreifenden Netzplanungen wirken in der Praxis wirtschaftliche Hemmnisse entgegen. Diese folgen aus der Verschiebung renditeerhöhend anrechenbarer Netzinvestitionen (insbesondere konventionelle Maßnahmen) oder aus der Übernahme von renditesenkenden beeinflussbaren Kosten (insbesondere innovative Maßnahmen mit höheren Betriebs- oder Gemeinkosten) und resultieren zu- mindest in erhöhten betriebswirtschaftlichen Risiken für die Netzbetreiber.

Diesen Hemmnissen sollte durch Schaffung alternativ beanspruchbarer Möglichkeiten entgegengewirkt werden. Beispielsweise könnte entweder ein (anteiliger) Ausgleich der zugunsten des gesamtwirtschaftlichen Vorteils zwischen den Netzbetreibern verschobenen Rendite- und Kostenallokation hergestellt oder eine, diesen gesamtwirtschaftlichen Vorteil anrechnende, Effizienzbewertung für die Netzbetreiber abgebildet werden.

(9) NOVA-Prinzip weiter strikt anwenden

Das NOVA-Prinzip (Netzoptimierung vor -verstärkung und vor -ausbau) wurde in der Verteilnetzstudie explizit für die Netzplanung auf der, zu deren Anwendung verpflichteten, Hochspannungsebene berücksichtigt. Die Netzoptimierung und -verstärkung wurde vorgenommen, wenn dadurch eine Kostenreduktion zum Netzausbau erzielbar ist. Für die unterlagerten Netzebenen wurden die kostengünstigeren Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen aufgrund der heuristischen Kostenoptimierung priorisiert eingesetzt.

Der für Hessen ermittelte Netzausbau kann in dem so optimierten Umfang nur realisiert werden, wenn die Netzbetreiber dieses Prinzip (weiterhin) konsequent umsetzen.

Die aus Sicht der Verteilnetzstudie besonders effizienten Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen sollten dabei stets auf Anwendbarkeit in den Netzen geprüft werden. Dazu gehören der Einsatz von temperaturbeständigen Aluminiumleiterseilen, Hochtemperaturleiterseilen und Leiterseilmonitoring (Hochspannung), Q(U)-Regelung, Zwangsbelüftung (Umspannebene), Leistungskompoundierung (Mittelspannung) und Transformatorumstufung (Niederspannung).

(10) Maßnahmen zu Netzerhalt und Netzausbau noch enger koordinieren

Aufgrund der zeitlichen Überlappung des zumindest bis 2034 erforderlich werdenden Netzausbaus mit dem Netzinvestitionszyklus und den damit potenziell einhergehenden Ressourcenengpässen werden Netzbetreiber vermehrt übergreifende Optimierungspotenziale aus der Koordinierung von Ersatzinvestitionen und dem Netzausbau erschließen müssen. Unter Anwendung von Zielnetzplanungen und Robustheitsanalysen sollten die Bedarfe und die zeitliche Verschiebemöglichkeiten von Maßnahmen detailliert überprüft werden.

Sofern Ersatzinvestitionen und Netzausbaumaßnahmen sowohl zeitlich als auch räumlich hinreichend überlappen, sollten die möglichen Einsparungen durch Vermeidung redundanter Aufwände oder durch mögliche zusammenfassende Dimensionierung von zu er-

setzenden und neuen Betriebsmitteln gehoben werden, auch wenn diese sich nicht notwendigerweise direkt den Einsparungen des Netzausbaus zurechnen lassen. Zur Erhöhung der Überlappungswahrscheinlichkeit sollten auf Ebene von Einzelplanungen vermehrt auch nutzungsdauerverlängernde Wartung, vorverlagerter Ausbau oder Spitzenkappung geprüft werden.

(11 sowie 12 bis 22) Innovative mit konventionellen Maßnahmen kombiniert optimieren

Durch gezielten Einsatz von innovativen Maßnahmen können die erwarteten Netzausbaukosten gegenüber dem rein konventionellen Netzausbau deutlich reduziert werden. Der kombinierte Einsatz von innovativen und konventionellen Maßnahmen kann zudem in verschiedenen Netzsituationen bei vergleichbaren Kosten höhere Einsatzflexibilität schaffen als rein konventioneller Netzausbau und damit eine nachhaltige Versorgungssicherheit auch dann wirtschaftlich sicherstellen, wenn für den erwarteten Zubau an neuen Einspeisern und Verbrauchern noch erhöhte Unsicherheit besteht. Daher sollten innovative und konventionelle Maßnahmen für den Einsatz in konkreten Netzen gemeinsam optimiert werden.

Die für die Verteilnetze in Hessen aus den Ergebnissen der Auswirkungsanalyse abgeleiteten technologiespezifischen Handlungsempfehlungen für innovative Maßnahmen sind im Folgenden aufgeführt:

(12) Lokale Blindleistungsbereitstellung: Der Einsatz von Blindleistungsbereitstellungsstrategien ist in geeigneten Nieder- und Mittelspannungsnetzen effizient und wirtschaftlich, solange Blindleistung nicht vergütet werden muss. In der Umspannung (HS/MS) führt sie vermehrt zu Transformatorüberlastungen und kann Wirtschaftlichkeit nur netzebenenübergreifend erzielen. Für die Hochspannung schafft sie eher Spannungshaltungsreserven, weil die Spannungshaltung bereits anderweitig gewährleistet ist. Die Q(U)-Regelung sollte wegen ihrer bedarfsgerechten Wirkung und inhärent spannungsstabilisierenden Wirkung bevorzugt eingesetzt werden.

(13) Leistungskompoundierung: Die Leistungskompoundierung ist in der Mittelspannungsebene die effizienteste innovative Maßnahme, um umfangreicheren Netzausbau in spannungs- oder lastfallbegrenzten Netzen zu vermeiden. Ihr Einsatz sollte in solchen Netzen stets geprüft werden.

(14) Regelbare Ortsnetztransformatoren: Diese Technologie bleibt trotz optimistischer Kostenannahmen auch zukünftig verhältnismäßig teuer im Vergleich zu anderen innovativen Maßnahmen. Ihr Einsatz verspricht nur in einem geringen Anteil der Niederspannungsnetze wirtschaftliche Vorteile, speziell wenn beidseitige Spannungsgrenzwertverletzungen auftreten. Daher sollte der Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren nur nach detaillierter Wirtschaftlichkeitsprüfung und Risikoabwägung erfolgen.

(15) Lokale Netzspeicher: Lokale Netzspeicher im Sinn der Verteilnetzstudie sind von Netzbetreibern netzgesteuerte Speicher in der Niederspannung (Netzbetriebsmittel); in Abgrenzung dazu werden private Speicher von Netznutzern mit Prosumer-Anwendungen subsumiert. Neben offenen regulatorischen Fragen stehen dem wirtschaftlichen Einsatz

der Netzspeicher insbesondere die hohen Technologiekosten entgegen. Erst ab einer Halbierung der Technologiepreise kann ihr Einsatz für die Spannungshaltung wirtschaftlich werden. Für strombegrenzte Netze ist die Vorteilhaftigkeit nachhaltig nicht gegeben.

(16, 17, 18) Spitzenkappung: Die Spitzenkappung muss aufgrund abweichender Perspektiven einerseits der allein auf den eingesparten Netzausbau bezogenen Bewertung und andererseits der gesamtwirtschaftlichen Bewertung unter Anrechnung des gegenwärtig solidarisierten und durchaus komplex strukturierten Wertersatzes für abgeregelte Energie sehr differenziert gewürdigt werden (vergleiche Kapitel 6.7 und 7.2). Da eine einseitige Kostenreduktion des Netzausbaus zulasten der Netznutzer keine nachhaltige Lösung für die Ausgestaltung der zukünftigen Verteilnetze sein kann, sollte die Spitzenkappung stets nur dort angewendet werden, wo sie nachweislich unter Anrechnung des Wertersatzes gesamtwirtschaftlich vorteilhaft ist (selektiver Einsatz). Dabei sollte auch die, über die Netzebenen vorliegende kumulative, Wirkung der Spitzenkappung berücksichtigt werden. Aus gegenwärtiger Sicht erscheint unter Abwägung der kumulativ erzielbaren Netzausbaueinsparungen und des Wertersatzes für abgeregelte Energie insbesondere der Einsatz der Spitzenkappung in der Niederspannung sinnvoll. Soweit die technischen Voraussetzungen dafür kosteneffizient gegeben sind (Beobacht- und Steuerbarkeit der Anlagen und Netze) sollte eine selektive sowie dynamische Spitzenkappung bevorzugt angewendet werden, weil hierdurch die tatsächlich abgeregelte Energie auf das erforderliche Maß minimiert und die Effizienz des Energiesystems verbessert wird. In der Mittel- und Hochspannung ist bei selektivem und dynamischem Spitzenkappungseinsatz ebenso ein relevanter Einspareffekt in den identifizierten Netzen erzielbar. Zudem bleibt die zeitweise Spitzenkappung, bei der die Abregelungskosten nicht dauerhaft entstehen, eine flexible Übergangslösung bis zu einem zukünftigen Netzausbau.

Im aktuellen Regulierungsrahmen bleibt der gesamtwirtschaftlich optimierte Einsatz der Spitzenkappung eine Herausforderung für die Netzbetreiber. Die volatile Bemessungsgrundlage (drei Prozent der jährlich prognostizierten Jahreseinspeisung aus Erneuerbaren Energien) widerspricht dem Erfordernis von langjährig stabilen Grundlagen für Netzplanungen. Der durch Eigenschaften der konkreten abgeregelten Anlagen bemessene Wertersatz verursacht unter den verbleibenden Unsicherheiten nicht vertretbare Aufwände für die gesamtwirtschaftliche Bewertung. Um die Anwendung der Spitzenkappung zu unterstützen, sollte eine zeitstabilere, beispielsweise auf langfristige Energieszenarien gegründete, Bemessungsgrundlage eingeführt werden. Die Ermittlung des Wertersatzes (Erstattungskostensätze) könnte in einem zentralen Stammdatenregister konsolidiert und damit volkswirtschaftlich effizient vorgenommen werden.

(19, 20, 21) Netzdienlicher Einsatz von Prosumer-Anwendungen: Unter den bewerteten innovativen Maßnahmen hat der netzdienliche Einsatz von Prosumer-Anwendungen das mit Abstand größte Potenzial für die Reduktion des Netzausbaubedarfs. Allerdings sind realistische Möglichkeiten, die netzdienlichen Beiträge der Prosumer-Anwendungen durch Netzbetreiber zu aktivieren, aufgrund der noch zu schaffenden technischen und prozessualen Voraussetzungen sowie aufgrund offener Regulierungsfragen derzeit nicht gegeben. Des Weiteren entzieht sich der Einsatz von Prosumer-Anwendungen gegenwärtig einer gesamtwirtschaftlichen Bewertung, insoweit Kompensations- bzw. Vergütungs-

regelungen für diesen noch nicht absehbar sind. Daher kann diese Maßnahme gegenwärtig nur als theoretisches Potenzial angesehen werden, das unter der Anforderung, die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, vorerst nicht in Netzplanungen für die Einsparung an Netzausbau berücksichtigt werden kann. Dagegen muss das Risiko, dass Prosumer-Anwendungen zukünftig rein marktorientiert wirken, d. h. ungeachtet der Netzauslastung wirken, durch Sicherheitsaufschläge in den Netzplanungen abgebildet werden.

Bereits gewonnene Erfahrungen mit der Integration von Erneuerbaren Energien sollten für die Entwicklung von Rahmenbedingungen für den Einsatz von Prosumer-Anwendungen unter Berücksichtigung der Marktprinzipien angewendet werden. Dabei sollten, beispielsweise in Anlehnung an die Systemstabilitätsverordnung, Mindestanforderungen für Prosumer-Anwendungen definiert werden, welche deren Verhalten in netzkritischen Situationen regeln und damit unmittelbar auch den Netzausbau beeinflussen. Durch weitere Regelungen sollte Rechtssicherheit für alle Marktpartner geschaffen werden, unter welchen Voraussetzungen die verbindliche Aktivierung netzdienlicher Beiträge von Prosumer-Anwendungen erfolgen darf und wie diese zu kompensieren sind. Des Weiteren sollten Anreizmechanismen und Lenkungsmöglichkeiten geprüft werden, um auf die Gleichzeitigkeit der Prosumer-Anwendungen Einfluss zu nehmen. Als Grundlage hierfür ist die weiterführende Untersuchung der Auswirkungen von Prosumer-Anwendungen nach Anwendung relevanter Lenkungsmöglichkeiten wie beispielsweise von statischen, zeit-, preisbasierten oder stochastischen Leistungsbegrenzungen, von räumlicher Koordination oder auch von Kapazitätssicherungen der Netze an Prosumer-Anwendungen erforderlich.

(22) Großtechnischer Einsatz von Power-to-Gas: Durch Einsatz großtechnischer Power-to-Gas-Anlagen (Leistungsklasse 100 MW), die ihr Flexibilitätpotenzial vollständig für die Netze bereitstellen, lassen sich nur verhältnismäßig geringe Einsparungen für den Netzausbau erzielen. Da für den Zweck der Einsparung von durch die Energiewende bedingtem Netzausbau wirtschaftlichere innovative Maßnahmen bestehen, welche die Verteilnetzbetreiber unabhängig von der Mitwirkung anderer Marktpartner umsetzen können, sollten diese vorerst weiter bevorzugt umgesetzt werden.

(23) Planungsprämissen für kombinierte Maßnahmen weiterentwickeln

Die in der Auswirkungsanalyse der Verteilnetzstudie gewonnenen Erkenntnisse zur Wirksamkeit und Wirtschaftlichkeit der verschiedenen innovativen und kombinierten konventionellen und innovativen Maßnahmen sollten von den Verteilnetzbetreibern in Hessen aufgegriffen werden und nach Anpassung auf die spezifischen Erfordernisse ihrer Netze in die Weiterentwicklung der eigenen Netzplanungsgrundsätze eingebunden werden.

Zur Erleichterung der Planung von innovativen und kombinierten Maßnahmen sollten des Weiteren durch den technischen Regelsetzer netzbetreiberübergreifend weiterführende Planungsprämissen und Planungshinweise erarbeitet werden, die beispielsweise die in der Verteilnetzstudie als vorteilhaft identifizierten Maßnahmenkombinationen adressieren.

(24) Renditeauswirkungen innovativer und konventioneller Maßnahmen angleichen

Dem umfassenden Einsatz innovativer Maßnahmen zur gesamtwirtschaftlichen Optimierung des Netzausbaus steht im gegenwärtigen Regulierungsrahmen noch entgegen, dass auch nach Einführung des Kapitalkostenabgleichs die Erhöhung der regulatorischen Rendite nur auf Grundlage von betriebsnotwendigen Anlageinvestitionen erzielt werden kann. Innovative Maßnahmen sind dagegen vermehrt mit Betriebs- und zusätzlichen Gemein- und Prozesskosten verbunden, die als beeinflussbare Kosten renditemindernd wirken. Auch bei gesamtwirtschaftlicher Indifferenz von Maßnahmen werden rational handelnde Netzbetreiber daher versuchen müssen, Betriebs- und Gemeinkosten durch Investitionskosten zu verdrängen, sofern keine anderen monetarisierbaren Potenziale die Investitionsentscheidung günstig für die innovative Maßnahme beeinflussen.

Die Renditeauswirkungen innovativer Maßnahmen sollten im Vergleich zu konventionellen Maßnahmen überprüft und geeignete Anpassungen an der Regulierung vorgenommen werden, beispielsweise durch Änderung von Risikoaufschlägen, Berücksichtigung zusätzlicher notwendiger Gemeinkosten, veränderte Abschreibungsdauern oder Renditeanreize (Rendite-Adder) bei Umsetzung von gesamtwirtschaftlich vorteilhaften Maßnahmen. Bis zur möglichen Anpassung der Regulierung sollten auf Landesebene in Hessen die Möglichkeiten geprüft werden, diese Umsetzungshemmnisse für innovative Maßnahmen beispielsweise durch Innovationsförderung zu mindern.

KURZFASSUNG

Download Langfassung:

<http://iee.fraunhofer.de/hessen2034>