



Abschlussbericht

VERTEILNETZSTUDIE HESSEN 2024 – 2034

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

16. April 2018

© 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 Braun²
(Wissenschaftliche Koordination)

Dr. Ilja Krybus¹
(Gesamtprojektleitung)

Holger Becker²

Roman Bolgaryn²

Johannes Dasenbrock²

Philip Gauglitz²

Daniel Horst²

Dr. Carsten Pape²

Dr. Alexander Scheidler²

Jan Ulfers²

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 Netzaubaus 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 elektrisch sinnvollen Maßnahmen ist.

Die Verteilnetzstudie stellt den je Netzebene ermittelten Kosten des konventionellen Netzaubaus 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) gegenüber 1,77 GW (2014). Für andere Arten der an die Verteilnetze angeschlossenen Erzeugung werden nur geringfügige Veränderungen erwartet. Mit dem Zubau von Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen wird der Anteil der Erneuerbaren Energien am elektrischen 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 erwartet, 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 Veränderungen der Versorgungsaufgabe bilden sich auf den erforderlichen Netzausbau in den Verteilnetzen 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 zumindest 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 Flexibilitätspotenzial 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.

2 Einleitung

Deutschland hat in den vergangenen Jahrzehnten mit der Energiewende einen in dieser Form in der Welt einzigartigen Weg der Transformation des Energiesystems eingeschlagen. Mit der Energiewende wird eine langfristig umfassende Umstellung der Energieversorgung auf Erneuerbare Energien und eine Steigerung der Energieeffizienz in allen Verbrauchersektoren (Strom, Wärme, Verkehr) angestrebt.

Das Bundesland Hessen hat es sich zur Aufgabe gemacht, die Energiewende in besonderem Maß voranzutreiben und sich in einem strukturierten Prozess energiepolitische Landesziele gesetzt, welche in Teilen die deutschlandweiten Ziele (vergleiche [1]) übertreffen.

Die energiepolitischen Kernziele des Landes Hessen umfassen dabei (vergleiche [2]):

- die Deckung von einhundert Prozent des Energieendverbrauchs (Strom und Wärme) ab dem Jahr 2050 durch erneuerbare Energien,
- das Erreichen des Anteils der erneuerbaren Energien von 25 Prozent am Stromverbrauch bis 2019,
- die Ausweisung von zwei Prozent der Landesfläche als Windvorrangflächen,
- die langfristig möglichst kostengünstige Realisierung der energiepolitischen Maßnahmen (wie z. B. wirtschaftlicher Netzausbau),
- Ausbau der Energieinfrastruktur zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit „so dezentral wie möglich und so zentral wie nötig“
- die Förderung von innovativen (intelligenten) Energietechnologien.

Diese energiepolitischen Ziele wurden im Konsens mit Vertretern aller in Energiefragen relevanten Gruppen im Hessischen Energiegipfel in 2011 erarbeitet, im Maßnahmenkonzept der Landesregierung zur Umsetzung der Ziele des Energiegipfels [4] erläutert sowie im Energiezukunftsgesetz von 2012 [5] verbindlich verankert und in der Koalitionsvereinbarung 2014-2019 [6] bestätigt und konkretisiert.

Mit diesen energiepolitischen Zielen bestimmen sich auch die zukünftigen Rahmenbedingungen für den weiteren Zubau Erneuerbarer Energien und für den Ausbau und den Betrieb der Verteilnetze in Hessen.

Die Verteilnetze werden wesentlich zum Erfolg der Energiewende beitragen, indem sie zusätzlich zu ihrer bisherigen Versorgungsaufgabe den Hauptteil der aus Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen generierten Leistung aufnehmen und fast alle neuen Stromanwendungen wie beispielsweise die Elektromobilität, Speicher und Wärmepumpen direkt versorgen werden. Mit den steigenden Anteilen der Erneuerbaren Energieerzeugung und der neuen Verbraucher wachsen die Anforderungen an die Verteilnetze. Die Verteilnetze müssen ausgebaut werden, um auch unter den neuen Bedingungen von stark

volatiler Erzeugung und marktgetriebenen zeitsynchronen Lastwechseln von neuen Verbrauchern und Prosumern die Versorgungssicherheit weiterhin nachhaltig zu gewährleisten. Gleichzeitig muss den sehr hohen Ansprüchen an die Wirtschaftlichkeit und Nachhaltigkeit des Netzausbaus entsprochen werden, um die Transformation des Energiesystems für alle tragfähig zu gestalten. Dementsprechend wachsen die Anforderungen an die Netzbetreiber, die Verteilnetze unter Einsatz konventioneller Maßnahmen, innovativer Technologien und neuer Planungsansätze optimal zu planen und zu betreiben.

Bei dem für Hessen geltenden Grundsatz, eine sichere, umweltschonende, bezahlbare und akzeptierte Energieversorgung sicherzustellen [6], ist die Optimierung des Netzausbaus bei gleichzeitiger Aufrechterhaltung der Versorgungsqualität dabei zugleich Ziel und Herausforderung für die Netzbetreiber. Die physikalisch bedingte Wechselwirkung in den regionalen Netzen erfordert dabei eine gute Abstimmung der individuellen Maßnahmen in den verschiedenen Verteilnetzen, die vorzugsweise auf Grundlage von gemeinsamen Energieszenarien und einer netz- und netzebenenübergreifenden Auswirkungsanalyse und Maßnahmenbewertung weiter ausgebaut werden kann.

Vor diesem Hintergrund beauftragte das Hessische Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung in Kooperation mit einem Konsortium von engagierten regionalen Verteilnetzbetreibern die unabhängige Erarbeitung einer Verteilnetzstudie für das Land Hessen mit dem Ziel, die Auswirkungen der Energiewende auf die regionalen Verteilnetze zu untersuchen und Handlungsempfehlungen an Netzbetreiber, Politik und Regulierung abzuleiten.

Die Verteilnetzstudie soll in besonderem Maße die Spezifika des Landes Hessen berücksichtigen, neben dem energiepolitischen Rahmen u. a.

- die Heterogenität der Versorgungsaufgaben und Netzstrukturen im Land Hessen, insbesondere die regionalen Unterschiede (Metropolregion und vorrangig ländlich geprägte Gebiete),
- die konkrete Entwicklung der Einspeisesituation aus Erneuerbaren Energien mit Beachtung der Effekte aus der Festlegung von Windvorrangflächen sowie
- die Transitlage Hessens in Deutschland zwischen durch Windenergie- und Photovoltaik-Einspeisung dominierten Regionen in Nord-Süd-Richtung, aber auch zwischen konventionellen Großkraftwerken und Lastzentren in Ost-West-Richtung.

Die Verteilnetzstudie umfasst dazu

- die Erarbeitung von detaillierten Energieszenarien für das Land Hessen bezogen auf die Stützjahre 2024 und 2034,
- die Auswirkungsanalyse dieser Energieszenarien auf die bestehenden Netze und Ableitung des erforderlichen optimalen konventionellen Netzausbaus,
- die Auswirkungsanalyse und Bewertung von Alternativen zum konventionellen Netzausbau, speziell des Einsatzes neuer Technologien und innovativer Planungsansätze, in Bezug auf deren Wirksamkeit und Potenziale, die Netzausbaukosten nachhaltig zu reduzieren,

- die Untersuchung von Sondermaßnahmen, wie die Strukturoptimierung der Hochspannungsnetze, die Überprüfung von Netzanschlussystematiken und Einsatzpotenzialen von Netzspeichern und Power-to-Gas-Anlagen sowie
- die Entwicklung von Handlungsempfehlungen auf Basis der Auswirkungsanalyse.

Diese Fragestellungen der Verteilnetzstudie wurden während der Studiendurchführung unter Berücksichtigung von energiepolitischen Entwicklungen während des Bearbeitungszeitraums aktualisiert.

3 Vorgehensüberblick

Die Verteilnetzstudie untersucht den durch die Energiewende bedingten zusätzlichen Netzausbaubedarf für das Land Hessen bezogen auf die Stützjahre 2024 und 2034. Die Stützjahre wurden in Abstimmung mit dem Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung und den an der Studie beteiligten Verteilnetzbetreibern so festgelegt, dass sowohl eine Abschätzung des erforderlichen Netzausbaus für die Mittelfristplanung als auch für die strategische Netzausbauplanung getroffen werden kann. Die beiden Stützjahre wurden des Weiteren so gewählt, dass sie in Übereinstimmung mit den Stützjahren der zu Studienbeginn vorliegenden Fassung des Netzentwicklungsplans der Bundesnetzagentur und der Übertragungsnetzbetreiber steht sowie die Berücksichtigung der bundesweiten Energieszenarien und der Auswirkungen von Netzausbaumaßnahmen des Übertragungsnetzes auf die Verteilnetze ermöglicht.

Die Verteilnetzstudie bildet das komplette Vorgehen einer flächigen Netzplanung ausgehend von der Ermittlung relevanter Energieszenariorahmendaten bis zur Netzplanung und Hochrechnung der Netzergebnisse auf das Land Hessen ab. Die durchgeführten Aktivitäten zur Erstellung der Verteilnetzstudie sind in Abbildung 1 in einem Vorgehensmodell zusammenfassend dargestellt und nachfolgend überblicksgebend beschrieben. Eine detaillierte Beschreibung der Methodik folgt im Kapitel 4 für die Erstellung der Energieszenarien und im Kapitel 5 für die Auswirkungsanalysen.

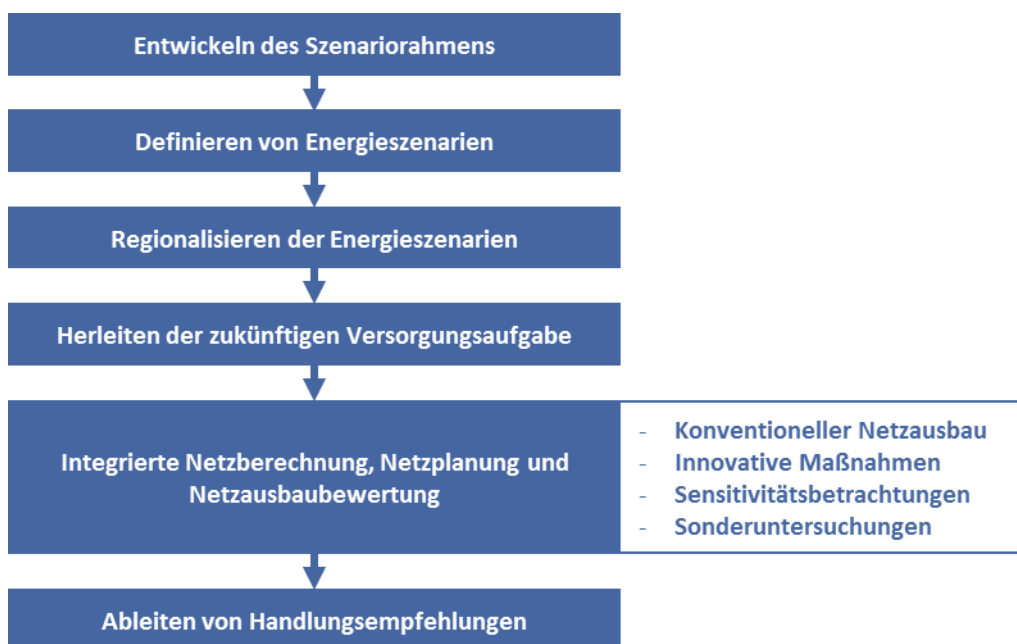


Abbildung 1: Übergreifendes Vorgehensmodell der Verteilnetzstudie

Der Energieszenariorahmen für die Verteilnetzstudie wurde in Anlehnung an die energiepolitischen Ziele des Landes Hessen unter Einbezug der Landesmeldungen zum Netzentwicklungsplan, die bundesweiten Rahmencahlen des Netzentwicklungsplans und eigenen Prognosen gebildet und anschließend mit dem Hessischen Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung sowie den beteiligten Verteilnetzbetreibern abgestimmt und in Diskussion mit dem Fachbeirat der Verteilnetzstudie angenommen.

Unteres Szenario (Gebremste Energiewende)	Mittleres Szenario (Energiewende)	Oberes Szenario (Landesziele Hessen)
<ul style="list-style-type: none"> • Die Energiewende wird verzögert realisiert • Der Zubau Erneuerbarer Energien ist bundesweit und damit auch in Hessen gebremst • Neue Verbraucher setzen sich nur langsam durch 	<ul style="list-style-type: none"> • Die Energiewende setzt sich planmäßig fort • Erneuerbare Energien entwickeln sich angelehnt an den NEP 2014 (Szenario B) und neue Verbraucher entsprechend allgemeiner Erwartung 	<ul style="list-style-type: none"> • Die ambitionierten energiepolitischen Ziele der Landesregierung Hessen werden realisiert • Erneuerbare Energien und neue Verbraucher werden beschleunigt ausgebaut

Abbildung 2: Energieszenarien der Verteilnetzstudie Hessen

Auf Grundlage des Energieszenariorahmens wurden drei Energieszenarien definiert und auf die Stützjahre 2024 und 2034 angewendet (vergleiche Abbildung 2). Das mittlere Energieszenario gilt als das unter den gegenwärtig vorherrschenden Bedingungen realistische Energieszenario. Das untere Energieszenario bildet die Situation bei einem stagnierenden Fortschritt der Energiewende ab. Das obere Energieszenario repräsentiert die eintretende Situation bei umfangreicher Realisierung der ambitionierten energiepolitischen Ziele des Landes Hessen.

Die Energieszenarien wurden zur Schaffung einer Grundlage für die Auswirkungsanalyse regionalisiert, d. h., unter Berücksichtigung von relevanten Merkmalen, wie beispielsweise Geographie, demographischer Entwicklung, Potenzialflächen und Bestandsverteilungen, räumlich aufgeschlüsselt. In der Verteilnetzstudie erfolgt dabei die Regionalisierung auf Ebene von erweiterten Ortslagen in räumlich deutlich feinerer Auflösung als in vergleichbaren Untersuchungen. Durch die zusätzliche Detaillierung der räumlichen Aufschlüsselung der Energieszenarien wird eine genauere Zuordnung des erwarteten Zubaus an Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen und neuen Verbrauchern auf reale Netze erreicht und somit sowohl eine potenziell genauere Auswirkungsanalyse der entstehenden Versorgungsaufgabe und des resultierenden Netzausbaubedarfs als auch eine genauere Hochrechnung von den untersuchten realen Netzen auf das Land Hessen ermöglicht.

Die Verteilnetzstudie folgt dabei einem probabilistischen Ansatz, wonach jedes Energieszenario grundsätzlich in fünfzig verschiedenen zufälligen Verteilungen ausgeprägt wird. Durch die hohe Anzahl an Energieszenario-Ausprägungen wird die prognostische

Unsicherheit reflektiert, an welchen der wahrscheinlichen Standorte der erwartete Zubau tatsächlich erfolgen wird und im Weiteren welcher Netzausbaubedarf daraus resultiert.

Als Grundlage für die Auswirkungsanalyse werden für jedes untersuchte Netz die nach Anwendung der Energieszenario-Ausprägungen entstehenden Versorgungsaufgaben modelliert. Dazu werden die in den Energieszenario-Ausprägungen zugebauten Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen und neuen Verbraucher den wahrscheinlichsten Netzanschlusspunkten zugeordnet und die damit veränderten Einspeisungen und Lasten auf die Netzmodelle angewendet.

Die Netzberechnung, Netzplanung und Netzausbaubewertung erfolgen in der Verteilnetzstudie integriert mittels einer automatisierten heuristisch optimierenden Netzplanung (vergleiche Kapitel 5.4). Diese prüft zunächst auf, nach Anwendung der veränderten Einspeisungen und Lasten in den Netzen entstehende, Grenzwertverletzungen. Sie ermittelt anschließend unter Berücksichtigung von je Netzebene vereinheitlichten Planungsprämissen, die gesamtwirtschaftlich günstigste Maßnahmenkombination, die ein befundfreies Netz wiederherstellt.

Für diese Netzberechnungen verwendet die Verteilnetzstudie in sehr großer Anzahl ausschließlich Realnetze, d. h. Modelle von Netzen, welche von den beteiligten Netzbetreibern tatsächlich betrieben werden. Dadurch werden die tatsächlichen Planungsherausforderungen der Netzbetreiber realistisch nachgebildet und die Netzsituationen in hoher Bandbreite analysiert. Die Verwendung von vereinheitlichten Planungsprämissen gewährleistet die Objektivität der, sonst vielen individuellen Freiheitsgraden unterliegenden, Netzplanungen und damit auch die bearbeiterunabhängige identische Reproduzierbarkeit der Ergebnisse. Die zugrunde gelegten Planungsprämissen wurden dabei auf Basis relevanter Normen und Richtlinien sowie in Abstimmung mit den beteiligten Netzbetreibern festgelegt.

Die Kostenbewertung des ermittelten Netzausbaus erfolgt unter Berücksichtigung der wechselnden Regulierungsperioden unter Anrechnung der verschiedenen Möglichkeiten, die Netzausbauinvestitionen zeitlich verteilt bis zum jeweils betrachteten Stützjahr zu realisieren. Die für die Zielfunktion der heuristisch optimierenden Netzplanung herangezogenen Kostenfaktoren sind so gewählt, dass ein direkter wirtschaftlicher Vergleich von Maßnahmen des konventionellen Netzausbaus mit, in ihrer Kostenzusammensetzung und wirtschaftlichen Nutzungsdauer von diesen verschiedenen, innovativen Maßnahmen möglich ist. In einer Sonderbetrachtung (Spitzenkappung) wird des Weiteren zwischen der betriebswirtschaftlichen Sicht der Netzbetreiber und der gesamtwirtschaftlichen Bewertung unterschieden, um die Auswirkungen der betreffenden innovativen Maßnahme aus den beiden relevanten Perspektiven zu erläutern (vergleiche Kapitel 6.7).

Die in der Verteilnetzstudie durchgeführten Auswirkungsanalysen bilden die Unabhängigkeit der Netzbetreiber in der Umsetzung der aus ihrer Sicht geeigneten Netzausbaumaßnahmen von anderen technologischen, gesellschaftlichen oder energiepolitischen Entwicklungen ab. Es werden für alle drei Szenarien die auf den jeweiligen Netzebenen anwendbaren innovativen Maßnahmen variiert und damit Abschätzungen zur Wirksamkeit und Wirtschaftlichkeit dieser Maßnahmen und Maßnahmenkombinationen in den

betrachteten Netzen und Netzsituationen getroffen. Für verschiedene abgegrenzte Fragestellungen, darunter die Optimierung der Struktur der Hochspannungsnetze, die Spitzenkappung, der netzdienliche Einsatz von Power-to-Gas-Anlagen, die Wirtschaftlichkeit von lokalen Netzspeichern in der Niederspannung, die netzebenenübergreifende Netzplanung und die Gegenüberstellung von Netzberechnungen der Zielnetzplanung mit denen der konsekutiven Netzplanung, werden in der Verteilnetzstudie ergänzende Sonderbetrachtungen durchgeführt.

Ausgehend von den, an den untersuchten Realnetzen ermittelten, Ergebnissen wird der Netzausbaubedarf je Netzebene auf das Land Hessen hochgerechnet. Bei der Hochrechnung für die Mittel- und Niederspannung werden für die erweiterten Ortslagen funktionale Zusammenhänge angewendet, die so optimiert sind, dass sie rückschauend den Netzausbaubedarf in den berechneten Realnetzen auf Basis flächig verfügbarer Daten vorhersagen können. Dadurch wird erwartet, eine differenziertere Einschätzung des gesamten Netzausbaubedarfs bezogen auf das Land Hessen zu treffen, als es über übliche Clusterverfahren zur Hochrechnung bisher möglich ist. Für die Hochspannung ist eine so hohe Abdeckung der Gesamtfläche von Hessen mit Realnetzen gegeben, dass ein vereinfachter flächenbezogener Hochrechnungsansatz angewendet werden kann.

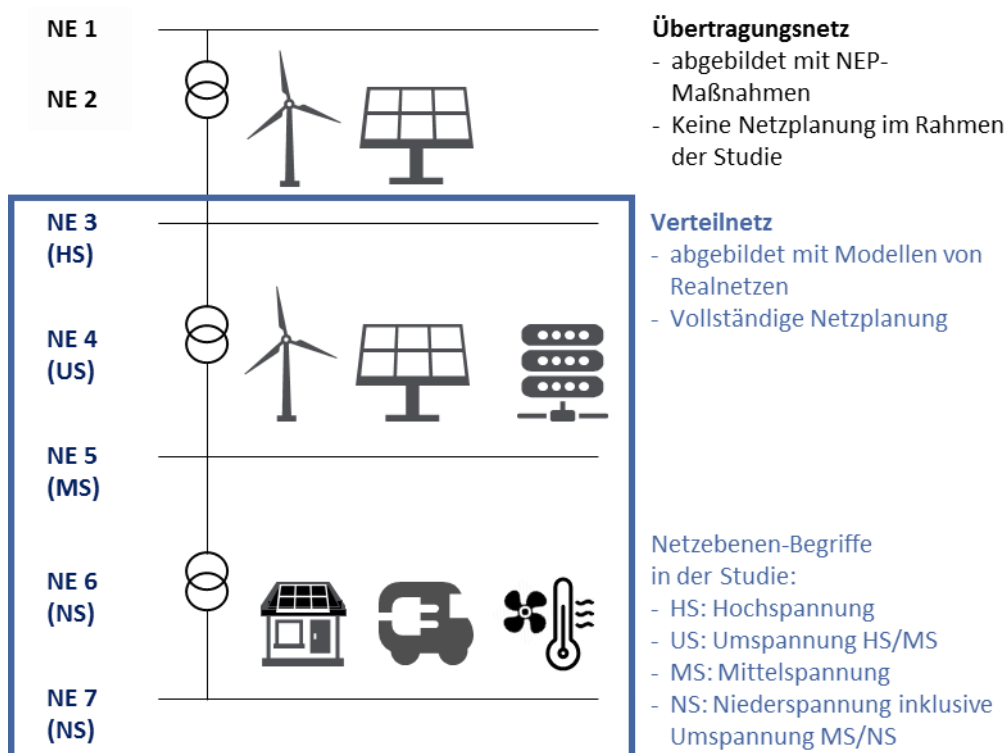


Abbildung 3: Netzebenen in der Betrachtung der Verteilnetzstudie¹

¹ Die Netzebene 6 wird im Bericht stellenweise als Transformationsebene bezeichnet.

Die Handlungsempfehlungen werden nach Evaluierung der Ergebnisse der Auswirkungsanalyse argumentativ-deduktiv in zwei Vorgehensweisen hergeleitet. Einerseits werden

die Ergebnisse aus der Auswirkungsanalyse, beispielsweise ermittelte Wirtschaftlichkeitsvergleiche oder identifizierte Ergebniszusammenhänge, direkt bewertet und verallgemeinert. Hieraus resultieren primär technische Handlungsempfehlungen. Andererseits werden die zugrundeliegenden Annahmen und die Umsetzbarkeit der technischen Handlungsempfehlungen kritisch evaluiert und hinterfragt, inwieweit diese unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen tatsächlich umfangreich realisiert werden können. Aus den bei dieser Evaluierung aufgezeigten möglichen Hemmnissen oder Widersprüchen werden Handlungsempfehlungen zur Prüfung und Anpassung von Rahmenbedingungen oder zur Anregung weiterführender Untersuchungen generiert. Der vorliegende Studienbericht enthält die Handlungsempfehlungen, die mit dem Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung, den beteiligten Verteilnetzbetreibern, dem Fachbeirat und einem erweiterten Kreis von Energieversorgungsunternehmen erörtert wurden.

Der weitere Studienbericht gliedert sich im Folgenden in vier Teile:

Das **Kapitel 4** beschreibt den Energieszenariorahmen und die Szenarien der Verteilnetzstudie. Es erläutert die den Szenarien zugrundeliegenden Annahmen und die Methodik der Energieszenarioherleitung, der durchgeführten Prognosen und der Regionalisierung der Energieszenarien.

Im **Kapitel 5** werden die Annahmen und die Methodik der Auswirkungsanalyse erläutert, die dem Herleiten der Versorgungsaufgabe, der Netzberechnung, Netzplanung und Netzbewertung je Netzebene zugrunde liegen. Das Kapitel beschreibt auch die innovativen Maßnahmen, die in jeder Netzebene untersucht werden.

Die Ergebnisse der Auswirkungsanalyse werden im **Kapitel 6** beschrieben. Die Beschreibung erfolgt separat für die Ebenen der Hoch-, Um-, Mittel- und Niederspannung wie sie in Abbildung 3 definiert sind. Für jede Netzebene werden dabei die durch die Energieverde bedingte, veränderte Versorgungsaufgabe, der bewertete konventionelle Netzausbaubedarf, der bewertete Netzausbaubedarf bei zusätzlichem Einsatz von innovativen Maßnahmen und die Ergebnisse aus relevanten Sonderbetrachtungen dargestellt.

Das **Kapitel 7** fasst die zuvor separat dargestellten Teilergebnisse der Verteilnetzstudie netzebenenübergreifend in der Hochrechnung auf das Land Hessen zusammen und beschreibt die Handlungsempfehlungen, die mit den beiden oben genannten Vorgehensweisen entwickelt wurden.

Im **Kapitel 8** wird ein Ausblick gegeben.

4 **Energieszenarien für Hessen 2024 und 2034**

4.1 **Einführung**

Im Rahmen dieser Studie wird der Ausbaubedarf der Verteilnetze bis zu den Jahren 2024 bzw. 2034 analysiert. Wesentliche Treiber des Netzausbaus sind der Zubau der Erneuerbaren Energieerzeugung, aber auch in vergleichbarem Maß die verbraucherseitige Entwicklung, u. a. getrieben durch die Sektorenkopplung und daraus resultierenden neuen Verbrauchern wie die Elektromobilität sowie eine zunehmende Verbreitung elektrischer Wärmepumpen für die Raumwärmebereitstellung. Um den Netzausbaubedarf untersuchen zu können, muss für diese Technologien zunächst ein Energieszenariorahmen aufgestellt werden. Dieser muss anschließend für eine Netzausbauplanung auf Basis von georeferenzierten Realnetzen detailliert regionalisiert werden.

Zur Abbildung der Unsicherheiten werden die erwarteten Entwicklungen für Einspeisung aus Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen und neuen Verbrauchern in ein unteres, mittleres und oberes Energieszenario differenziert. Dabei bildet das untere Energieszenario einen eher verzögerten Ausbau der Erneuerbaren Energieerzeugung sowie eine eher langsam fortschreitende Sektorenkopplung ab. Das mittlere Energieszenario stellt unter den aktuellen energiepolitischen Rahmenseetzungen des Bundes ein realistisches Energieszenario dar, während sich das obere Energieszenario an den ambitionierten energiepolitischen Zielen des Landes orientiert und eine optimistischere Transformation des Energiesystems beschreibt.

Neben den genannten Treibern des Netzausbaus werden Zukunftstechnologien wie die Wasserstoffelektrolyse (Power-to-Gas-Anlagen) sowie die Einbindung von Batteriespeichern diskutiert. Da sich die zukünftige Nutzung von Power-to-Gas-Anlagen und Batteriespeichern gegenwärtig nur sehr ungenau prognostizieren lässt, sind diese Technologien nicht integraler Bestandteil der Energieszenarien. Die möglichen Auswirkungen dieser Technologien auf den Netzausbaubedarf werden technologiespezifisch (großtechnische Power-to-Gas-Anlagen im Hochspannungsnetz, Netzspeicher in der Niederspannung) sowie mit Prosumer-Anwendungen (private Batteriespeicher) in gesonderten Sensitivitätsanalysen auf jeder Spannungsebene untersucht.

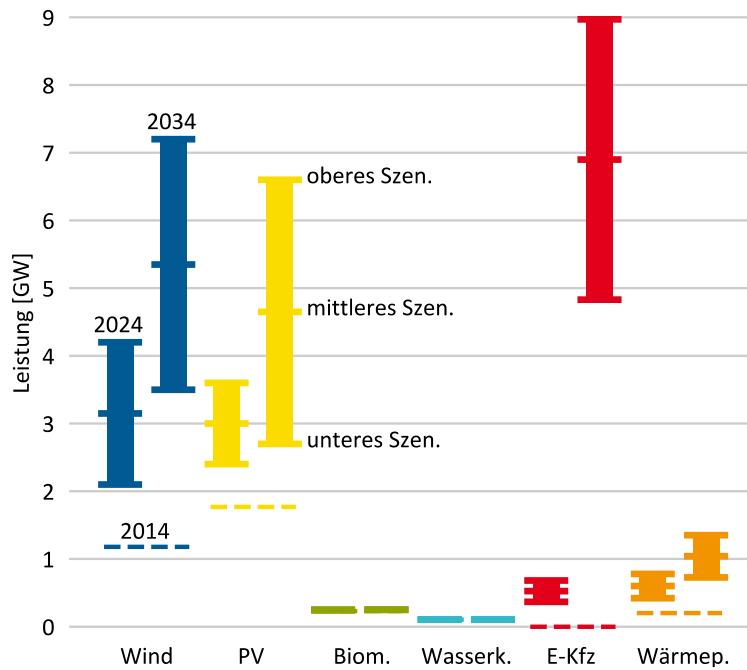


Abbildung 4: Energieszenariorahmen: Leistungsentwicklung von Einspeisung und Verbrauch¹

¹ jeweils für das untere, mittlere und obere Energieszenario 2024 und 2034 im Vergleich zum Ausgangsjahr 2014.

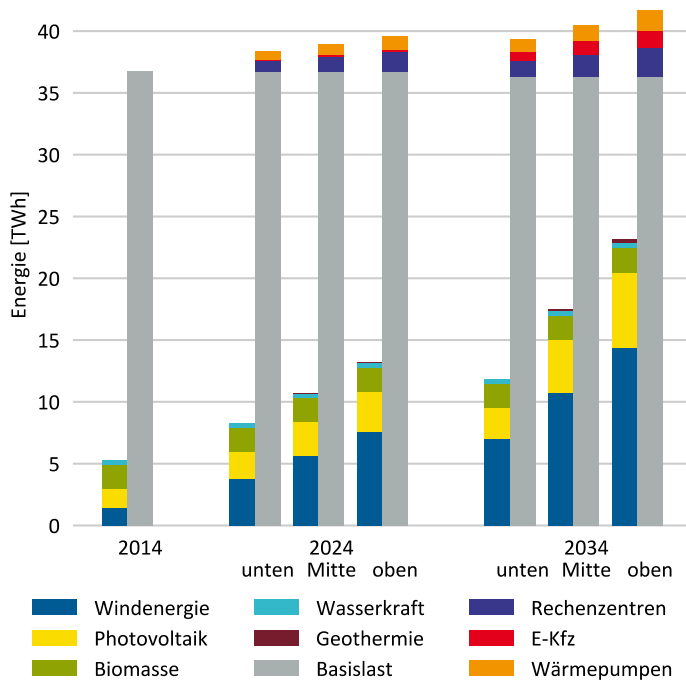


Abbildung 5: Energieszenariorahmen: Entwicklung (elektrische Arbeit) von Einspeisung und Verbrauch¹

¹ jeweils für das untere, mittlere und obere Energieszenario 2024 und 2034 im Vergleich zum Ausgangsjahr 2014.

Die Abbildung 4 zeigt zusammenfassend die Erzeugungsleistungen aus Erneuerbaren Energien sowie der Anschlussleistungen der berücksichtigten neuen Verbraucher (E-Kfz

und Wärmepumpen), deren Zustandekommen in den nachfolgenden Kapiteln erläutert wird, für die Stützjahre 2024 und 2034 im Vergleich zum Ausgangsjahr 2014 (gestrichelte Linien).

Die Auswirkungen dieser Annahmen auf die erzeugungs- und lastseitigen Energiemengen zeigt die Abbildung 5.

4.2 Zubau der Erneuerbaren Energieerzeugung

Die Ausgangsbasis für die Entwicklung der Zubauszenarien für Erneuerbare Energieerzeugung in Hessen bildet der für das Referenzjahr 2015, nach Fortschreibung mit verfügbaren Daten aus den Statistiken des Jahres 2014 (Ausgangsjahr, vergleiche Tabelle 1), ermittelte Zustand.

Ausgangsjahr 2014	Windenergie	Photovoltaik	Biomasse	Wasserkraft	Strom- verbrauch	Strom- verbrauch
Installierte Leistung (MW)	1.181	1.767		103		
Stromerzeugung/-verbrauch (GWh)	1.529	1.477	1.785	421	36.740	35.060
Auslastung (Volllaststunden)	1.295	836		3.896		

Tabelle 1: Status Quo des Ausbaus der erneuerbaren Energien und Energieverbrauch in Hessen

Im Jahr 2014 belief sich der Anteil der Erneuerbaren Energieerzeugung am Bruttostromverbrauch in Hessen auf rund vierzehn Prozent und lag damit deutlich unter dem Bundesdurchschnitt von rund 26 Prozent. In den Vorjahren fand ein beschleunigter Zubau statt. Für 2016 wurde bedingt durch sich abzeichnende Veränderungen der Fördergrundsätze ebenfalls eine erhöhte Anzahl an Projekten für Erneuerbare Energieerzeugungsanlagen beantragt, deren Realisierung allerdings in Teilen noch aussteht.

Für die Zukunftsbetrachtungen zu 2024 und 2034 sollen ergänzend zur Fortschreibung der relevanten Zubauentwicklungen im Einklang mit der deutschlandweiten Entwicklung die energiepolitischen Landesziele und regionalen Potenziale für die Erneuerbaren Energieerzeugung berücksichtigt werden. Hierzu zählt kurzfristig die Verdopplung des Anteils der Erneuerbaren Energieerzeugung von 2014 bis 2019 und langfristig die vollständige Deckung des Strom- und Wärmebedarfs aus Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen bis zum Jahr 2050 [3].

Die energiepolitischen Ziele für den Zubau der erneuerbaren Energieerzeugung wurden durch Berücksichtigung der Meldungen der Landesregierung an die Übertragungsnetz-

betreiber zur Erstellung des Netzentwicklungsplans Strom 2025 im Energieszenariorahmen abgebildet. Die betreffenden Werte wurden dabei an zwischenzeitliche Entwicklungen angepasst, da mit der Revision des Erneuerbare Energien Gesetzes ein Erreichen der Zubauziele weniger wahrscheinlich geworden ist. Insbesondere erfolgte mit Blick auf die ersten Ergebnisse der Photovoltaik-Ausschreibungen sowie das zu diesem Zeitpunkt vorgestellte Ausschreibungsmodell für die Windenergie an Land eine Anpassung der Zahlen für das untere Energieszenario.

Die unter Berücksichtigung der energiepolitischen Ziele entwickelten Energieszenarien für den Zubau an Erneuerbarer Energieerzeugung sind in der Tabelle 2 dargestellt.

Primär-energie-träger (GW)	2014 Status Quo	2024 unteres Energieszenario	2024 mittleres Energieszenario	2024 oberes Energieszenario	2034 unteres Energieszenario	2034 mittleres Energieszenario	2034 oberes Energieszenario
Windenergie	1,18	2,1	3,15	4,2	3,5	5,35	7,2
Photovoltaik	1,77	2,4	3,0	3,6	2,7	4,65	6,6
Biomasse	0,23	0,24	0,24	0,24	0,25	0,25	0,25
Wasserkraft	0,103	0,103	0,103	0,103	0,103	0,103	0,103
Geothermie	0	0	0,005	0,01	0	0,025	0,05

Tabelle 2: Energieszenarien des Ausbaus der erneuerbaren Energien

Der dargestellte Energieszenariorahmen wurde bei der Erstellung der Verteilnetzstudie anhand von Potenzialabschätzungen plausibilisiert (vergleiche Tabelle 3).

Leistung (GW)	Windenergie	Photovoltaik	Biomasse	Wasserkraft	Geothermie
2034 oberes Energieszenario	7,2	6,6	0,25	0,103	0,05
Erwartetes Potenzial	12-14	25 + FFA ¹		nicht relevant	

Tabelle 3: Potenzialabschätzung für Windenergie und Photovoltaik

¹ FFA – Freiflächenanlagen. Das Potenzial für Photovoltaik-Freiflächenanlagen lässt sich nicht gesamthaft quantifizieren, übersteigt jedoch den erwarteten maximalen Zubau von knapp 1 GW.

Die Potenziale für Windenergieanlagen auf den durch das Land Hessen ausgewiesenen Windvorrangflächen belaufen sich auf rund zwölf GW bis vierzehn GW an installierter Leistung, je nach berücksichtigtem Rotordurchmesser der Einzelanlagen bei einer spezifischen Generatorkennleistung von 290 W/m² und unter Annahme eines Abstands von vier Rotordurchmessern in Haupt- und Nebenwindrichtung.

Das gesamte Potenzial für Photovoltaik-Aufdachanlagen wurde für das Solarkataster Hessen detailliert untersucht [7]. Für die insgesamt 175,5 km² als geeignet identifizierten Dachflächen folgt bei einem angenommenen Flächenbedarf von 7 m² pro kWp ein Potenzial von rund 25 GW.

Für Photovoltaik-Freiflächenanlagen lässt sich gegenwärtig kein belastbares Potenzial ermitteln, u. a. weil Geodaten von Konversionsflächen nicht verfügbar sind. Da jedoch nur zwanzig Prozent des Zubaus auf Freiflächenanlagen entfallen, kann davon ausgegangen werden, dass hinreichende Potenziale für den geplanten Zubau vorhanden sind, um die in den Szenarien angenommenen Werte (im oberen Energieszenario 2034 < 1 GW) umsetzen zu können.

Für die Nutzung der Wasserkraft wird kein weiterer Zubau angenommen, da einerseits die Potenziale bereits überwiegend erschlossen sind, andererseits die Wasserkraftnutzung aus Naturschutzsicht inzwischen eher kritisch bewertet wird. Ebenso wird für die Nutzung der Biomasse kein weiterer Zubau angenommen, da Nutzungskonkurrenzen (energetisch sowie als Lebensmittel) einen weiteren Zubau für die Nutzung im Stromsektor gegenwärtig unwahrscheinlich erscheinen lassen.

Entsprechend der Potenziale aber auch aufgrund der zu erwartenden Stromgestehungskosten wird der Zubau der Erneuerbaren Energieerzeugung primär in den Technologien Windenergie und Photovoltaik erfolgen, während für Biomasse sowie für Wasserkraft von praktisch konstanten installierten Leistungen ausgegangen werden kann.

4.3 Stromnachfrage

Die konventionelle Stromnachfrage wird für die Verteilnetzstudie im Einklang mit Annahmen des Netzentwicklungsplans und anderer Netzstudien als weitgehend konstant angenommen.

Für die Entwicklung der konventionellen Stromnachfrage wird im Rahmen des Netzentwicklungsplans 2014 von einem nahezu gleichbleibenden Niveau bis 2034 ausgegangen. Diese Annahme trägt den hohen Prognoseunsicherheiten aus den erwarteten Veränderungen in der Verbraucherlandschaft Rechnung. Da neue Stromverbraucher und Rebound-Effekte den Effizienzbemühungen entgegenwirken, werden summarisch nur geringe Veränderungen bei der Stromnachfrage erwartet.

Analog dazu wird für die Verteilnetzstudie von einer weitgehend konstanten konventionellen Stromnachfrage ausgegangen, wobei Einsparungen aus Effizienzgewinn mit Zunahme an neuen Verbrauchern (z. B. aufgrund der Digitalisierung) und aus der Sektorenkopplung (Verschiebung Gas- zu Elektroanwendungen) aufgewogen werden.

Die neuen Verbräuche aus Elektromobilität und elektrischen Wärmepumpen sowie für in Nähe der bestehenden Hochleistungs-Internetknoten in der Metropolregion entstehenden Rechenzentren werden als zusätzliche Energiemengen berücksichtigt, so dass in den für die Verteilnetzstudie angenommenen Energieszenarien die gesamte Stromnachfrage (konventioneller Verbrauch und neue Verbraucher) im Vergleich zum Ausgangsjahr 2014 summarisch ansteigen wird.

Die Unsicherheiten hinsichtlich der tatsächlichen zukünftigen Entwicklung der in der Verteilnetzstudie gesondert betrachteten verbrauchsseitigen Technologien (E-Kfz und elektrische Wärmepumpen) werden für das untere Energieszenario durch eine Reduktion und für das obere Energieszenario durch eine Erhöhung ihrer jeweiligen Leistungsanteile um dreißig Prozent abgebildet. Entsprechend der im Vergleich zum konventionellen Verbrauch eher geringeren Anteile von E-Kfz und Wärmepumpen am Gesamtverbrauch führt dies im unteren Energieszenario zu einer geringfügig verminderten Stromnachfrage (-1,5 Prozent in 2024 bzw. -2,9 Prozent in 2034 bezogen auf das mittlere Energieszenario). In gleicher Größenordnung steigt die Stromnachfrage im oberen Energieszenario.

Energie (GWh)	2014 Status Quo	2024 unteres Energieszenario	2024 mittleres Energieszenario	2024 oberes Energieszenario	2034 unteres Energieszenario	2034 mittleres Energieszenario	2034 oberes Energieszenario
Verbrauch	36.740	36.717			36.302		
E-Kfz ¹		77	110	142	762	1.088	1.414
Wärmepumpen ¹		653	849	1.104	975	1.268	1.648
Rechenzentren ¹		882	1.232	1.596	1.302	1.820	2.359
Gesamt	36.740	38.328	38.908	39.559	39.341	40.478	41.724

Tabelle 4: Energieszenariorahmen: Veränderter Stromverbrauch in Hessen

¹ im hervorgehobenen Kasten jeweils der Verbrauchszuwachs relativ zum Verbrauch im Ausgangsjahr 2014.

Die in den Energieszenarien der Verteilnetzstudie angenommene Stromnachfrage ist zusammenfassend in Tabelle 4 abgebildet.

4.4 Elektrische Wärmepumpen

Im Energieszenariorahmen der Verteilnetzstudie wird verbrauchsseitig der zusätzliche Strombedarf für elektrische Wärmepumpen für eine sektorenübergreifende Bereitstellung von Raumwärme und (Trink-) Warmwasser abgebildet.

Die zugrundeliegenden Annahmen zur Entwicklung der Wärmenachfrage und Wärmebereitstellung orientieren sich am Szenario „Erneuerbare Energien“ der Studie „Energieeffizienzstrategie Gebäude“ [8]. Anhand des heutigen Wärmebedarfs für Raumwärme und Warmwasser in Hessen für Haushalte und den Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen [9] sowie den laut [8] erwarteten Einsparungen wird zunächst der zukünftige Wärmebedarf für Hessen abgeleitet. Dieser beträgt für 2024 mit insgesamt 49,3 TWh rund 86 Prozent des Bedarfs im Vergleich zum Ausgangsjahr 2014 und wird für 2034 mit 43,2 GWh bzw. rund 76 Prozent des Bedarfs im Ausgangsjahr 2014 angenommen (vergleiche Tabelle 5).

	2014	2024	2034	2050
Energiebedarf Raumwärme gegenüber 2008	90,4 %	75,9 %	65,3 %	51,9 %
Energiebedarf Warmwasser gegenüber 2008	99,5 %	97,5 %	93,9 %	87,5 %
Raumwärme über alle Sektoren, witterungsbereinigt (GWh)	48.747	40.970	35.248	28.015
Warmwasser über alle Sektoren (GWh)	8.473	8.307	8.000	7.455
Wärmepumpenanteile	2,7 % ¹	6,6 %	12,7 %	22,5 %
Wärmebereitstellung durch Wärmepumpen (GWh)	1.546 ²	3.252	5.493	7.981
Jahresarbeitszahl	3	3,83	4,33	4,97
Strombedarf Wärmepumpen (GWh)	515	849	1.268	1.606
Strombedarf Nachtspeicheröfen und Trinkwarmwasser direkt (GWh)³	2.683	2.660	2.245	1.355

Tabelle 5: Herleitung des Strombedarfs für elektrische Wärmepumpen und Rückbau direkter Stromnutzung für Niedertemperaturwärme

¹ laut Hessisches Statistisches Landesamt [10] in 2013. ² Errechneter Wert (Strombedarf Wärmepumpen multipliziert mit der Jahresarbeitszahl). ³ Auf Basis von bundesweiten Angaben, heruntergebrochen auf Hessen unter der Annahme, dass Hessen 5,83 Prozent des deutschlandweiten Wärmebedarfs beansprucht.

Die zugehörigen, in Tabelle 5 dargestellten, Entwicklungen werden für den mittleren Entwicklungspfad angenommen.

Für das untere und das obere Energieszenario der Verteilnetzstudie erfolgt jeweils eine Variation der Wärmepumpen-Durchdringung um dreißig Prozent.

Die Leistungsaufnahme von Wärmepumpen unterscheidet sich wesentlich in Abhängigkeit von der Leistungsklasse der jeweils eingesetzten Anlage.

Zur Herleitung, welche Leistungsklassen von Wärmepumpen in Hessen in welcher Häufigkeit vorkommen, erfolgt zunächst eine Unterteilung in sieben Gebäudetypen (vergleiche Abbildung 6), deren deutschlandweite Häufigkeitsverteilung für Hessen übernommen wurde.

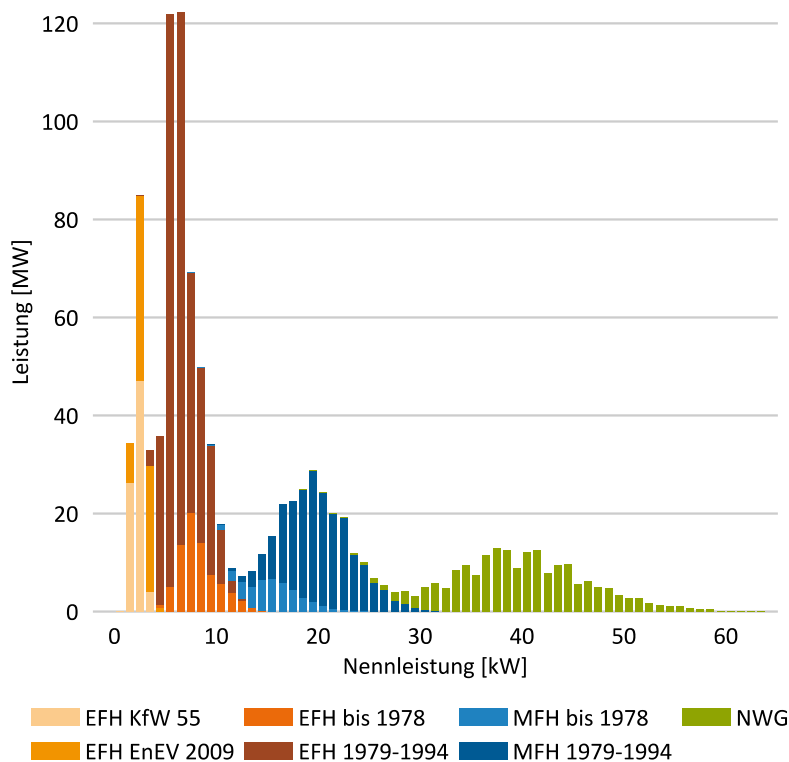


Abbildung 6: Aggregierte Anschlussleistungen der Nennleistungsklassen (2034 mittleres Energieszenario)¹

¹ Abkürzungen: NWG – Nichtwohngebäude, MFH – Mehrfamilienhaus, EFH – Einfamilienhaus, EnEV – Energieeffizienzverordnung, KfW 55 – Neubaurechtlinie KfW-Effizienzhaus 55.

Für Neubauten ab 2010 wird ein Anteil von 68 Prozent an Luft-Wärmepumpen und 32 Prozent an Erdwärmepumpen angenommen, während Gebäude mit Errichtungsdatum vor 2010 mit einem Anteil an Luftwärmepumpen von vierzig Prozent, respektive sechzig Prozent Erdwärmepumpen gerechnet wird.

Für den spezifischen Wärmebedarf für Heizwärme und Trinkwarmwasser der betrachteten Gebäudetypen erfolgt eine Wärmepumpen-Dimensionierung auf Basis spezifischer Leistungszahlen im Auslegungsfall, differenziert für Luft- und Erd-Wärmepumpen. Hierbei wird unterstellt, dass der Bedarf jederzeit ohne unterstützende Widerstandsheizung gedeckt werden kann. Die ermittelten Anschlussleistungen für die einzelnen Gebäudetypen wurden anschließend mit einer Varianz von fünfzehn Prozent belegt, um die Variabilität der Gebäude abzubilden. Die Abbildung 6 zeigt, welche aggregierten Anschlussleistungen

je Nennleistungsklasse für das mittlere Energieszenario für 2034 erwartet werden sowie die Verteilung auf die unterschiedlichen Gebäudeklassen.

Mikro-Blockheizkraftwerke wurden bei den Analysen zum Netzausbaubedarf nicht explizit berücksichtigt. Diese Anlagen wirken sich zwar primär auf den Einspeisefall aus, jedoch fallen hohe Erzeugungsleistungen der Blockheizkraftwerke zeitlich nicht mit den Zeiten der Einspeisespitzen der Photovoltaik zusammen (verminderte Wärmenachfrage durch solare Strahlungsgewinne).

4.5 Elektromobilität (E-Kfz)

In Hessen sind mit derzeit 3,5 Mio Pkw rund 7,9 Prozent der in Deutschland insgesamt zugelassenen Pkw gemeldet. Dazu zählen Ende 2015 etwa 2000 Pkw rein elektrisch angetriebene Fahrzeuge [11]. Daher wird ein entsprechend großes Potenzial für den Zuwachs an Elektromobilität in Hessen gesehen.

Zur Berücksichtigung der zunehmenden Elektromobilität wird in der Verteilnetzstudie der zusätzliche Strombedarf für Direktstrom von Pkw abgebildet. Der Strombedarf für den Schienenverkehr ist bereits in den heutigen Verbrauchsprofilen enthalten. Die regenerativ Kraftstoffbereitstellung in Form von Power-to-Gas oder Power-to-X wird aufgrund der noch beschränkten Erzeugungsinfrastruktur nicht berücksichtigt.

Die Abschätzung des erforderlichen Strombedarfs orientiert sich an der Metastudie „Wie hoch ist der Energieverbrauch der Energiewende?“ [12]. Die dort verglichenen Studien identifizieren einen deutschlandweiten zusätzlichen Stromverbrauch zwischen 29 TWh und 73 TWh für Direktstrom für Pkw im Jahr 2050. In Anlehnung daran wird im Rahmen der Verteilnetzstudie für das Jahr 2050 ein zusätzlicher Stromverbrauch von 63 TWh für Direktstrom für Pkw angenommen.

Mithilfe einer logistischen Funktion (Technologiediffusionskurve) wird der zeitliche Verlauf des Ausbaus der Elektromobilität entsprechend Abbildung 7 angenommen. Sofern für 2050 ein Anteil E-Kfz von achtzig Prozent erwartet wird, ergibt dies für das Jahr 2024 eine Durchdringung mit E-Kfz von zwei Prozent und für das Jahr 2034 eine Durchdringung von neunzehn Prozent.

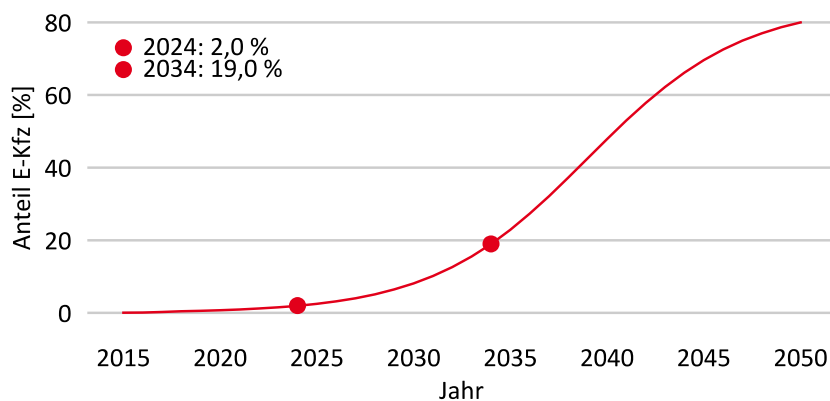


Abbildung 7: Für die Verteilnetzstudie angenommene Diffusionskurve für E-Kfz

Eine Aufteilung zwischen voll- bzw. batterieelektrischen Fahrzeugen (BEV: Battery Electric Vehicle) und Plug-in Hybridfahrzeugen (PHEV: Plug-in Hybrid Electric Vehicle) erfolgt in Anlehnung an das „Klimaschutzszenario 80“ der Studie „Klimaschutzszenario 2050“ [13] durch Interpolation auf die Stützjahre 2024 und 2034. Als Vereinfachung wurden die sogenannten Range Extended Electric Vehicles (REEV) den PHEV zugeordnet. Der Anteil batterieelektrischer Fahrzeuge wird in 2024 auf rund 28 Prozent und für 2034 auf rund 38 Prozent bemessen.

Die Tabelle 6 fasst die Annahmen zum spezifischen Stromverbrauch, durchschnittlichen jährlichen Kilometerleistungen und erwarteten Fahrzeugzahlen zusammen.

	2015	2024	2034	2050
Anzahl Pkw Hessen	3.483.965	3.483.965	3.483.965	3.483.965
– davon BEV	1.966	18.698	249.726	1.839.094
– davon PHEV	ca. 1.500	49.438	410.657	948.078
Anzahl E-Kfz gesamt	ca. 3.500	68.136	660.384	2.787.172
Anteil E-Kfz	0,0 %	2,0 %	19,0 %	80,0 %
Durchschnittliche km-Leistung BEV	10.000	10.000	10.000	10.000
Durchschnittliche km-Leistung PHEV	15.000	15.000	15.000	15.000
Spezifischer Verbrauch BEV (kWh/km)	0,189	0,189	0,189	0,189
Spezifischer Verbrauch PHEV (kWh/km)	0,1	0,1	0,1	0,1
Verbrauch BEV gesamt (GWh)	2,8	35,3	472	3.475,9
Verbrauch PHEV gesamt (GWh)	2,3	74,2	616	1.422,1
Verbrauch E-Kfz gesamt (GWh)	5,1	109,5	1.088	4.898

Tabelle 6: Annahmen und Stromverbrauch von Elektrofahrzeugen in Hessen

Aus der Anzahl Fahrzeuge wurde in Anlehnung an das Szenario „Pro 2020“ der Nationalen Plattform Elektromobilität [14] die Anzahl an erforderlichen Ladepunkten der unterschiedlichen Kategorien abgeleitet (vergleiche Tabelle 7). Die Anzahl der erwarteten Ladepunkte übersteigt geringfügig die Anzahl der erwarteten E-Kfz.

Ladetyp	2024	2034
Heimladen	55.266	535.645
Firmenladen	6.141	59.516
öffentliche Ladesäulen	4.206	40.764
teilöffentliche Ladesäulen	6.189	59.982
Fernverkehr	427	4.135

Tabelle 7: Anzahl Ladepunkte in Hessen in den verschiedenen Kategorien in den mittleren Szenarien

Des Weiteren wurden spezifische Ladeleistungen für die Ladepunkte der unterschiedlichen Typen entsprechend Abbildung 8 angenommen. Diese wurden in Anlehnung an [14] unter Einbeziehung eigener Annahmen (Trend zu höheren Ladeleistungen) erstellt.

Analog zum Wärmeszenario werden die hergeleiteten Fahrzeugzahlen für das mittlere Energieszenario angewendet und um jeweils dreißig Prozent nach oben bzw. unten variiert.

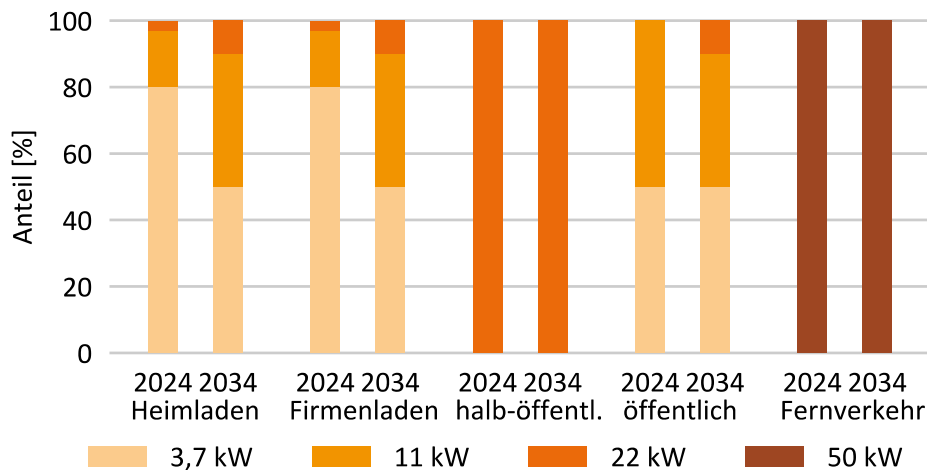


Abbildung 8: Ladeleistungen in den verschiedenen Ladepunkt-Kategorien in 2024 und 2034

4.6 Szenarien außerhalb der Landesfläche von Hessen

Teile der in Hessen betriebenen Netzgruppen des Hochspannungsnetzes ragen über die Landesgrenzen von Hessen hinaus, sodass für die relevanten benachbarten Bundesländer ebenfalls partielle Energieszenarien abgebildet werden müssen. Die betreffenden Werte für die Leistungsentwicklung von Windenergie und Photovoltaik außerhalb von Hessen orientieren sich am Anlagenbestand sowie an den Zubauzahlen des Netzentwicklungsplans Strom 2025 [15] für das Szenario B 2025 bzw. 2035 jeweils linear interpoliert auf die Stützjahre der Verteilnetzstudie (vergleiche Tabelle 8).

Bundesland	2024 Windenergie	2034 Windenergie	2024 Photovoltaik	2034 Photovoltaik
Niedersachsen	11.660	14.520	5.405	6.140
Nordrhein- Westfalen	7.698	11.250	6.835	7.910
Rheinland-Pfalz	4.433	6.220	2.710	3.070

Tabelle 8: Installierte Leistung der Windenergie und Photovoltaik in Nachbar-Bundesländern¹

¹ Werte nach Interpolation der Zubauzahlen des Netzentwicklungsplans (2015), Szenario B.

Die zu erwartenden Anzahlen für E-Kfz und elektrische Wärmepumpen orientieren sich an den Annahmen für Hessen, korrigiert um die Bevölkerungszahlen in den betrachteten Bundesländern (vergleiche Tabelle 9).

Die Verteilung auf die verschiedenen Ladepunkttypen und Ladeanschlussleistungen erfolgt analog zu den Annahmen für Hessen, ebenso werden die Annahmen für die Anschlussleistungen der Wärmepumpen übertragen.

Bundesland	2024 E-Kfz Ladepunkte	2034 E-Kfz Ladepunkte	2024 Wärme- pumpen	2034 Wärme- pumpen
Niedersachsen	90.917	881.148	125.317	193.884
Nordrhein- Westfalen	208.641	2.022.084	287.581	444.930
Rheinland-Pfalz	47.638	461.688	65.661	101.588

Tabelle 9: Anzahl E-Kfz Ladepunkte bzw. elektrischen Wärmepumpen in benachbarten Bundesländern

Anders als in den Energieszenarien für Hessen erfolgte hier keine weitere Differenzierung, sodass für das untere, mittlere und obere Energieszenario jeweils gleiche Annahmen getroffen wurden. Die Regionalisierung der zusätzlichen Erzeugungsleistung erfolgt mit eigenen Modellen für den Zubau von Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen. Im Fall der Windenergie werden im Zubaumodell die Bestandsanlagen entsprechend ihres jeweiligen Inbetriebnahmejahres berücksichtigt. Ein Zubau neuer Windenergieanlagen erfolgt auf zuvor ermittelten Potenzialflächen, unter anderem unter Berücksichtigung von 1000 Metern Abstand zu Wohnsiedlungen sowie der Windressource.

Bei Zubau der Photovoltaik wird ein Anteil von zwanzig Prozent an Photovoltaik-Freiflächenanlagen berücksichtigt, während achtzig Prozent als Photovoltaik-Aufdachanlagen abgebildet werden.

Die Photovoltaik-Freiflächenanlagen werden entlang der Randstreifen von Autobahnen und Schienenwegen verteilt, während Photovoltaik-Aufdachanlagen auf Basis der CORINE Landbedeckungsdaten [16] innerhalb der Siedlungsflächen zugebaut werden.

Die Regionalisierung der zusätzlichen Verbraucher (E-Kfz und elektrische Wärmepumpen) erfolgt anhand der Bevölkerungsverteilung. Alle Zubaumodelle arbeiten mit einer räumlichen Auflösung der Wettermodellflächen des COSMO-DE-Modells des Deutschen Wetterdienstes [17], d. h. der Auflösung von 2,8 Kilometer mal 2,8 Kilometer. Die Wettermodellflächen werden anschließend dem nächstgelegenen Hochspannungsknoten zugeordnet und aggregiert.

4.7 Regionalisierung Erneuerbarer Energieerzeugung und neuer Verbraucher

Die Berücksichtigung von realen Netzdaten stellt hohe Anforderungen an die räumliche Abbildung der Energieszenarien. Mithilfe von umfassenden Geodaten können in hohem Maße realitätsnahe Abbildungen der zukünftigen Versorgungsaufgaben hergeleitet werden.

In der Verteilnetzstudie werden für die Erstellung der Energieszenarien beispielsweise

- das Solarkataster Hessen,
- der Windatlas Hessen,
- die Daten des Liegenschaftskatasters,
- das digitale Basis-Landschaftsmodell,
- das digitale Oberflächenmodell,
- Zensusdaten (von 2011) im 100 Meter-Raster,
- Prognosen des demografischen Wandels

sowie zahlreiche Datensätze der Regionaldatenbank Deutschland [18] eingesetzt.

Mithilfe dieser Geodatenätze lassen die zu erwartenden Erzeugungsleistungen und Lasten bis auf einzelne Niederspannungsnetzanschlusspunkte zuordnen. Die zur Regionalisierung angewendeten Methoden wurden zum Teil im Rahmen des BMWi-geförderten Projekts STERN [19] entwickelt.

Auswertungen der Einwohnerzahlen je Gebäude und des Gebäudevolumens in Verbindung mit Liegenschaftsdaten ermöglichen eine Differenzierung zwischen den Nutzungsformen sowie zwischen Ein- bzw. Zwei- und Mehrfamilienhäusern. Auf diese Weise kann beispielsweise der vermehrte Zubau von Photovoltaik-Aufdachanlagen in Gebieten mit hohem Anteil an Ein- und Zweifamilienhäusern realistisch abgebildet werden, während eine Gleichverteilung dieser Leistungen über alle Siedlungsgebiete vermutlich zu einer Unterschätzung des Netzausbaubedarfs führen würde.

Die für Hessen vorgegebenen Mantelzahlen der Energieszenarien müssen auf Gemeinden und schließlich auf Netzzugangspunkte (Hausanschlüsse) verteilt werden. Da die Ermittlung des Netzausbaubedarfs jedoch nicht flächendeckend erfolgt, ist für landesweite Aussagen eine Hochrechnung mit einer möglichst feinen Granularität und Differenzierung der verschiedenen Netztypen erforderlich. Für diesen Zweck wird im Rahmen der Verteilnetzstudie die Betrachtungsebene der „erweiterten Ortslagen“ eingeführt (vergleiche Abbildung 9).

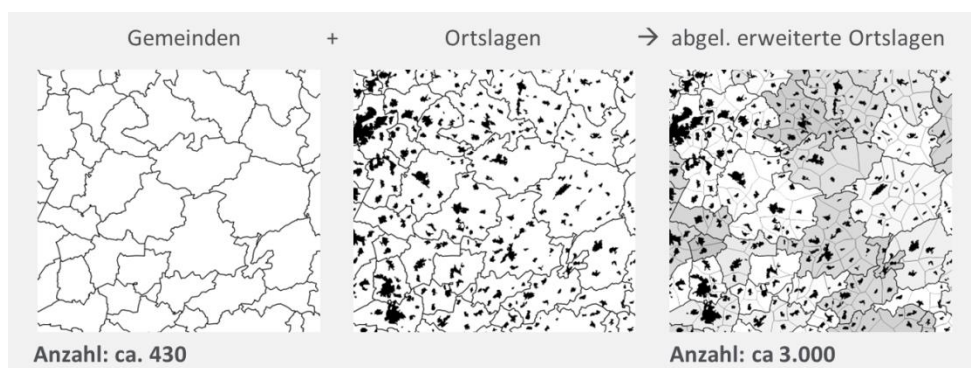


Abbildung 9: Unterteilung von Gemeinden in „erweiterte Ortslagen“

Unter einer Ortslage versteht man eine im Zusammenhang bebaute Fläche. Hierzu zählen unter anderem Wohnbebauung, Industrie- und Gewerbefläche, Flächen gemischter Nutzung sowie Flächen besonderer Prägung. Die Ortslagen sind im Digitalen Basis-Landschaftsmodell (ATKIS Basis-DLM [20]) unter der Kennung *SIE01_F* ausgewiesen. Diese Flächen werden mittels „Growing Distance“-Verfahren erweitert, sodass auch die außerhalb der Ortslagen liegenden Flächen miterfasst und einer Ortslage zugeordnet werden. Der beschriebene Ansatz führt zu rund 3000 erweiterten Ortslagen.

Im Vergleich zu den rund 430 Gemeinden in Hessen erhöht sich durch diesen Ansatz die Auflösung um einen Faktor von knapp sieben und damit analog auch die Stichprobengröße für die spätere Hochrechnung.

Die Regionalisierung der Leistungen erfolgt in Abhängigkeit von der Spannungsebene, auf welcher der Anschluss vorgenommen wird, mit unterschiedlicher Detaillierung (Abbildung 10).

Technologien wie Photovoltaik-Aufdachanlagen, E-Kfz und elektrische Wärmepumpen werden meist auf der Niederspannungsebene angeschlossen und müssen daher den relevanten Niederspannungsanschlusspunkten zugeordnet werden. Hierbei wird ein zweistufiges Verfahren angewendet. In einem ersten Schritt erfolgt ein Herunterbrechen der Mantelzahlen auf die Ebene Gemeinde (E-Kfz und Wärmepumpen) bzw. erweiterte Ortslage (Photovoltaik-Aufdachanlagen) anhand von regionalstatistischen Daten, der Bevölkerungsverteilung sowie im Fall der Photovoltaik-Aufdachanlagen auf Basis der Verteilung von Bestandsanlagen und Dachpotenzialflächen. In einem zweiten Schritt werden diese Vorgaben anschließend als einzelne Photovoltaik-Aufdachanlagen, Ladepunkte bzw. Wärmepumpen den exakten Niederspannungsnetzanschlüssen zugeordnet. Anschlussleistungen bzw. Größenklassen werden anhand statistischer Auswertungen (Photovoltaik-Aufdachanlagen) oder den hinterlegten Energieszenarioannahmen (E-Kfz und Wärmepumpen) gewählt und passenden Anschlusspunkten standortgenau zugeordnet.

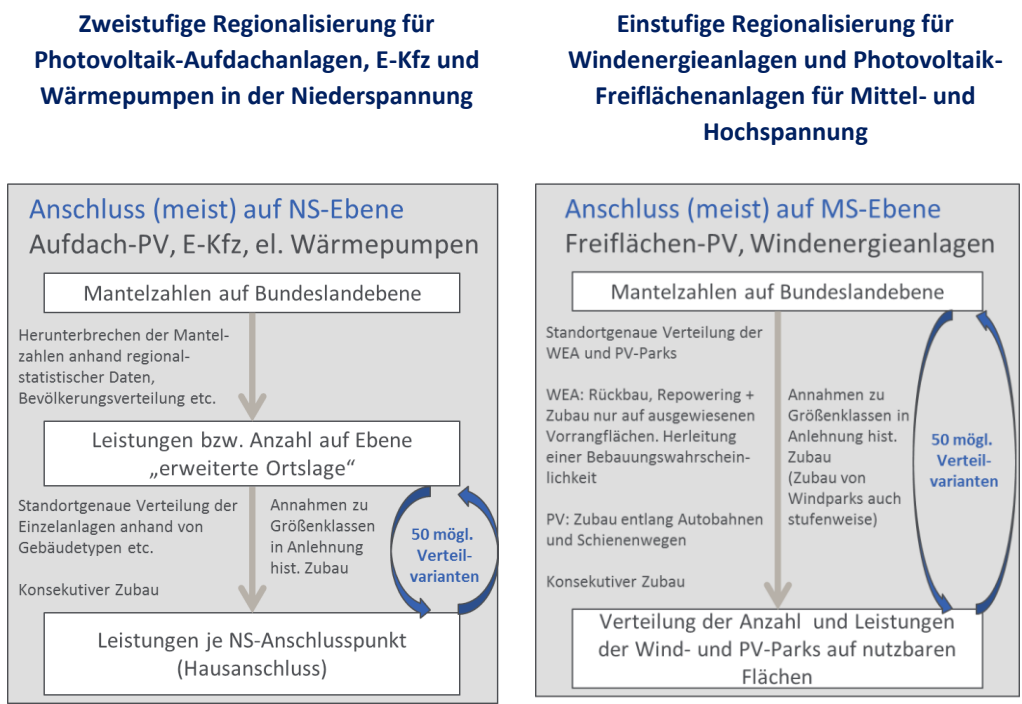


Abbildung 10: Ansätze zur Regionalisierung der Leistungen in Abhängigkeit von der Spannungsebene

Vorhersagen, wie sich die Leistungen der Mantelzahlen auf die einzelnen Ortslagen verteilen, sind mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Um diese Unsicherheiten abzubilden, werden auf Ebene der erweiterten Ortslagen stochastisch jeweils fünfzig konkrete Verteilvarianten (vergleiche Kapitel 5.5.1, 5.7.1 und 5.8.1; im Weiteren, insbesondere in der Auswirkungsanalyse, als Energieszenario-Ausprägungen bezeichnet) modelliert. Da bei Photovoltaik-Aufdachanlagen die Mantelzahlen im ersten Schritt der Regionalisierung

bereits auf Ortslagenebene heruntergebrochen werden, wird zwischen den Energieszenario-Ausprägungen eine Varianz von zehn Prozent aufgeprägt. Dieser Wert stellt eine Abschätzung der Unsicherheit für das gewählte Vorgehen für den ersten Schritt der Regionalisierung dar.

Im Gegensatz zu Photovoltaik-Aufdachanlagen ergibt sich bei E-Kfz und Wärmepumpen eine Varianz auf Ebene der Ortslagen zwischen den einzelnen Energieszenario-Ausprägungen bereits aus den Verteilungen der Einzelanlagen innerhalb der Gemeinden, sodass auf das Aufprägen einer zusätzlichen Varianz verzichtet wurde.

Der Anschluss von Windenergieanlagen und von Photovoltaik-Freiflächenanlagen erfolgt hingegen meist auf Mittelspannungsebene und erfordert daher ein angepasstes Vorgehen bei der Regionalisierung (vergleiche Abbildung 10). Hier werden die einzelnen Windenergie- und Photovoltaik-Freiflächenanlagen direkt bundeslandweit verteilt. Ebenso erfolgt das „Lösen“ unterschiedlicher Verteilvarianten über ganz Hessen (unter Berücksichtigung geeigneter Flächen).

Insbesondere bei der Windenergie ist eine Berücksichtigung von Rückbau alter Anlagen und von Repowering erforderlich, da dies mittel- bis langfristig zu einer Verlagerung der Windenergieanlagen in die ausgewiesenen Vorrangflächen führt. Die Größenklassen der einzelnen Photovoltaik-Freiflächenanlagen orientieren sich an vergangenen Ausschreibungsgebieten. Bei der Windenergie kann eine Vorrangfläche auch in mehreren Bauabschnitten mit einem Zubau von zwei bis zehn WEA schrittweise erschlossen werden.

4.7.1 Demographischer Wandel

Nach den Prognosen von Demographen (vom Hessischen Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung bereitgestellte Basisdaten [21]) wird sich die Bevölkerung in Hessen regional sehr unterschiedlich entwickeln. Es wird davon ausgegangen, dass sich die Bevölkerungszahlen in den ländlichen Gemeinden deutlich reduzieren werden, während den eher städtisch geprägten Gemeinden sowie in den Einzugsgebieten der Städte mit einem im Mittel moderaten Anstieg der Bevölkerungszahlen zu rechnen ist (vergleiche Abbildung 11).

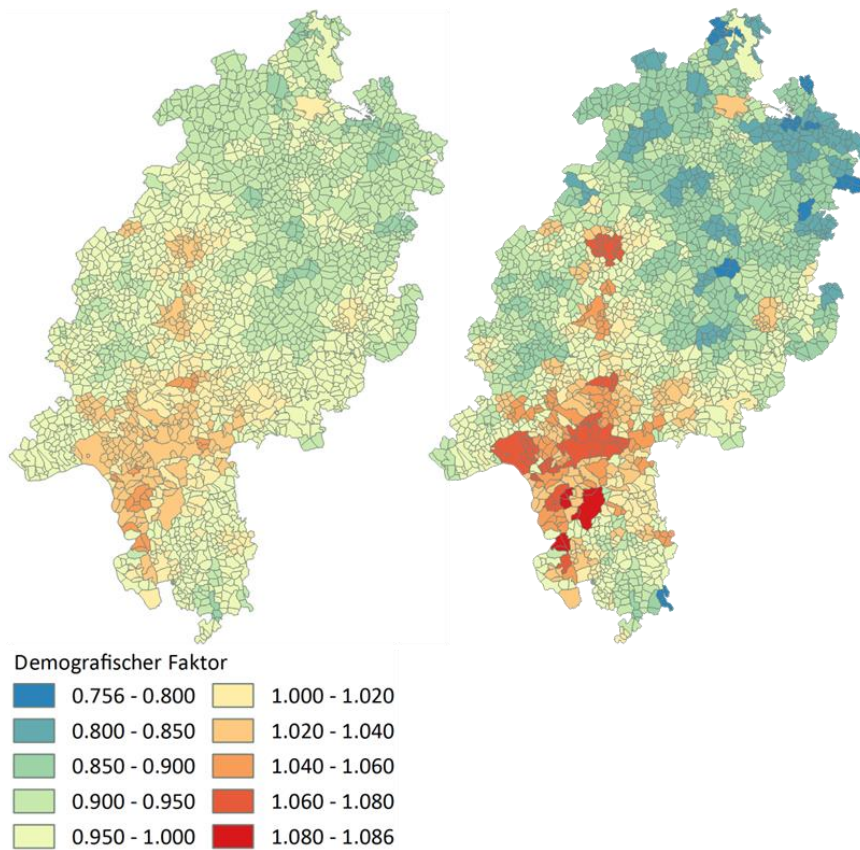


Abbildung 11: Relative Veränderung der Bevölkerungszahlen in den Gemeinden¹

¹ Datenbasis der HA Hessen Agentur GmbH.

Um diesen Entwicklungen im Rahmen dieser Studie Rechnung zu tragen, wurden die Prognosen auf die räumliche Verteilung des Zubaus von Photovoltaik-Aufdachanlagen, E-Kfz und elektrischen Wärmepumpen abgebildet. Dabei werden die Faktoren zur Bevölkerungsentwicklung innerhalb einer Gemeinde bei den Technologien E-Kfz und Wärmepumpen direkt auf die Zubauzahlen angewendet, während bei der Photovoltaik diese Faktoren angeglichen an Abschätzungen der beteiligten Netzbetreiber nur abgeschwächt (siebzig Prozent) berücksichtigt werden. Der Hintergrund hierfür ist die Annahme, dass die Dachflächenpotenziale in den Gemeinden von der Bevölkerungsentwicklung weitgehend unbeeinflusst sind und daher nutzbar bleiben.

4.7.2 Windenergie

Für die Regionalisierung der Windenergie in den Energieszenarien werden Bestandsanlagen und ausgewiesene Vorrangflächen der Windenergienutzung (Windvorrangflächen) zugrunde gelegt. Diese Daten wurden durch das Land Hessen als GIS-Datensatz bereitgestellt. Da es sich bei dem Verfahren zur Ausweisung von Windvorrangflächen um eine Konzentrationsplanung mit Ausschlusswirkung handelt, können genehmigungspflichtige Windenergieanlagen zukünftig ausschließlich innerhalb der Windvorrangflächen errichtet werden. Ebenso ist ein Repowering nur an Standorten innerhalb der Windvorrangflächen

möglich. Bestandsanlagen werden daher nach Erreichen einer wirtschaftlichen Betriebsdauer von zwanzig Jahren im Modell zurückgebaut, sofern diese außerhalb der Windvorrangflächen liegen. Liegen die Bestandsanlagen innerhalb der Windvorrangflächen, wird angenommen, dass ein Repowering erfolgt. Für die verbleibende Leistung zwischen Bestand und Rahmencahlen des Energieszenarios wird ein Neubau von Windenergieanlagen angenommen.

Mithilfe eines Anlagenplatzierungsalgorithmus wird zunächst untersucht, welche Anzahl Anlagen auf den Flächen installiert werden kann (vergleiche Abbildung 12). Dabei werden stellvertretend Windenergieanlagen mit Rotordurchmesser von 115 Metern und einer Generatorkennleistung von 3 MW angenommen (289 W/m^2). Zwar ist für die betrachteten Stützjahre auch vermehrt der Zubau von Anlagengrößen über 3 MW wahrscheinlich, jedoch sind die Auswirkungen auf die Flächenbedarfsabschätzung so gering, dass die Annahme der Anlagengröße von 3 MW fortgelten kann.

Der Abstand der Einzelanlagen beträgt vier Rotordurchmesser in Haupt- und Nebenwindrichtung.

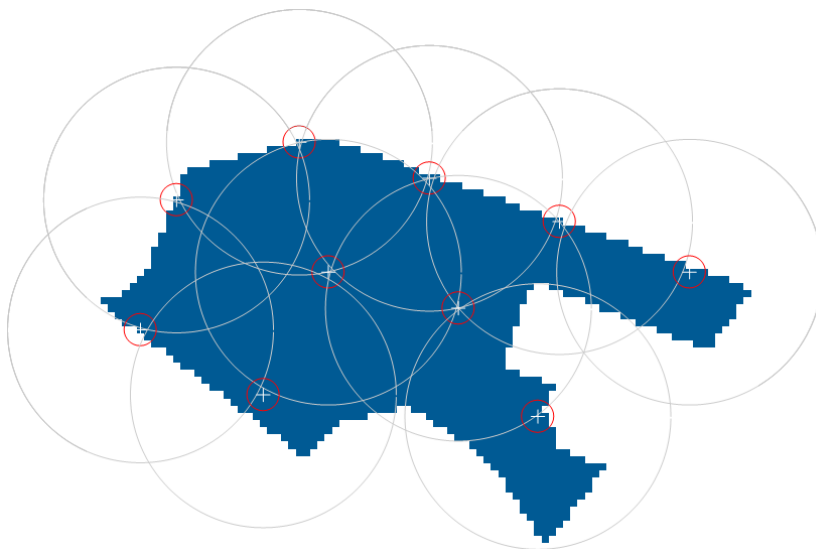


Abbildung 12: Rasterbasierte Platzierung von Windenergieanlagen¹

¹ Blaue Flächen: Windvorranggebiete im 25m-Raster; weiße Kreuze: ermittelte Windenergieanlagenstandorte; rote Kreise: Rotordurchmesser; graue Kreise: Mindestabstand zwischen jeweils zwei Windenergieanlagen (vier Rotordurchmesser).

Die Wahrscheinlichkeit, dass ein Zubau innerhalb einer Fläche erfolgt, wird anhand der Parameter Standortgüte, Anlagenanzahl, Standort (Wald) und einem Faktor für die Nähe des Standorts zur Bevölkerung erstellt (vergleiche Abbildung 13).

Bei der Standortgüte auf Basis des Windatlas Hessen [22] wird davon ausgegangen, dass trotz angleichendem Referenzertragsmodell ein besserer Standort weiterhin geringe Vorteile hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit bietet. Bei einem Referenzertrag unter sieben Prozent erfolgt im aktuellen Ausschreibungsverfahren keine weitere Anpas-

sung der Korrekturfaktoren, sodass die Erschließung solcher Standorte als deutlich unwahrscheinlicher angesehen wird. Des Weiteren wurde angenommen, dass kleine Flächen auf denen nur ein oder zwei Windenergieanlagen errichtet werden können, aufgrund höherer spezifischer Planungskosten mit geringerer Wahrscheinlichkeit bebaut werden. Ebenso erfordern Waldstandorte eine angepasste Auslegung der Windenergieanlagen, was mit höheren Investitionskosten verbunden ist. Es entstehen tendenziell zusätzliche Kosten für die Errichtung von Windenergieanlagen in Waldstandorten, beispielsweise durch Rodung oder erschwerten Transport. Vor dem Hintergrund des stark auf Minimierung der Stromgestehungskosten ausgerichteten Ausschreibungsverfahrens für Windenergie an Land [23] wird erwartet, dass die Errichtung von Windenergieanlagen an Waldstandorten folglich mit geringerer Wettbewerbsfähigkeit verknüpft ist und damit auch weniger wahrscheinlich wird. Als weiteres Kriterium wurde die Bevölkerungszahl in einem Umkreis von 2000 Metern ermittelt. Unter der Annahme einer bei höherer Bevölkerungszahl sinkenden Akzeptanz für Windenergieanlagen in unmittelbarer Wohnnähe führt auch dieses Kriterium zu einer gewissen Abwertung der Zubauwahrscheinlichkeit einer Vorrangfläche.

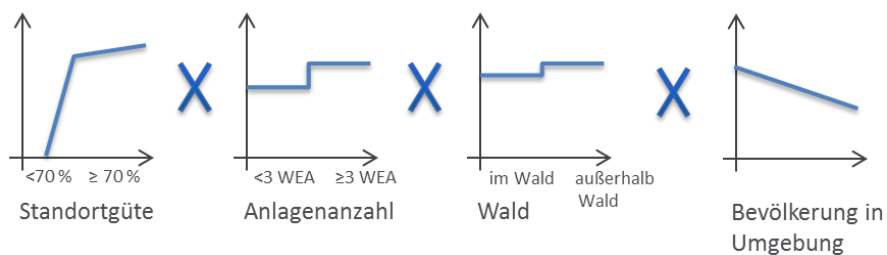


Abbildung 13: Einflussgrößen auf die Zubauwahrscheinlichkeit von Windvorrangflächen¹

¹ Abkürzung: WEA – Windenergieanlagen.

Entsprechend der so erstellten Wahrscheinlichkeiten werden anschließend Flächen „gelöst“ (Weighted Roulette Methode) und unter Berücksichtigung der maximal auf der Fläche installierbaren Anzahl an Windenergieanlagen mit zufällig zwischen zwei und zehn gewählten Windenergieanlagen bebaut. Übersteigt die zufällige Anzahl zuzubauender Anlagen die Kapazität der Fläche, so wird diese vollständig bebaut, weitere Anlagen werden nicht berücksichtigt. Bis zur vollständigen Belegung einer Fläche, kann sie erneut für einen weiteren Zubau gelöst werden. Auf diese Weise werden Windenergie-Leistungen verteilt, bis die Summe aus verbleibenden Bestandsanlagen und Zubau der Leistung im Energieszenario entspricht. Auch für den Zubau an Windenergieanlagen werden fünfzig mögliche Energieszenario-Ausprägungen (Verteilungsvarianten) erstellt. Die resultierende Anlagenverteilung für das Jahr 2034 (mittleres Energieszenario) nach Zuordnung zu den erweiterten Ortslagen als Mittelwert über die fünfzig Energieszenario-Ausprägungen zeigt Abbildung 14 im Vergleich zur Anlagenverteilung Ende 2014.

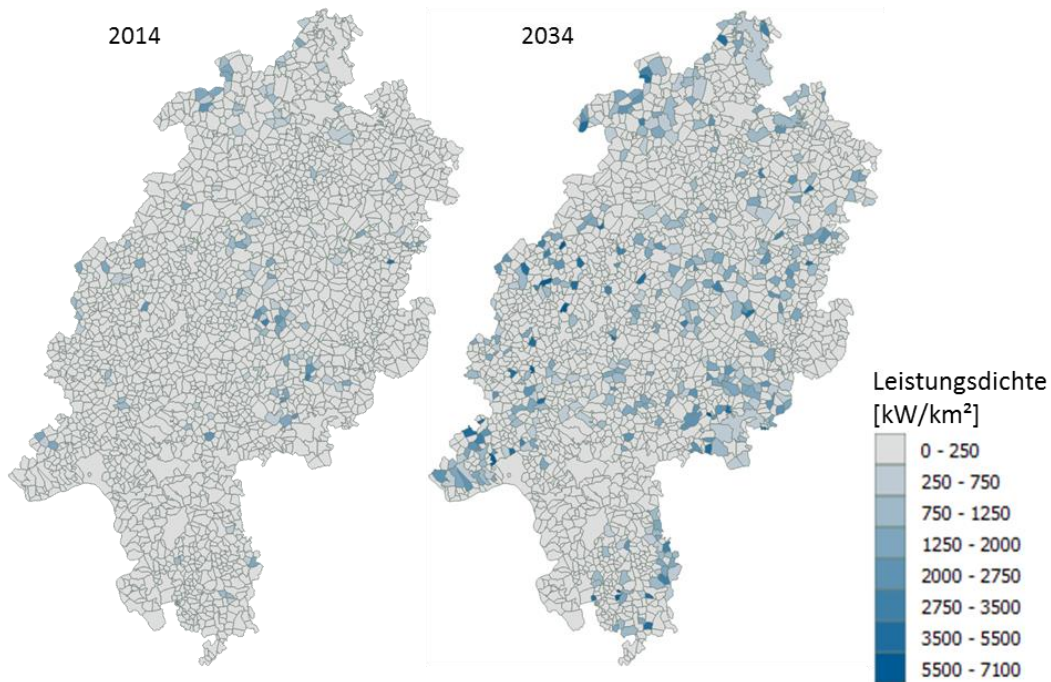


Abbildung 14: Leistungsdichte der Windenergie in Hessen für 2014 und 2034 (mittleres Energieszenario)

4.7.3 Photovoltaik

Die Regionalisierung der Photovoltaik-Anlagen erfolgt differenziert nach Aufdach- und Freiflächenanlagen. Es wird ein leistungsbezogenes Verhältnis von achtzig Prozent an Aufdachanlagen zu zwanzig Prozent an Freiflächenanlagen für den Zubau von Photovoltaik angenommen.

4.7.3.1 Photovoltaik-Freiflächenanlagen

Die Regionalisierung der Photovoltaik-Freiflächenanlagen ist im Vergleich zur Windenergie mit größeren Unsicherheiten behaftet, da hierfür derzeit keine Flächenausweisung im Rahmen der Regionalplanung erfolgt.

Im aktuellen Ausschreibungsverfahren gelten grundsätzlich drei Flächenkategorien als für die Errichtung von Photovoltaik-Freiflächenanlagen geeignet (Randstreifen, Konversionsflächen, Ackerland/Grünflächen). Geografisch klar zu erfassen sind davon lediglich die 110 Meter-Randstreifen entlang von Autobahnen und Schienenwegen. Den Zubau auf Konversionsflächen im Rahmen der Regionalisierung zu berücksichtigen, ist dagegen gegenwärtig schwierig, da kein einheitlicher Datensatz für diese Flächenkategorie vorliegt. Ebenso hat Hessen bisher nicht von der Länderöffnungsklausel für die Errichtung von Photovoltaik-Freiflächenanlagen auf Ackerland- und Grünflächen in landwirtschaftlich benachteiligten Gebieten Gebrauch gemacht.

Entsprechend der Datenverfügbarkeit und den förderrechtlichen Vorgaben wird im Rahmen dieser Studie der Zubau von Photovoltaik-Freiflächenanlagen ausschließlich entlang von Autobahnen und Schienenwegen abgebildet. Hierfür erfolgt zunächst eine zufällige Ermittlung einer großen Anzahl an potenziellen Standorten auf geeigneten Flächen, die im folgenden Schritt in zufälliger Reihenfolge mit einzelnen Photovoltaik-Freiflächenanlagen bebaut werden, bis die im Energieszenario vorgesehene Leistung erreicht ist. Die Größenklassenverteilung der einzelnen Freiflächenanlagen entspricht dabei denen der bezuschlagten Photovoltaik-Freiflächenanlagen der ersten beiden Ausschreibungsrunden [24] [25] (vergleiche Abbildung 15). Das beschriebene Verfahren wird fünfzigmal angewendet, um verschiedene Energieszenario-Ausprägungen zu generieren.

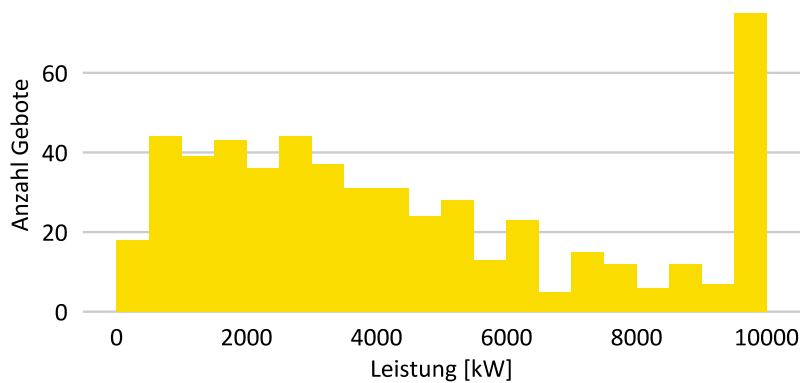


Abbildung 15: Größenklassenverteilung der Gebote für Photovoltaik-Freiflächenanlagen der ersten zwei Ausschreibungsrunden

Zum Bestand an Photovoltaik-Freiflächenanlagen liegen keine hinreichenden Daten vor, um die Anlagen standortgenau abbilden zu können. Da jedoch einerseits die Freiflächenanlagen bereits in den Netzdaten der betrachteten Mittelspannungsnetze berücksichtigt sind, andererseits für die Hochrechnung sich die installierten Leistungen aus den Stammdaten der Bundesnetzagentur gemeindegerecht ermitteln lassen, reicht es aus, lediglich den Zubau von Freiflächenanlagen im Rahmen der Verteilnetzstudie abzubilden.

Die Abbildung 16 zeigt die räumliche Verteilung der Photovoltaik-Freiflächenanlagen im Jahr 2014 auf Gemeindeebene sowie die im mittleren Energieszenario 2034 angenommene Verteilung zugebauter Photovoltaik-Freiflächenanlagen je erweiterter Ortslage als Mittelwert über die fünfzig Energieszenario-Ausprägungen. Ein Rückbau von Bestandsanlagen wurde im Rahmen der Energieszenarien nicht berücksichtigt.

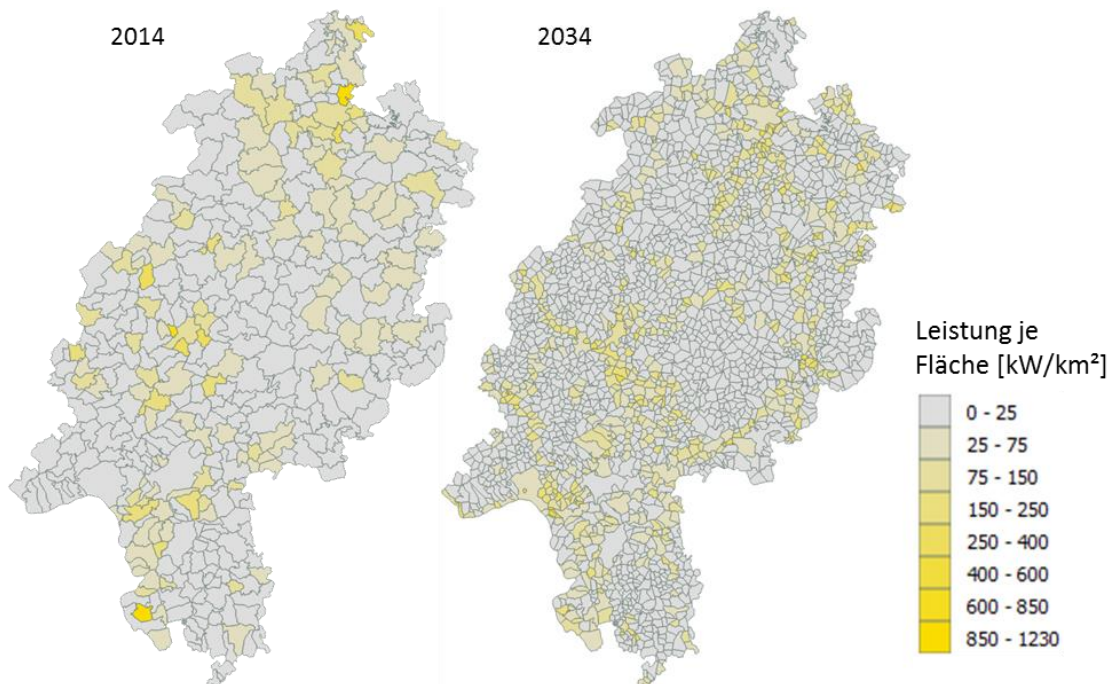


Abbildung 16: Leistungsdichte der Photovoltaik-Freiflächenanlagen in 2014 und Zubau bis 2034¹

¹ abgebildet für das mittlere Energieszenario 2034.

4.7.3.2 Photovoltaik-Aufdachanlagen

Die Regionalisierung zusätzlicher Photovoltaik-Aufdachanlagen erfolgt auf Basis des Solar-Katasters Hessen [7], das im Auftrag des Landes Hessen für die Bearbeitung der Verteilnetzstudie bereitgestellt wurde.

Für die Regionalisierung wird ein zweistufiges Verfahren angewendet, um zunächst die Verteilung der zuzubauenden Leistung auf Ebene der erweiterten Ortslagen und anschließend auf einzelne Niederspannungsnetzanschlusspunkte vorzunehmen. Für den ersten Schritt werden die georeferenzierten Bestandsanlagen berücksichtigt, indem je Ortslage zunächst für die Jahre 2000 bis 2014 der Bestand von Photovoltaik-Aufdachanlagen mit Anschluss in das Niederspannungsnetz (Netzebene 6 und 7) gegen den landesweiten Bestand an Anlagen dieser Spannungsebene in Hessen aufgetragen wird (vergleiche Abbildung 17, Kreuze).

Dieser Zusammenhang lässt sich in den meisten Fällen durch eine lineare Funktion beschreiben. Durch Extrapolation dieser Auftragung lässt sich abschätzen, welcher Anteil des landesweiten Zubaus auf die erweiterte Ortslage entfallen würde.

Zusätzlich zur historischen Zubaudynamik wird weiterhin das Potenzial für Photovoltaik-Aufdachanlagen innerhalb einer Ortslage berücksichtigt. Dieses ist in der Darstellung für fünf Beispielortslagen jeweils als horizontale gestrichelte Linie eingezeichnet. Unter der Annahme, dass bei einer Erschließung des Potenzials über fünfzig Prozent zunehmend auf weniger attraktive, unvorteilhafter ausgerichtete Dachflächen ausgewichen werden muss, wird ein zunehmend kleinerer Anteil des landesweiten Zubaus auf diese Ortslage

entfallen. Dies spiegelt sich in einem Abknicken und schließlich der asymptotischen Annäherung der linearen Extrapolation an die Potenzialgrenze wider (Ortslagen 2, 3 und 5 in Abbildung 17). In Ortslagen, die von der Potenzialgrenze noch weiter entfernt sind, führt dies dazu, dass ein größerer Anteil des verbleibenden Zubaus auf sie entfällt, was sich in einem konkaven Verlauf der Auftragung widerspiegelt (Ortslagen 1 und 4 in Abbildung 17).

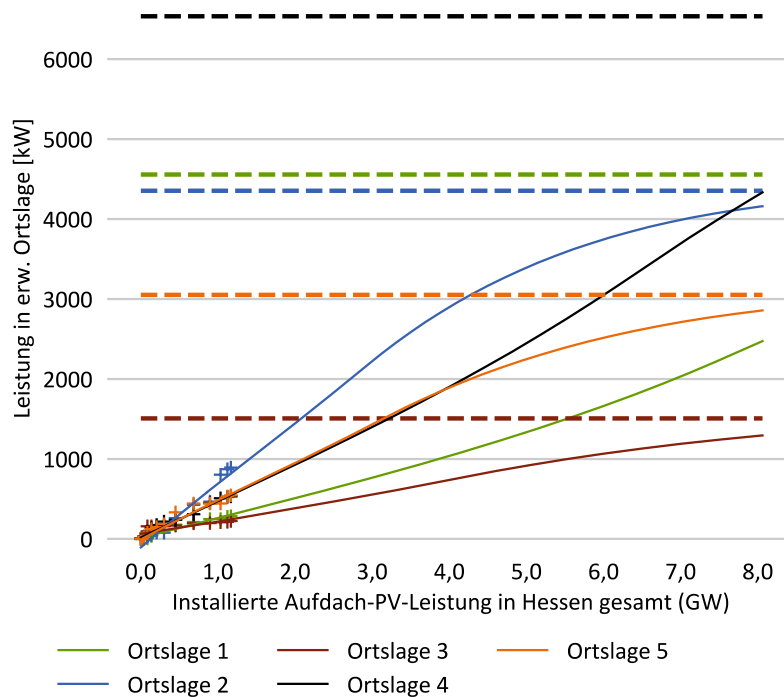


Abbildung 17: Historischer Photovoltaik-Zubau und erwartete Entwicklung in fünf Beispielortslagen

Aus der für Hessen landesweit vorgegebenen Leistung von Photovoltaik-Aufdachanlagen lässt sich auf diese Weise die zu erwartende Leistung innerhalb einer erweiterten Ortslage ermitteln (vergleiche Abbildung 18).

Das beschriebene Verfahren stellt eine Abschätzung des zu erwartenden Zubaus je erweiterter Ortslage dar. Zur Abbildung der Unsicherheiten im Rahmen unterschiedlicher Energieszenario-Ausprägungen werden die ermittelten Photovoltaik-Leistungen je erweiterter Ortslage mit einer Varianz von zehn Prozent belegt (vergleiche Kapitel 4.7).

Die, je erweiterter Ortslage prognostizierten, Photovoltaik-Leistungen müssen im Weiteren auf Niederspannungsnetzanschlusspunkte verteilt werden. Die Datenbasis sind hierfür, neben den Bestandsanlagen anhand der EEG-Stammdaten, das Solar-Kataster Hessen mit Ausweisung von geeigneten Flächen und der mittleren Einstrahlung auf die geeignete Fläche sowie die Gebäudetypen und Liegenschaften auf Basis des Liegenschaftskatasters [26].

Unter Verwendung der Bevölkerungszahlen im Raster von 100 Meter mal 100 Meter [27] sowie des ermittelten Gebäudevolumens [28] wird zunächst die Einwohnerzahl je Ge-

bäude abgeschätzt. Dabei werden Wohngebäude, denen geographisch bis zu fünf Einwohner zugeordnet werden, als Ein- bis Zweifamilienhäuser klassifiziert. Bei mehr als fünf Einwohnern erfolgt die Klassifizierung als Mehrfamilienhaus. Damit wird die inhärente Eignung eines Gebäudes für den Bau einer Photovoltaik-Aufdachanlage anhand des ermittelten und im Liegenschaftskataster enthalten Gebäudetyps sowie der durchschnittlichen solaren Einstrahlung jedes Gebäudes bewertet. Die beiden Bewertungskriterien Gebäudetyp und Einstrahlung werden durch Überlagerung zusammengeführt. Als Methode der Überlagerung wird die Methode Compromise Programming nach [29] verwendet. Die Gewichtung der Einzelkriterien wird mit siebzig Prozent für Gebäudefunktionalität und dreißig Prozent für die solare Einstrahlung vorgegeben.

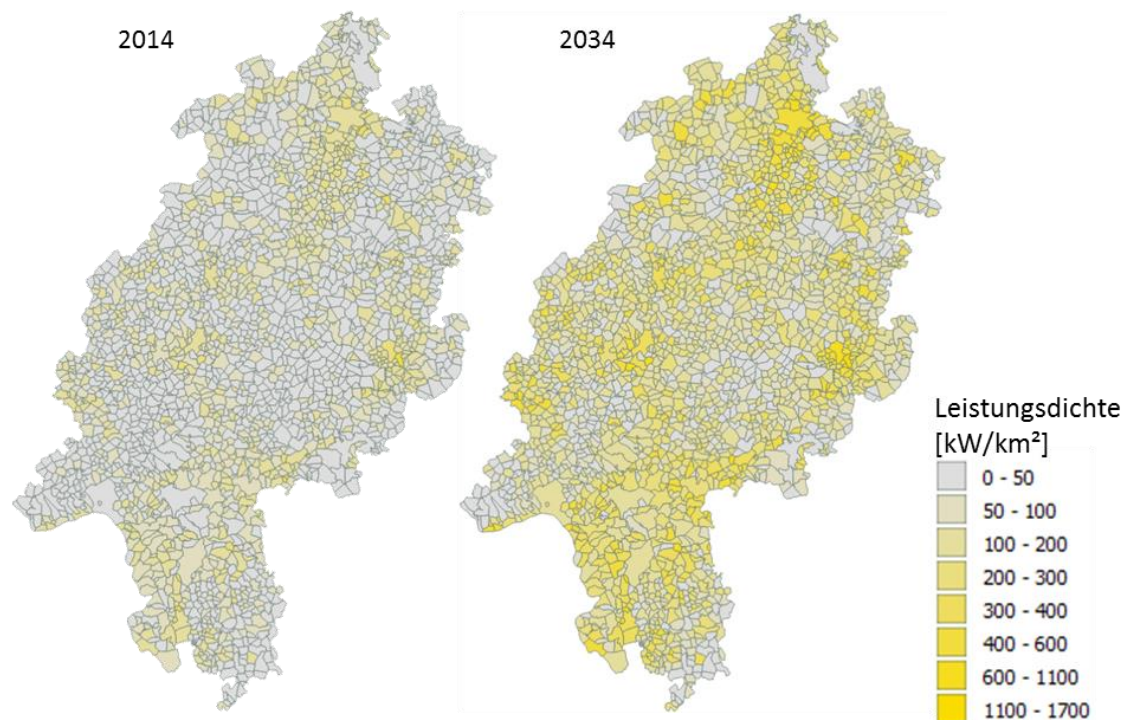


Abbildung 18: Leistungsdichte der Photovoltaik-Aufdachanlagen in 2014 und 2034¹

¹ dargestellt für das mittlere Energieszenario 2034.

Die für zuzubauende Anlagen berücksichtigten Größenklassen orientieren sich an der Größenklassenverteilung der Photovoltaik-Anlagen mit Anschluss auf Niederspannungsebene mit Zubau zwischen 2012 und 2014, die aus einer Auswertung der EEG-Stammdaten für Hessen abgeleitet wurde. Mittels der vorgegebenen Größenklassen und des Energieszenariorahmens für 2024 und 2034 wird die Anzahl der neu zu errichtenden Photovoltaik-Aufdachanlagen je Energieszenario-Ausprägung bestimmt. Als Randbedingung gilt, dass die oben erwähnte Größenklassenverteilung in den einzelnen erweiterten Ortslagen annähernd erhalten bleibt. Der Zubau wird dabei hierarchisch, beginnend mit der jeweils größten Leistungsklasse, durchgeführt. Als weitere Randbedingung wird die Verteilung der Gebäudebewertung aller georeferenzierten Anlagen in Hessen bestimmt. Diese Bewertungsverteilung soll ebenfalls annähernd während des Zubaus erhalten bleiben und bestimmt somit maßgeblich die Eintrittswahrscheinlichkeit des Photovoltaik-

Zubaus je Gebäude. Als weitere Randbedingung wird die geneigte Dachfläche aus dem Solarkataster berücksichtigt. Mit einem Faktor von $7 \text{ m}^2/\text{kWp}$ muss die geeignete Dachfläche in der Lage sein, die Photovoltaik-Aufdachanlage aufzunehmen.

Die Verteilung erfolgt dann durch eine zufällige Auswahl der Gebäude und Liegenschaften innerhalb einer erweiterten Ortslage in Abhängigkeit der oben erwähnten Randbedingungen je Energieszenario-Ausprägung. Die Abbildung 19 zeigt exemplarisch eine resultierende Verteilung von Photovoltaik-Aufdachanlagen sowie deren Anschlussleistungen für das mittlere Energieszenario 2034.

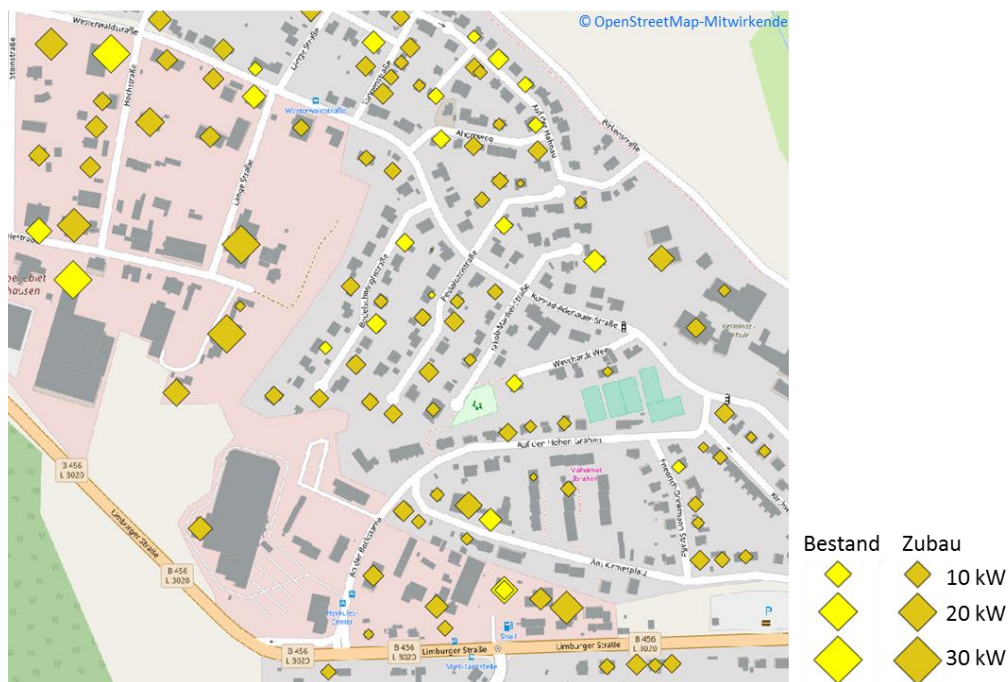


Abbildung 19: Exemplarische Darstellung von Bestand und Zubau von Photovoltaik-Aufdachanlagen^{1,2}

¹ dargestellt für das mittlere Energieszenario 2034. ² Hintergrund: OpenStreetMap und Gebäudeumringe aus Basis-DLM

4.7.4 Wärmepumpen

Die Regionalisierung der Wärmepumpen erfolgt in zwei Stufen. Zunächst werden die Rahmencahlen auf die Gemeinden verteilt. Im zweiten Schritt werden die Wärmepumpen innerhalb der Gemeinden häuserscharf verteilt.

Für die Regionalisierung auf Gemeindeebene wird die in den Energieszenarien vorgegebene Anzahl an Wärmepumpen für Hessen (siehe Kapitel 4.4) anhand der Verbreitung der verschiedenen Gebäudeklassen auf die Gemeinden aufgeteilt. Hierfür werden zunächst aus den Liegenschaftsdaten die hessenweiten Summen der Gebäudezahlen für die drei Klassen

- Ein- und Zweifamilienhäuser,
- Mehrfamilienhäuser und

– Wirtschaftsgebäude bzw. Nichtwohngebäude

ermittelt. Der Anteil der jeweiligen Gebäudetypen in den Gemeinden in Relation zu ihren Anteilen in Hessen wird anschließend auf die zu verteilende Wärmepumpenanzahl des Gebäudetyps in den Energieszenarien proportional entsprechend des Gebäudeanteils auf die Gemeinden aufgeteilt.

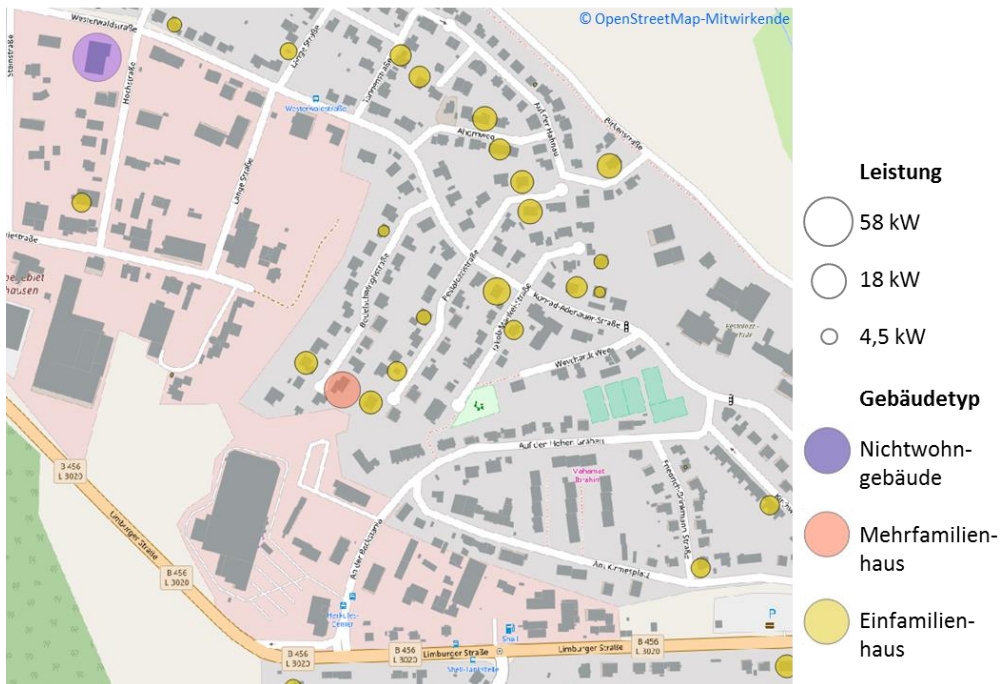


Abbildung 20: Exemplarische Darstellung des erwarteten Zubaus von elektrischen Wärmepumpen¹

¹ Hintergrund: OpenStreetMap und Gebäudeumringe aus Basis-DLM

Anschließend erfolgt die Anwendung der zuvor ermittelten Faktoren für den demografischen Wandel auf die Wärmepumpenzahlen je Gemeinde. Dabei erfolgt keine Unterscheidung zwischen den Gebäudetypen. Am Beispiel: In einer Gemeinde, in der bis 2034 nur 75 Prozent der heutigen Bevölkerungszahlen erwartet wird, wird auch die Anzahl zu verteiler Wärmepumpen (aller Gebäudetypen) auf 75 Prozent reduziert. Die Korrekturfaktoren wurden so angepasst, dass die Gesamtanzahl der Wärmepumpen in Hessen unverändert bleibt und den Vorgaben des Energieszenariorahmens entspricht.

Die nachfolgende Zuordnung der Wärmepumpen zu den Niederspannungsnetzanschlusspunkten führt zu einer standortgenauen Verteilung der Wärmepumpen innerhalb der Gemeinden (vergleiche Abbildung 20). Da keine hessenweiten, belastbaren Informationen zum Gebäudealter verfügbar sind, erfolgt dies in Form einer zufälligen Verteilung der Wärmepumpen auf die Gebäude der jeweiligen Gebäudeklasse. Dabei werden die in den Annahmen der Energieszenarien hergeleiteten Leistungsklassen für Ein- und Zweifamilienhäuser, Mehrfamilienhäuser sowie für Nichtwohngebäude auf die korrespondierenden Gebäude zugeordnet. Die Ermittlung der Gebäudeklassen erfolgte analog zum Vorgehen für die Verteilung der Photovoltaik-Anlagen unter Berücksichtigung der Ein-

wohnerzahlen und des Gebäudevolumens. Sofern einer Liegenschaft bereits eine Wärmepumpe zugeordnet wurde, erfolgt kein weiterer Zubau. Wärmepumpen im Bestand werden bei der Verteilung nicht berücksichtigt.

Aus der Erstellung von fünfzig Energieszenario-Ausprägungen auf Gemeindeebene ergibt sich auch eine Varianz der Anschlussleistungen auf Ebene der erweiterten Ortslagen.

4.7.5 E-Kfz Ladepunkte

Analog zu den elektrischen Wärmepumpen erfolgt die Regionalisierung der Ladepunkte für E-Kfz in einem zweistufigen Verfahren. Eine Ausnahme stellt hierbei die Regionalisierung der Ladepunkte im Fernverkehr dar, deren Verteilung einstufig, hessenweit erfolgt. Die Regionalisierung auf Gemeindeebene erfolgt für die vier verschiedenen Klassen (Heimladen, Firmenladen, öffentliches Laden, teilöffentliches Laden, Laden im Fernverkehr) nach jeweils unterschiedlichen Kriterien.

Heimladen: Ausschlaggebend für die Verteilung der Heimladestellen ist die Anzahl der Ein- und Zweifamilienhäuser in den Gemeinden. Aus dieser Anzahl ergibt sich ein (zunächst) proportionaler Verteilungsschlüssel. Dieser Verteilungsschlüssel aus dem Hauptkriterium wird über ein Nebenkriterium moduliert: Je mehr berufliche Pendler aus der Gemeinde auspendeln (bezogen auf die Anzahl der Ein- und Zweifamilienhäuser), desto höher ist der Faktor, mit dem der Verteilungsschlüssel angepasst wird. Der Faktor beträgt minimal 0,5 (für die Gemeinde mit den wenigsten Auspendlern) und maximal 1,5. Hintergrund ist, dass für Pendler, die regelmäßig eine definierte Entfernung zurücklegen, ein E-Kfz attraktiver sein kann.

Firmenladen: Hauptkriterium für die Zuweisung von Firmenladestellen ist die Anzahl der sozialversicherungspflichtig Beschäftigten in der Gemeinde. Der Verteilungsschlüssel aus dem Hauptkriterium wird über ein Nebenkriterium moduliert: Je mehr berufliche Pendler in die Gemeinde einpendeln (bezogen auf die Anzahl der sozialversicherungspflichtig Beschäftigten in der Gemeinde), desto höher ist der Faktor, mit dem der Verteilungsschlüssel angepasst wird. Der Faktor beträgt minimal 0,5 (für die wenigsten Einpendler) und maximal 1,5. Hintergrund ist, dass in Firmen, bei denen viele Pendler arbeiten, ein höherer Bedarf an Ladesäulen zu erwarten ist.

Öffentliches Laden: Die Anzahl der öffentlichen Ladestellen wird anhand der Bevölkerung regionalisiert. Die Verteilung der öffentlichen Ladesäulen erfolgt proportional zur Bevölkerungsverteilung in Hessen.

Teilöffentliches Laden: Das Hauptkriterium für die Zuteilung teilöffentlicher Ladesäulen sind die Bevölkerungszahlen in der jeweiligen Gemeinde. Dieser Hauptverteilschlüssel wird über ein Nebenkriterium moduliert. Je mehr Heimladestellen in der Gemeinde vorhanden sind, desto höher ist der Faktor, mit dem der Verteilungsschlüssel angepasst wird. Der Hintergrund dafür ist, dass beispielsweise für Supermärkte die Bereitstellung von Ladesäulen attraktiver sein kann, wenn viele potenzielle Kunden in der Gemeinde ein E-Kfz besitzen.

Die auf Ebene der Gemeinden herunter gebrochenen Ladepunktzahlen werden mit dem Faktor für den demografischen Wandel proportional angepasst. Die hessenweite Anzahl der Ladepunkte bleibt von der Anwendung des Faktors für demografischen Wandel unverändert, lediglich die Verteilung innerhalb Hessens ändert sich. Die nachfolgende Zuordnung der auf Gemeindeebene vorgegebenen Zahlen auf Niederspannungsanschlüsse erfolgt differenziert für die verschiedenen Ladepunktklassen:

Für das Heimladen wurden die Anschlusspunkte auf die Ein- bis Zweifamilienhäuser zufällig verteilt. Dabei waren theoretisch auch zwei Ladepunkte innerhalb einer Liegenschaft möglich, was dem Fall entsprechen würde, dass sowohl Erst- als auch Zweitfahrzeug in einem Haushalt elektrisch angetrieben sind.

Das Laden beim Arbeitgeber sowie das Laden von Firmen-Pkw (zusammen: Firmenladen) wird räumlich mithilfe einer zufälligen Verteilung der Firmen-Ladepunkte auf die Liegenschaftsflächen Industrie und Gewerbe abgebildet. Mehrfachbelegungen sind dabei möglich.

Die Zuordnung der vorgegebenen Anzahl öffentlicher Ladepunkte erfolgte durch eine zufällige Verteilung der Fahrzeuge auf Flächen mit der Kennung „amenity = parking“ aus OpenStreetMap sofern auf diesen Flächen nicht gleichzeitig die Kennung „shop“ vermerkt ist. Weiterhin wurden Liegenschaften mit der Gebädefunktion „Tiefgarage, Parkhaus und Gebäude“ zum Parken berücksichtigt. Die Verteilung auf die Flächen erfolgte durch gleichgewichtetes „Lösen mit Zurücklegen“, sodass Mehrfachbelegungen möglich sind. Die maximale Anzahl der Ladepunkte wurde über die Größe der Parkplatzflächen begrenzt, wobei ein Flächenbedarf von fünfzehn Quadratmetern pro Stellfläche angenommen wurde.

Die Verteilung der teilöffentlichen Ladepunkte erfolgt auf Parkplätze aus dem OpenStreetMap-Datensatz, sofern diese gleichzeitig mit der Kennung „shop“ versehen sind. Weiterhin werden teilöffentliche Liegenschaften, wie beispielsweise Krankenhäuser oder Kirchen, als mögliche Standorte für teilöffentliche Ladepunkte berücksichtigt. Die Verteilung erfolgt durch zufälliges „Ziehen“ der potenziellen Standorte. Mehrfachbelegungen sind möglich, solange die Anzahl der Ladepunkte nicht die Anzahl möglicher Fahrzeugstellflächen übersteigt. Als Nebenkriterium wird außerdem eine leichte Bevorzugung (maximal zehn Prozent wahrscheinlicher) von Flächen mit einer hohen Anzahl privater Stellplätze im Umkreis von dreißig Kilometern berücksichtigt.

Die Abbildung 21 zeigt exemplarisch eine resultierende Verteilung von Ladepunkten sowie der Anschlussleistungen im mittleren Energieszenario für 2034.



Abbildung 21: Exemplarische Darstellung der erwarteten E-Kfz-Ladepunkte^{1,2}

¹ dargestellt für das mittlere Energieszenario 2034. ² Hintergrund: OpenStreetMap und Gebäudeumringe aus Basis-DLM

Laden im Fernverkehr: Die Regionalisierung für die Fernverkehrsladesäulen erfolgt direkt in einem Schritt auf die Grundstücke der Autobahnraststätten und Autobahnrastplätze basierend auf Daten des Digitalen Basis-Landschaftsmodells [20].

Vereinfacht wurden für das Stützjahr 2024 die erwarteten 427 Ladepunkte gleichmäßig auf die Raststätten in Hessen verteilt, sodass sich je Raststätte eine Anschlussleistung von 284 kW ergibt. Für das Jahr 2034 werden insgesamt 4135 Ladepunkte im Fernverkehr unterstellt. Hier wurde angenommen, dass je Rastplatz zwanzig Lademöglichkeiten installiert werden, während die verbleibenden Ladepunkte gleichmäßig auf die 214 Rastplätze in Hessen verteilt werden, was in einer Anschlussleistung von 615 kW je Rastplatz resultiert. Aufgrund der geringen Freiheitsgrade wurde auf eine Abbildung in mehreren Verteilvarianten verzichtet.

5 Methodik der Auswirkungsanalyse

5.1 Verwendung von Realnetzen

Die Verteilnetzstudie verwendet für die Netzberechnungen auf allen Netzebenen ausschließlich Realnetze, um eine möglichst hohe Bandbreite an tatsächlichen Netzstrukturen mit ihren spezifischen, sich unter den verschiedenen Energieszenarien einstellenden, Versorgungsaufgaben und Netzausbaubedarfen abzubilden.

Die Daten für diese Realnetze wurden durch die an der Verteilnetzstudie direkt beteiligten Verteilnetzbetreiber in großer Anzahl bereitgestellt und durch die Bearbeiter für die Netzberechnungen aufbereitet und integriert. Die Tabelle 10 weist die Anzahl in der Verteilnetzstudie berücksichtigten Realnetze je Netzebene aus.

Netzebene	Kennzahl	Wert
Hochspannung	Anzahl Netze ¹	8 (7 ²)
	Leitungskilometer	4626
Mittelspannung ³	Anzahl Netze ¹	60
	Leitungskilometer	6211
Niederspannung ³	Anzahl Netze ¹	670
	Leitungskilometer	2149

Tabelle 10: Realnetze als Grundlage für die Netzberechnungen der Verteilnetzstudie

¹ Ein Netz in dieser Zählung ist ein galvanisch gekoppeltes Netzgebiet auf der jeweiligen Spannungsebene im Normalschaltzustand. ² Die acht betrachteten Hochspannungsnetze werden in sieben separaten Netzgruppen betrieben. ³ Die aufgeführten Kennzahlen beinhalten nicht die Netze des Betreibers NRM, da aufgrund des hohen Vermaschungsgrads einzelne Nieder- und Mittelspannungsnetze nicht differenziert ausgewiesen werden können. Die für die Verteilnetzstudie verwendeten Netze von NRM beinhalten zusätzlich 185 Ortsnetzstationen, 326 Kilometer Niederspannungsleitungen sowie 224 Kilometer Mittelspannungsleitungen.

5.1.1.1 Hochspannungsnetze

Auf der Hochspannungsebene wird, durch die für die Verteilnetzstudie verfügbar gemachten Netze, mit etwa achtzig Prozent eine sehr weitgehende Abdeckung der Landesfläche und der insgesamt in Hessen errichteten Netze erzielt (vergleiche Abbildung 22). Auf die-

ser Grundlage kann die Auswirkungsanalyse sehr umfassend und detailliert sowie mit hoher Verallgemeinerbarkeit auf die Gesamtheit der Hochspannungsnetze in Hessen durchgeführt werden.

Die aufgrund der hohen Abdeckung mit Netzberechnungen ermittelten Ergebnisse sind unmittelbar geeignet, um Aussagen und Handlungsempfehlungen zu treffen. Die Hochrechnung des für die Hochspannungsebene ermittelten Netzausbaus auf das Land Hessen wird nur durchgeführt, um das, unter dem jeweiligen Energieszenario zu erwartende, Gesamtvolumen des Netzausbaus darzustellen und eine direkte Vergleichbarkeit mit den Ergebnissen für die anderen Netzebenen zu erzielen.

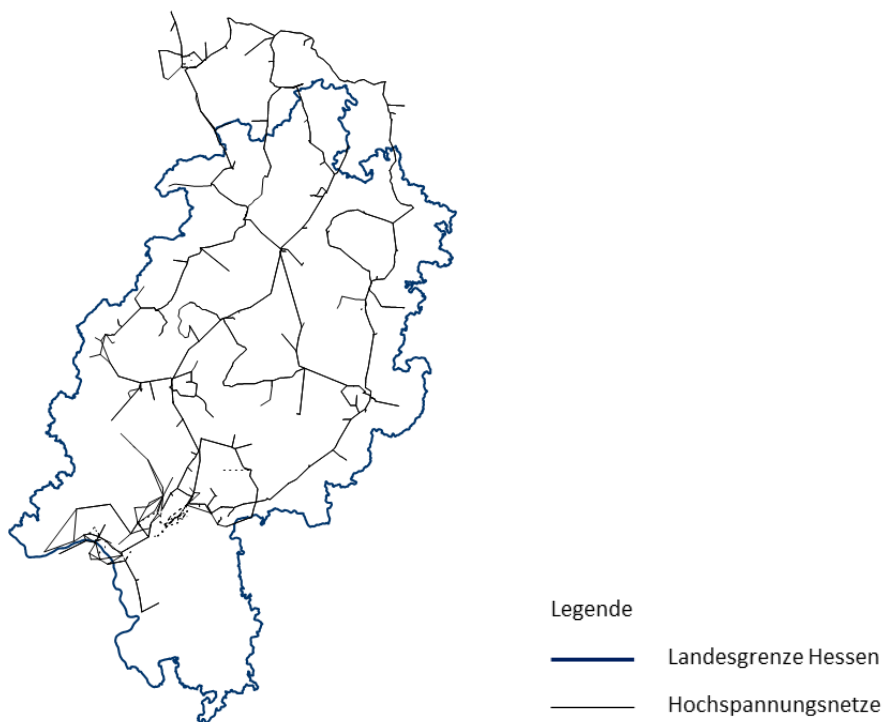


Abbildung 22: Abdeckung der Hochspannungsnetze durch Realnetze in der Verteilnetzstudie

5.1.1.2 Mittelspannungsnetze

Auf der Mittelspannungsebene ist sowohl durch die Heterogenität der verwendeten Realnetze als auch durch ihre Anzahl und dem mit 26 Prozent hohen Flächenanteil an der Gesamtheit der Mittelspannungsnetze in Hessen eine gute Datenbasis für die Hochrechnung gegeben (vergleiche Abbildung 23).

Die verwendeten Netze bilden dabei verschiedene in Hessen vorliegende Vermaschungs- und Betriebskonzepte sowie strukturelle Unterschiede wie das regionale Vorherrschen von Kabeln oder Freileitungen und weitere Strukturmerkmale in großer Bandbreite ab.

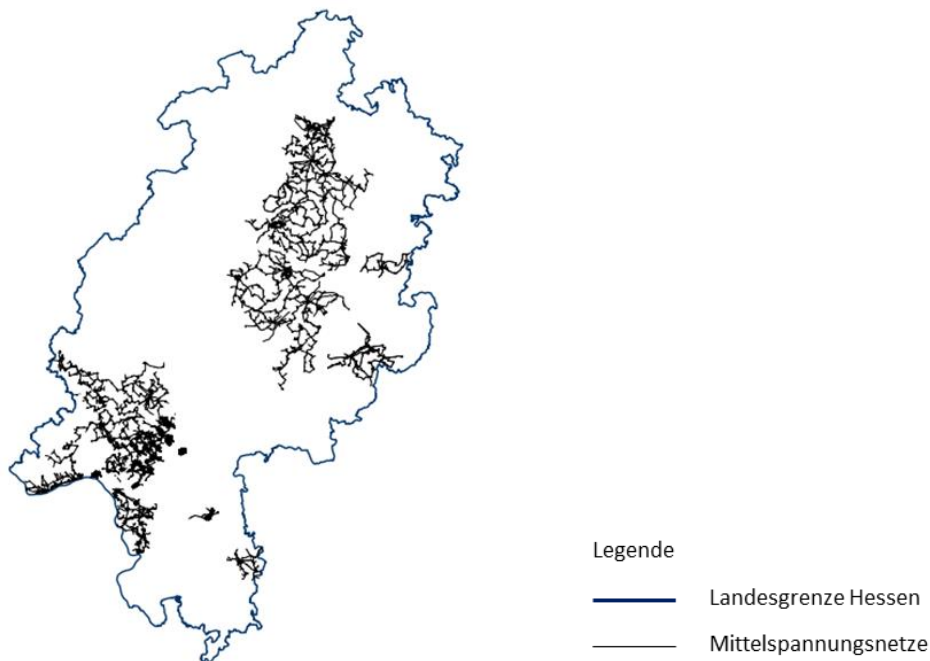


Abbildung 23: Abdeckung der Mittelspannungsnetze durch Realnetze in Hessen

Die verwendeten Mittelspannungsnetze sind geographisch derart verteilt, dass die aus den Energieszenarien folgenden regional verschiedenen Versorgungsaufgaben und daraus resultierende Anforderungen an den Netzausbau in der Mittelspannungsebene umfänglich abgebildet werden.

5.1.1.3 Niederspannungsnetze

Mit über 670 Netzen wird in der Verteilnetzstudie eine sehr hohe Anzahl an verschiedenen Niederspannungsnetzen von unterschiedlichen Netzbetreibern berücksichtigt (vergleiche Abbildung 24).

Im Gegensatz zu den, in Verteilnetzstudien für die Niederspannungsebene üblicherweise eingesetzten, Typnetzen schafft die hohe Anzahl von Realnetzen eine große Wahrscheinlichkeit, dass die Vielzahl von verschiedenen Netztopologien, Siedlungsstrukturen und Netznutzerverteilungen, Nutzungsformen und auch technische Sonderformen von Netzen bei den Netzberechnungen berücksichtigt werden.

Die für diese realen Niederspannungsnetze durchgeführten Netzberechnungen bilden damit eine hohe Bandbreite von Versorgungsaufgaben sowie resultierenden Netzausbauforderungen ab und erlauben eine Hochrechnung bezogen auf die Gesamtheit der Niederspannungsnetze im Land Hessen auf Grundlage funktionaler Zusammenhänge mit den flächig für die erweiterten Ortslagen ermittelten Versorgungsaufgaben.

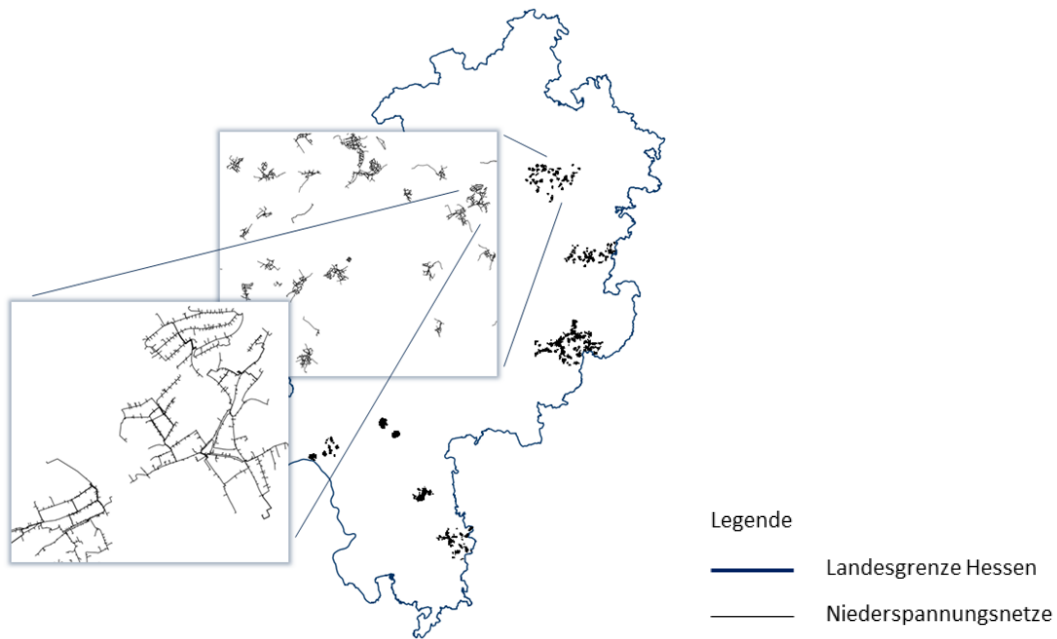


Abbildung 24: Ausgewählte Realnetze der Niederspannungsebenen

5.2 Vereinheitlichte Planungsprämissen und Standardbetriebsmittel

Sämtliche Netzplanungen in der Verteilnetzstudie erfolgen auf der Grundlage von vereinheitlichten Planungsprämissen, die für jede Netzebene gesondert ausgearbeitet wurden.

Planungsprämissen sind hier vereinheitlichte Grundsätze und Regelungen, die festlegen, unter welchen Voraussetzungen ausgewählte Maßnahmen zur Netzverstärkung oder zum Netzausbau herangezogen werden. Sie definieren zugleich, welche Standardnetzbetriebsmittel zur Umsetzung von Maßnahmen berücksichtigt werden können, wie die Maßnahmen dimensioniert werden, welche Annahmen (beispielsweise Gleichzeitigkeitsannahmen) für die jeweilige Dimensionierungsaufgabe gelten sollen und insbesondere welche Grenzwerte eingehalten werden müssen.

Die Vorteile der Verwendung von einheitlichen Planungsprämissen im Rahmen der Verteilnetzstudie sind:

- hergestellte Objektivität, Nachvollziehbarkeit und bearbeiterunabhängige identische Reproduzierbarkeit der Maßnahmenplanung auf den konkreten Netzen,
- netzbetreiberunabhängige, landesbezogen harmonisierte Netzausbauplanungen auf konsensualer Basis, die eine gute Übertragbarkeit und Vergleichbarkeit der Netzplanungen zwischen Netzgebieten und Netzbetreibern schaffen sowie
- systematische Hochrechenbarkeit von konkreten Netzen auf die Gesamtheit der Netze in Hessen.

Als Einschränkung gilt es zu berücksichtigen, dass für einzelne Netzbetreiber bzw. Netze bei Durchführung von Einzelplanungen zusätzliche Maßnahmenoptionen und Auslegungsmöglichkeiten bestehen können, die in den vereinheitlichten Planungsprämissen nicht widerspiegelt werden. Diese erweiterten Freiheitsgrade resultieren allerdings zu meist aus spezifischen Sonderbedingungen der betrachteten Vorhaben und sind damit weder repräsentativ, noch als Basis für Hochrechnungen geeignet.

Die Verwendung von klar definierten Planungsprämissen schafft auch die Voraussetzung dafür, sämtliche Netzberechnungen und Maßnahmenplanungen automatisiert durchzuführen.

In der Verteilnetzstudie wird durch diese Automation ermöglicht, eine sehr hohe Anzahl von etwa 3,78 Mio Netzplanungen mit bis zu fünfzig Ausprägungen der Energieszenarien angewendet auf die Realnetze auszuwerten und die Netzplanungen mit über 4,5 Mrd Lastflussrechnungen zu bewerten (vergleiche Tabelle 11).

Eine Netzplanung ist dabei eine konkrete Ausbauplanung für ein Netz in einer bestimmten Energieszenario-Ausprägung, d. h. bezogen auf ein Energieszenario, ein Stützjahr und eine konkrete Verteilung des Zubaus von neuen Einspeisern und Verbrauchern. Die automatisierte Netzplanung wendet eine Optimierungsheuristik an, die eine Vielzahl verschiedener Maßnahmen (z. B. Kabelquerschnittserhöhung, Transformatortausch) plant und jeweils bewertet, ob diese Maßnahmen dazu geeignet sind, festgestellte Grenzwertverletzungen zu verringern bzw. zu beheben. Um den jeweiligen Zustand des Netzes festzustellen, werden nach jedem Hinzufügen oder Entfernen einer Maßnahme Lastflussberechnungen durchgeführt.

	Netzplanungen	Lastflussberechnungen
Niederspannung	3.216.000	4.500.000.000
Mittelspannung	480.000	
Umspannung (MS/HS)	22.400	
Hochspannung ¹	60.000	
Power-to-Gas	800	
Netzspeicher (NS)	800	

Tabelle 11: Durchgeführte Netzplanungen und Lastflussrechnungen der Verteilnetzstudie²

¹ mit Randnetz. ² Werte pro Planungslauf, Hochrechnung.

Für die Verteilnetzstudie wurden die Planungsprämissen auf Basis von vorgelagerten theoretischen Arbeiten, geltender Regulierung und anerkanntem Stand der Technik (beispielsweise gemäß DIN EN 50160, BDEW-Mittelspannungsrichtlinie, VDE-AR-N 4105) sowie nach Analyse der von den beteiligten Netzbetreibern übermittelten individuellen

Netzplanungsgrundsätze ausgearbeitet. Die ausgearbeiteten vereinheitlichten Planungsprämissen wurden durch die beteiligten Verteilnetzbetreiber plausibilisiert und final gemeinsam abgestimmt. Um Verzerrungen bei der Ermittlung des Netzbedarfs infolge der im Vergleich zu den vereinheitlichten Planungsprämissen bestehenden Unterschiede zu Netzplanungsgrundsätzen der einzelnen Verteilnetzbetreiber zu vermeiden, wurden die untersuchten Netze für das Referenzjahr 2015 so angepasst, dass sie gegenüber den vereinheitlichten Planungsprämissen befundfrei sind, also ein entsprechend der Annahmen bedingter, modelltechnisch erforderlicher Netzausbau durchgeführt.

Bei der Abschätzung des erforderlichen Netzausbaus wird das NOVA-Prinzip (Netzoptimierung vor -verstärkung und vor -ausbau) grundsätzlich unter kostenoptimalen Gesichtspunkten berücksichtigt. Dieses Prinzip steht für den Grundsatz, dass Netzausbau nur dann erfolgen soll, wenn andere Formen der Ertüchtigung bereits bestehender Netzinfrastruktur ausgeschöpft sind und nicht die erforderliche Wirkung erzielen. Aus seiner Anwendung folgen verbesserte Wirtschaftlichkeit und Nachhaltigkeit des Netzausbaus, weil neue Infrastruktur nur aufgebaut wird, wenn die bestehende Infrastruktur nicht mehr weiter optimiert bzw. hinreichend ertüchtigt werden kann. Das NOVA-Prinzip wird auf der Hoch- und Umspannebene explizit angewendet. Für die unterlagerten Netzebenen werden die kostengünstigeren Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen aufgrund der heuristischen Kostenoptimierung priorisiert eingesetzt.

Parameter

Skalierungsfaktoren für Starklast- und Rückspeisefall

(Grundlast, Windenergie, Photovoltaik, Biomasse, Kraft-Wärme-Kopplung, Wasserkraft)

Erlaubtes Spannungsband im Normalbetrieb,

für die Hochspannungsebene gilt ein erweitertes Spannungsband im (n-1)-Fall¹

Thermische Belastungsgrenzen

Mögliche Optimierungs-, Verstärkungs- und Ausbau-Maßnahmen, Standardbetriebsmittel

Gleichzeitigkeitsverläufe E-Kfz und Wärmepumpen

Kosten (Barwerte, Annuitäten)

Tabelle 12: Überblick über in den Planungsprämissen festgelegte Parameter der Verteilnetzstudie

¹ D. h., durch Ausfall eines Betriebsmittels dürfen noch keine Überlastungen des Netzes hervorgerufen werden (vergleiche auch Kapitel 5.5.3).

Die Parametergruppen der bei den Netzberechnungen berücksichtigten wesentlichen Planungsprämissen sind in der Tabelle 12 zusammengefasst. Zu den wichtigsten Planungsprämissen gehören die definierten Netznutzungsfälle und deren jeweilige Spannungsgrenzen. In der Hochspannungsebene wird hierbei neben den normalen Betriebsgrenzen ein erweitertes Spannungsband im (n-1)-Fall verwendet. Die nachfolgende Tabelle weist die wesentlichen Spannungsgrenzen aus.

Spannungsebene	Starklastfall ¹	Einspeisefall ¹
HS Betrieb	0,92	1,08
HS (n-1)	0,92	1,118 ²
MS Betrieb	0,97	1,07
NS Betrieb	0,9	1,1

Tabelle 13: Verwendete Spannungsgrenzen

¹ Werte in p.u. ² erweitertes Spannungsband für den (n-1)-Fall.

Die thermischen Auslastungsgrenzen der betrachteten Betriebsmittel stellen eine weitere grundlegende Planungsprämisse dar. Folgende Grenzwerte wurden je nach Netzebene und Lastfall verwendet (vergleiche Tabelle 14).

Netzebene	Betriebsmittel	Grenze Starklastfall	Grenze Einspeisefall
NS	Leitung	100 %	100 %
NS/MS	Transformator	100 %	100 %
MS	Leitung	60 % ¹ /100 % ²	100 %
MS/HS	Transformator	60 % ¹	100 %
HS	Leitung	100 % ^{3,4}	100 %

Tabelle 14: Verwendete thermische Auslastungsgrenzen

¹ inklusive Reserve für den (n-1)-Fall, ² für Sticleitungen, ³ keine Reserve für (n-1)-Fall, da eine detaillierte (n-1)-Betrachtung vorgenommen wird, ⁴ höhere Grenzen für bestimmte Technologien (Erhöhung um 30 Prozent durch Leiterseilmonitoring bei Standardbeseilung, Erhöhung um 10 Prozent durch Leiterseilmonitoring bei Hochtemperaturleiterseilen oder Leiterseilmonitoring temperaturbeständiger Aluminiumleiterbeseilung)

Die räumliche Aggregation von Verbrauchern und Einspeisern wird je nach Typ, Netzebene und Lastfall über individuelle Gleichzeitigkeitsfaktoren modelliert, die mit der Nennleistung der Anlagen multipliziert werden. Bei E-Kfz-Ladepunkten und Wärmepumpen erfolgt die Berechnung der Gleichzeitigkeitsfaktoren über einen funktionalen Zusammenhang. Je mehr Anlagen in einem Netz aggregiert werden, desto geringer ist die resultierende Gleichzeitigkeit.

Für Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen wird eine Auswahl von Standardbetriebsmitteln verwendet. Diese sowie die dafür angenommenen Kosten sind im folgenden Abschnitt aufgeführt.

Weitere relevante Planungsprämisse werden im Zusammenhang der jeweiligen Methodik für die Netzplanung erläutert.

5.3 Berücksichtigte Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen

Angepasst an die relevanten Netzplanungsoptionen in den verschiedenen Netzebenen, wurde je Netzebene die Wirksamkeit von verschiedenen Netzoptimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen sowie querschnitts- bzw. kapazitätserhöhenden Netzausbaumaßnahmen überprüft.

Die Tabelle 15 gibt eine Übersicht, welche grundsätzlichen Arten von Maßnahmen für welche Netzebene überprüft bzw. in den Netzplanungen berücksichtigt wurden. Im Anschluss werden die dort aufgeführten Maßnahmen kurz erläutert. Soweit für die Verteilnetzstudie zusätzliche Planungsprämissen relevant sind, werden diese im Kontext genannt. Die in der Umspannebene zwischen Hoch- und Mittelspannung eingesetzten Maßnahmen werden aufgrund ihres speziellen Charakters im Kapitel 5.6 separat aufgeführt.

Maßnahme	Niederspannung	Mittelspannung	Hochspannung
Querschnittserhöhung	●	●	●
Parallelleitungen	●	●	●
Masterhöhung von Freileitungstrassen	○	○	●
Leiteseilmonitoring	○	○	●
Temperaturbeständige Aluminiumleiterseile	○	○	●
Direktanschluss von Anlagen an die Umspannebene	●	●	○
Neuer Kabelverteiler mit Parallelleitung	●	○	○
Ersatz ONS-Trafo	●	○	○
Umstufung ONS-Trafo	●	○	○
Neugründung ONS	●	○	○

Tabelle 15: Übersicht der verwendeten Maßnahmen je Spannungsebene¹

¹ Abkürzungen: ONS – Ortsnetzstation. Trafo – Transformator. ●/○ – Maßnahme angewendet/Maßnahme nicht angewendet.

Querschnittserhöhung: Hierbei wird ein Ersatz von Kabeln oder Freileitungen durch solche mit einem höheren Leiterquerschnitt durchgeführt. Die höheren Leiterquerschnitte

ermöglichen eine größere Strombelastbarkeit und verringern im Allgemeinen den Spannungsabfall über die entsprechenden Leitungen. Bei Freileitungen (insbesondere in der Hochspannung) kann die Querschnittserhöhung auch durch Mehrfachbeseilung erfolgen. Bei solcher Mehrfachbeseilung werden zu bestehenden Freileitungsleiterbündeln weitere Leiterbündel hinzugefügt und die zulässigen Stromgrenzwerte entsprechend erhöht.

Parallelleitungen: Durch Verlegung einer weiteren Leitung parallel zu einer bereits bestehenden wird die Stromtragfähigkeit der betreffenden Stromtrasse erhöht und der Spannungsabfall verringert. In der Hochspannung werden, wenn notwendig, parallele Freileitungssysteme neben existierenden Trassen errichtet. In der Mittelspannung werden parallele Leitungen nur zwischen Umspannwerk und Schaltwerken oder zwischen zwei Schaltwerken gebaut. In der Niederspannung werden parallele Leitungen nur zwischen Kabelverteilern geplant.

Für Querschnittserhöhungen und Parallelleitungen werden in der durchgeführten Netzplanung Standardbetriebsmittel verwendet.

Masterhöhung von Freileitungstrassen: Bei dieser Maßnahme werden die Masten bestehender Freileitungen erhöht, um den zulässigen Durchhang der Freileitungen zu erweitern. Dieser Durchhang resultiert aus der strombedingten Erwärmung der Leitungen und begrenzt die zulässigen Ströme auf den Leitungen. Durch die neue Trassierung werden die Stromgrenzwerte der Freileitungen erhöht.

Leitenseilmonitoring: Die Stromgrenzwerte für den sicheren Betrieb von Leitungen werden unter anderem durch externe Faktoren wie Außentemperatur, Sonneneinstrahlung und Windeinwirkung beeinflusst. Im konventionellen Betrieb werden die Stromgrenzwerte statisch auf nach EN 50182 vorgegebene extreme Witterungsverhältnisse ausgelegt. Das Leitenseilmonitoring ermöglicht es, durch Überwachung der Temperatur der Leiterseile im Betrieb, die Stromgrenzwerte an die gegenwärtigen Außenbedingungen anzupassen und damit in den überwiegenden Fällen die Leitungen höher auszulasten.

Temperaturbeständige Aluminiumleiterseile: Mit Ersatz des Leitermaterials konventioneller Leiterseile durch eine temperaturbeständige Aluminiumlegierung werden etwa eine Verdopplung der zulässigen Betriebstemperatur und höhere zulässige Stromgrenzwerte erreicht. Aufgrund des sich damit vergrößernden Durchhanges müssen die Masten erhöht werden, um die Mindestbodenabstände einhalten zu können.

Direktanschluss von Anlagen an die Umspannebene: Anlagen mit großer Nennleistung werden in der Niederspannung durch eine neue Leitung direkt an eine Ortsnetzstation bzw. in der Mittelspannung an ein Umspannwerk angeschlossen, um das bestehende Netz zu entlasten.

Neuer Kabelverteiler mit Parallelleitung: In Niederspannungsnetzen können neue Kabelverteiler gegründet werden, um Parallelleitungen anzuschließen.

Ersatz ONS-Trafo: Der in einer Ortsnetzstation betriebene Transformator wird durch einen Transformator mit höherer Nennleistung ersetzt. Dadurch lassen sich sonst eintretende Transformatorüberlastungen beheben. Es werden Transformatoren standardisierter Leistungsklassen in der Netzplanung berücksichtigt.

Umstufung ONS-Trafo: Durch die Veränderung der üblicherweise starr eingestellten Stufenstellerposition und somit des Übersetzungsverhältnisses von in Ortsnetzstationen verbauten Transformatoren werden die betrieblichen Spannungsgrenzen relativ verschoben. Wird beispielsweise das zulässige Spannungsband, wie in Abbildung 25 dargestellt, nur in einem Lastfall verletzt, kann durch die Umstufung des Transformators die Notwendigkeit weiterer Ausbaumaßnahmen reduziert oder sogar vollständig vermieden werden.

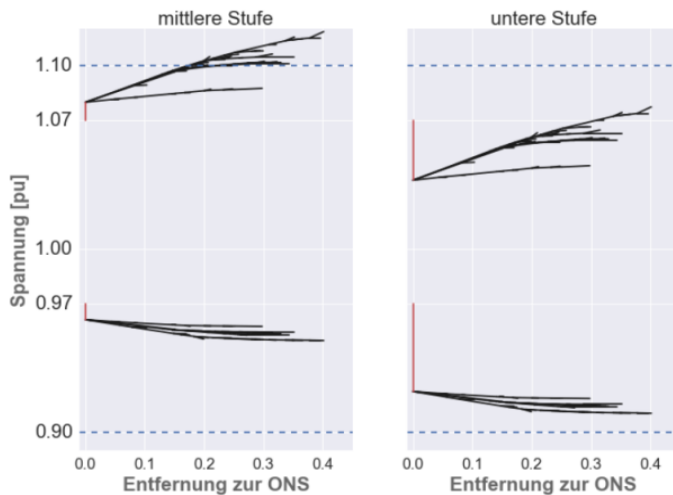


Abbildung 25: Verschiebung des Spannungsprofils durch Veränderung der Stufenstellerposition

Neugründung ONS: Durch die Neugründung einer Ortsnetzstation wird in einem Niederspannungsnetz eine zusätzliche Anbindung an das überlagerte Mittelspannungsnetz geschaffen, wodurch sich das Spannungsprofil des Niederspannungsnetzes verbessert und der Transformator der bestehenden Ortsnetzstation entlastet wird.

5.4 Automatisierte Netzplanung

Der in der Verteilnetzstudie verwendete Ansatz, den zu erwartenden Netzausbau abzuschätzen, basiert auf einer vollständig automatisierten Netzberechnung und -planung, die es erlaubt, die für diese Studie relevante hohe Anzahl an Netz- und Parameterkombinationen effizient zu untersuchen.

Nachdem die prognostizierte Versorgungsaufgabe im betrachteten Netzmodell implementiert ist, wird die Einhaltung der festgelegten Planungsprämissen überprüft.

Werden dabei Grenzwertverletzungen, d. h. Über- bzw. Unterspannungen oder Betriebsmittelüberlastungen, festgestellt, so wird das Netz mit Hilfe einer automatisierten Netzausbauplanung soweit ertüchtigt, dass keine Verletzungen mehr auftreten. Die Optimierung erfolgt dabei stets simultan für den Starklast- und den Rückspeisefall, um die beste Ausbauplanung unter Berücksichtigung beider Lastfälle zu finden.

Die automatisierte Netzausbauplanung basiert auf der Open-Source Netzberechnungssoftware pandapower [30] [31], welche durch das Fraunhofer IWES IEE (vormals IWES) in Kooperation mit der Universität Kassel entwickelt wurde. Die in [32] ausführlicher beschriebene Planungsmethodik wird nachfolgend kurz dargestellt. Die in der Studie verwendeten Algorithmen und Implementierungen basieren auf umfangreichen Vorentwicklungen aus zahlreichen Projekten: u. a. ENSURE (BMBF), ANaPlan (BMWi), SmartGridModels (BMWi) und im Auftrag von Netzbetreibern.

Für ein konkret betrachtetes Netz, welches Grenzwertverletzungen aufweist, werden zunächst alle, gemäß Planungsprämissen geeigneten, Maßnahmen identifiziert, welche die auftretenden Probleme lösen könnten. Eine solche Maßnahme könnte beispielsweise der Ersatz eines bestimmten Leitungsabschnitts durch eine Leitung mit höherem Querschnitt sein. In Abhängigkeit von der Netzgröße und den erlaubten Maßnahmen können mehrere hundert verschiedene Maßnahmen identifiziert werden. Anschließend wird aus der Gesamtheit der identifizierten möglichen Maßnahmen die kostengünstigste Maßnahmenkombination ermittelt, die alle festgestellten Grenzwertverletzungen behebt. Weil die Größe des Lösungsraumes exponentiell mit der Anzahl der betrachteten Maßnahmen wächst, werden heuristische Lösungsverfahren, speziell Stochastic Random Search Algorithmen [33] genutzt.

5.5 Planungsmethodik für Hochspannungsnetze

Für die Auswirkungsanalyse auf der Hochspannungsebene wird ein integriertes Gesamtnetzmodell bestehend aus den betrachteten 110 kV Verteilnetzen und einem detaillierten Randnetzmodell für das Übertragungsnetz genutzt.

5.5.1 Zuordnung der veränderten Versorgungsaufgabe

Jedem Umspannwerk im Netzmodell sind die durch das Umspannwerk versorgten erweiterten Ortslagen zugeordnet. Über diese Ortslagen werden die durch die jeweils betrachtete Energieszenario-Ausprägung prognostizierten Leistungen für Grundlast, Erneuerbare Energieerzeugungsanlagen, E-Kfz und Wärmepumpen aggregiert und anschließend den Umspannwerken zugeordnet.

Für die aufgrund ihrer hohen Einspeiseleistung direkt über die Umspannebene an die Hochspannung anzuschließenden Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen wird die Zuordnung über die kürzeste Entfernung zum nächsten Umspannwerk durchgeführt.

Für Hochspannungsnetze, die sich über die Landesgrenzen über Gebiete erstrecken, wird die veränderte Versorgungsaufgabe für jeweils deren gesamtes Netzgebiet modelliert. Damit werden auch die in Hessen resultierenden Netzausbaubedarfe berücksichtigt, welche durch Zubau außerhalb des Landes verursacht werden. Die veränderten Leistungen außerhalb des Landes Hessen werden den ihnen jeweils nächstliegenden Umspannwerken zugeordnet.

Auf die sich für die betroffenen Hochspannungsnetze einstellenden Versorgungsaufgaben werden die Netzberechnungen und Netzplanungen gesamthaft bzw. landesübergreifend durchgeführt, um die gesamtoptimalen Netzausbaumaßnahmen zu ermitteln. So werden die Planungssituationen nachgebildet, in denen sich die verantwortlichen Netzbetreiber befinden. Für die Hochrechnung der Netzausbaukosten werden in diesen Netzen nur die Maßnahmen herangezogen, die innerhalb des Landes Hessen anfallen.

5.5.2 Randnetzmodellierung (Übertragungsnetz)

Ergänzend zu den Verteilnetzen, die Gegenstand der Netzberechnungen und Netzplanungen in dieser Verteilnetzstudie sind, wird für die realistische Abschätzung des Einflusses des Übertragungsnetzes auf die Hochspannungsebene ein detailliertes Randnetzmodell für die durch Hessen verlaufenden, miteinander verbunden Übertragungsnetze der Regellzonen Amprion und TenneT verwendet (vergleiche Abbildung 26).

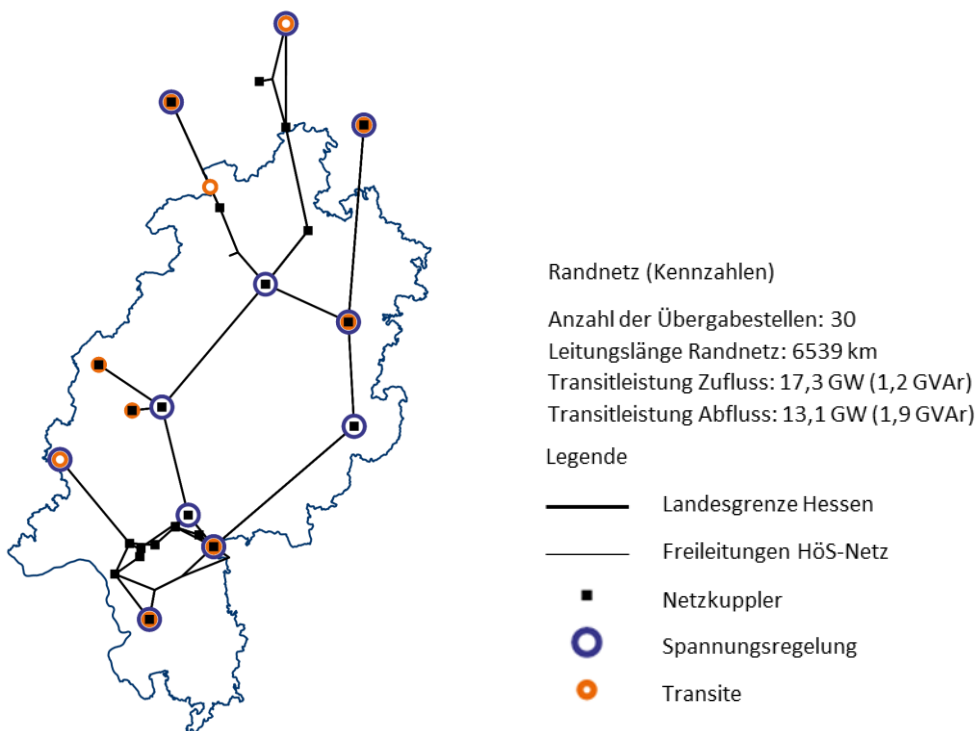


Abbildung 26: Randnetz der Übertragungsnetzebene für die Verteilnetzstudie

Das Randnetz wird auf Grundlage des Studienmodells der Bundesnetzagentur und der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber für den Netzwicklungsplan 2014 für die Stützjahre 2024 und 2034 abgeleitet und mit eigenen Struktur- und Lastflussdaten verschritten.

Die im Netzentwicklungsplan enthaltenen Netzausbaumaßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber sowie die dort verwendeten Netznutzungsfälle werden für die Auswirkungsanalyse der Verteilnetzstudie berücksichtigt und gehen mit den erzielten vertikalen

Leistungsflüssen und den Transitflüssen unmittelbar in die Netzberechnungen der Hochspannungsebene ein.

Die Topologie des weitergenutzten Netzausschnitts wird auf die geografische Lage der betrachteten Netze der Hochspannungsebene in Hessen beschränkt. Die Leistungsflüsse, die über das Erdschlussgebiet von den in der Verteilnetzstudie betrachteten Hochspannungsnetzen hinausgehen, werden auf Transitknoten abgebildet.

Die Betriebsmitteldaten stammen aus dem Datensatz der Bundesnetzagentur und werden als unmittelbar für die Stützjahre 2024 und 2034 gültig angenommen.

Das Übertragungsnetz wird in allen das Randnetzmodell anwendenden Auswirkungsanalysen als unveränderlich angenommen. Im Besonderen werden die Übertragungsnetze nicht auf eventuellen zusätzlichen Verstärkungsbedarf aufgrund der für Hessen entwickelten Energieszenarien oder mögliche regionale Netzausbautlastungen, die beispielsweise aus der Kopplung von Hochspannungsnetzen in Hessen resultieren könnten, überprüft. Sämtliche Auswirkungsanalysen der Verteilnetzstudie bewerten allein die Netzausbaubedarfe und die damit verbundenen Netzausbaukosten für die Verteilnetze in Hessen.

5.5.3 Automatisierte Netzausbauplanung zur Auswirkungsanalyse

Für die Planung und den Betrieb von Hochspannungsnetzen ist die Berücksichtigung der sogenannten (n-1)-Ausfallsicherheit vorgeschrieben. Unter der Anforderung von (n-1)-Ausfallsicherheit muss das Stromnetz auch nach Ausfall eines Betriebsmittels weiterhin überlastungsfrei und sicher betrieben werden können. Bei der Bewertung der (n-1)-Ausfallsicherheit in der Netzplanung werden systematisch alle Leitungen einzeln nacheinander außer Betrieb genommen und die Einhaltung der zulässigen Grenzwerte durch Lastflussberechnungen überprüft. Die entsprechenden Grenzwertüberprüfungen sind Bestandteil der automatisierten Planungsmethodik.

Nachdem die Netzmodelle mit der veränderten Versorgungsaufgabe parametrisiert wurden, werden eventuell auftretende Grenzwertverletzungen durch die automatisierte Netzausbauplanung beseitigt. Die Netzausbauplanung erfolgt dazu grundsätzlich in zwei aufeinanderfolgenden Schritten:

1. der Beseitigung aller Überlastungen und
2. der Beseitigung aller Überspannungen.

Für die Beseitigung der Überlastungen wird ein iteratives Vorgehen verwendet. Die Methodik ist im Flussdiagramm in Abbildung 27 dargestellt.

Der linke Teil der Abbildung bildet die Planungen für den Netzausbau ab. Der rechte Teil der Abbildung beschreibt die (n-1)-Ausfallsicherheitsberechnung, die für jede Netzausbauplanung angewendet wird. Die verwendeten Maßnahmen sind in Kapitel 5.3 beschrieben.

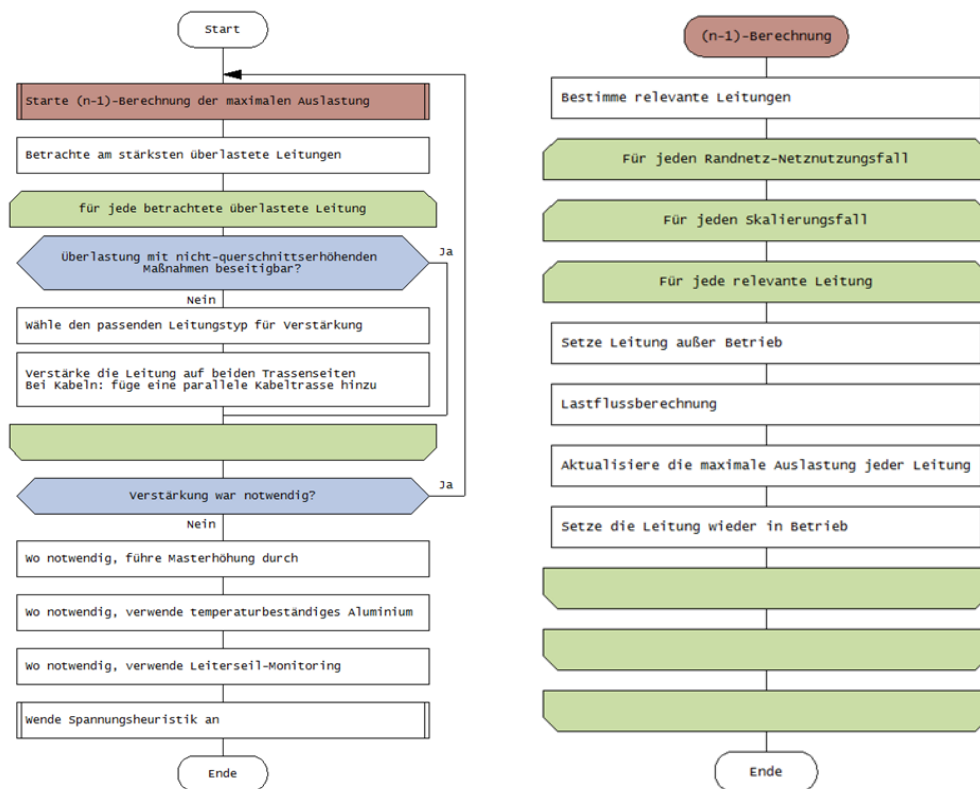


Abbildung 27: Methodik der Netzverstärkung in der Hochspannung¹

¹ Die Darstellung folgt der Notation nach ISO 5807:1985 bzw. DIN 66001.

Pro Erdschlussgebiet wird eine (n-1)-Ausfallanalyse gemäß VDE AR N 4121 durchgeführt. Die Leitungen werden dazu einzeln nacheinander deaktiviert. Die Auslastungen der restlichen Leitungen werden durch eine Lastflussberechnung ermittelt. Bei jeder Leitung wird die maximal aufgetretene Auslastung unter allen solchen Lastflüssen gespeichert.

Diese Analyse wird für vier Netznutzungsfälle des Randnetzes (höchste Residuallast, hohe Photovoltaik-Einspeisung bei Schwachlast, höchste negative Residuallast, sehr hohe Windeinspeisung bei Starklast) und jeweils zwei Lastfälle der Hochspannungsnetze (Starklast- und Rückspeisefall) durchgeführt. Aus diesen acht Ergebnissen wird die maximal aufgetretene Auslastung jeder Leitung abgespeichert und für die Auswahl der Maßnahmen verwendet.

Nach der (n-1)-Ausfallberechnung werden von den überlasteten Leitungen die Leitungen ausgewählt, die am stärksten überlastet sind, und weiter betrachtet. Nach dem Durchlauf der Leitungen des obersten 10 Prozent-Quantils werden die Leitungen aus dem nächsten 10 Prozent-Quantil ausgewählt, bis es keine überlasteten Leitungen mehr gibt. Dieser Ansatz hat das Ziel, die möglichen Entlastungen der Leitungen nach der Verstärkung vermehrt zu berücksichtigen.

Soweit Information über den Trassenverlauf vorhanden ist, werden aus statischen Gründen stets auch die gegenüberliegenden Systeme auf den Masten eines Trassenabschnitts

verstärkt. Die dadurch entstehenden Änderungen der Impedanzen im Netz fließen während der Analyse in die Lastflussrechnung ein.

Es wird überprüft, ob eine Leitungsüberlastung durch Maßnahmen ohne Querschnittserhöhung lösbar ist. Trifft dies zu, wird keine Verstärkung der Leitung durchgeführt. Die Auslastungsgrenzen für die Auswahl der neuen Leitungstypen berücksichtigen eine Möglichkeit der Kombination der Verstärkung durch Querschnittserhöhung mit einer Maßnahme ohne Querschnittserhöhung.

Nach jeder Anwendung einer Maßnahme, die die Impedanzen und somit die Lastflussergebnisse beeinflusst, wird die (n-1)-Ausfallberechnung noch einmal durchgeführt. Die Berechnungen werden solange wiederholt, bis keine weiteren lastflussändernden Maßnahmen angewandt werden müssen.

Durch die beschriebene Beseitigung von Überlastungen werden oftmals auch zuvor eingetretene Spannungsgrenzwertverletzungen behoben. Wenn Spannungsgrenzwertverletzungen dennoch vorliegen sollten, wird eine heuristische Methode angewendet, um die notwendigen Netzverstärkung zur Beseitigung der Spannungsprobleme zu ermitteln. Die heuristische Methode ist im Kapitel 5.4 beschrieben und in Kapitel 5.7.2 am Beispiel erläutert.

5.6 Planungsmethodik für die Umspannebene zwischen Hoch- und Mittelspannung

Die hohen Leistungsflüsse zwischen den Hoch- und Mittelspannungsnetzen werden auch Netzausbaumaßnahmen auf der Umspannebene bedingen. Die Verteilnetzstudie untersucht die in der Umspannebene erforderlichen Maßnahmen gesondert, um sowohl zusätzliche kostenmindernde Möglichkeiten der Ertüchtigung von Umspannwerken als auch die Möglichkeit der Neugründung von Umspannwerken gezielt bewerten zu können.

Als Grundlage für die Netzplanungen werden die Energieszenario-Ausprägungen für Einspeisung und Last aus den Netzmodellen der Hochspannung übernommen.

Der minimale Ausbaubedarf für die modellierten Umspannwerke wird unter Berücksichtigung der nachstehend beschriebenen Maßnahmen ermittelt. Für die Umspannwerke, für welche keine modellierten Hochspannungsnetze vorliegen, werden die Ausbaukosten ersatzweise über die Fläche hochgerechnet.

Wenn keine Daten von den Netzbetreibern für die Umspannwerke vorliegen, wird angenommen, dass diese mit jeweils zwei Transformatoren der Leistungsklasse 31,5 MVA bestückt sind.

Der wesentliche Kostentreiber in der Umspannebene ist die Primärtechnik, die mit der veränderten Versorgungsaufgabe vermehrt ausgelastet wird. Als relevante Maßnahmen für Verstärkung und Ausbau wurden in den Netzplanungen, soweit der Ausbaustand der Umspannwerke die Maßnahmen zulässig erscheinen ließ, folgende Komponenten berücksichtigt:

- Leistungserhöhung von HS/MS-Transformatoren durch Zwangsbelüftung bzw. Einbau zusätzlicher Lüfter,
- Transformatorer Austausch gegen Transformatoren höherer Leistungsklasse,
- Ausbau der Umspannwerke mit zusätzlichen Transformatoren,
- Austausch der Mittelspannungsschaltanlage und Hochspannungsschaltanlage (nur für gasisolierte (SF₆-) Schaltanlagen),
- Verstärkung der Hochspannungssammelschienen systeme,
- Austausch von Hochspannungs- und Mittelspannungsschaltfeldern,
- Erweiterung der Kapazität von Erdschlusslöschspulen,
- Neugründung von Umspannwerken.

Eine Zwangsbelüftung von Transformatoren erhöht den Wärmeausgleich mit der Umgebung und kann somit die Betriebstemperatur eines Transformators reduzieren und die Auslastung der Transformatoren steigern. Diese Maßnahme ist nur anwendbar, wenn die elektrischen Eigenschaften des Transformators eine Erhöhung des Stromes zulassen.

Eine weitere Maßnahme ist der Transformatorer Austausch. Hier wird der vorhandene Transformator durch einen neuen leistungsstärkeren Transformator ersetzt.

Zusätzliche Transformatoren werden im vorhandenen Umspannwerk neben den bestehenden Transformatoren installiert, soweit dies räumlich möglich ist. Diese Möglichkeit der Aufstellung von zusätzlichen Transformatoren wurde in der Modellierung unter Berücksichtigung von Vorgaben der Verteilnetzbetreiber abgebildet.

Es wird zusätzlich überprüft, ob der Summenstrom der mittelspannungsseitigen Sammelschienen für die neu aufzunehmende Leistung ausreichend ist. Wenn die neue Leistung einen höheren Strom verursacht als der Nennwert der bestehenden Sammelschiene, wird ein Tausch der Mittelspannungsschaltanlage durchgeführt. Es wird angenommen, dass die Kosten der Mittelspannungsabgänge und der Sekundärtechnik in den Kosten der Schaltanlage enthalten sind.

Wenn der Platzbedarf für neue Transformatoren den verfügbaren Platzbedarf übersteigt und die oben beschriebenen Maßnahmen nicht ausreichend sind, wird ein zusätzliches Umspannwerk errichtet („gegründet“). Im Fall einer Neugründung eines Umspannwerks werden die in der schematischen Darstellung (vergleiche Abbildung 28) enthaltenen Komponenten ausgelegt und bewertet.

Für die Umspannwerksneugründung werden folgende Komponenten berücksichtigt:

- Gebäude einschließlich der Infrastruktur (Sekundärtechnik, Nebengewerke),
- Hochspannungsschaltfelder,
- Mittelspannungsschaltfelder,
- Hochspannungssammelschienenabschnitt,
- HS/MS-Transformatoren.

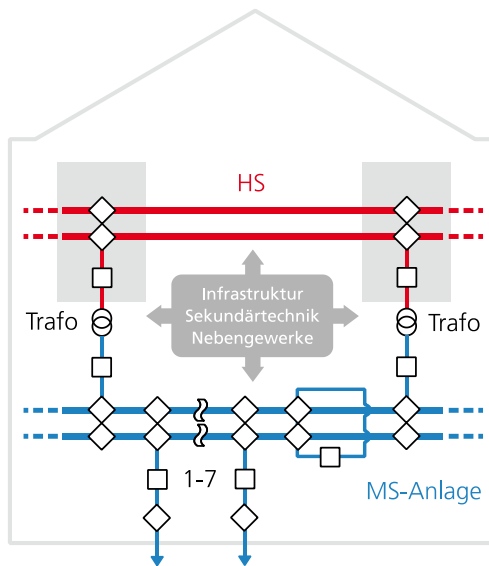


Abbildung 28: Schematischer Umfang der Umspanwerk-Neugründung

Es wird davon ausgegangen, dass das neue Umspanwerk in unmittelbarer Nachbarschaft des vorhandenen Umspanwerks errichtet wird. Des Weiteren wird angenommen, dass ein neues Umspanwerk gezielt für die Abführung der Leistungsdifferenz dimensioniert wird.

Die beschriebene Netzplanung wird automatisiert durchgeführt.

5.7 Planungsmethodik für Mittelspannungsnetze

Die Netzplanungen auf der Mittelspannungsebene werden als Zielnetzplanungen für die Stützjahre 2024 und 2034 durchgeführt. Für die Stützjahre werden Energieszenario-Ausprägungen erstellt und die prognostizierten Leistungen dem Netzmodell zugeordnet. Hierbei werden Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen, die in der Niederspannung angeschlossen werden, genauso wie E-Kfz und Wärmepumpen über eine Zuordnung der Liegenschaften zu Ortsnetzstationen aggregiert und als Ersatz-Einspeisung bzw. Last modelliert.

Windenergie- und Photovoltaik-Freiflächenanlagen werden entweder direkt an das Mittelspannungsnetz angeschlossen oder als Direktanschluss an die Umspannebene ausgeführt. Die Entscheidung, welche Variante gewählt wird, obliegt der heuristischen Optimierung innerhalb des automatisierten Netzausbaus. Dadurch werden die Netzausbaumaßnahmen ermittelt, die für den wirtschaftlichen Netzausbau von den Realnetzen im Ausgangszustand zum Referenzjahr 2015 zum Zielzustand für das jeweilige Stützjahr erforderlich sind.

Eine weitergehende Erläuterung der hier zusammengefasst beschriebenen Methodik ist im Folgenden gegeben.

5.7.1 Zuordnung der veränderten Versorgungsaufgabe

Windenergieanlagen und Photovoltaik-Freiflächenanlagen werden nach dem in den Kapiteln 4.7.2 und 4.7.3 beschriebenen Verfahren als geografisch lokalisierte Punkte mit einer zugeordneten Nennleistung prognostiziert. Für das jeweils untersuchte Mittelspannungsnetz und das versorgende Umspannwerk werden in einem ersten Schritt die relevanten Standorte aus der Prognose identifiziert. Relevant sind zunächst nur Anlagen, die in den, dem Umspannwerk zugeordneten, erweiterten Ortslagen liegen. Da die Zuordnung der erweiterten Ortslagen zu den Umspannwerken nicht zwingend eindeutig ist, werden die Anlagen nochmals gefiltert. So werden von den relevanten Anlagen nur diejenigen weiterbetrachtet, welche unterhalb des Mittelspannungsnetzes liegen beziehungsweise deren Direktanschluss an das Umspannwerk des betrachteten Mittelspannungsnetzes verlaufen würde. Potenzielle Direktanschlüsse gehen dabei annahmegemäß immer zum nächstgelegenen Umspannwerk. Befinden sich zwei prognostizierte Standorte in einer Entfernung von weniger als 300 Metern zueinander, dann werden sie zu einem Standort zusammengefasst. Dies betrifft vor allem Standorte die zwar geographisch dem gleichen Punkt entsprechen, aber zeitlich versetzt den sukzessiven Zubau von Anlagen in der gleichen Windvorrangfläche abbilden. Das heißt, die gesamte Zubauprognose wird unabhängig einer möglichen Reihenfolge installiert.

Für bereits in den Mittelspannungsnetzmodellen bestehende Windenergieanlagen wird die erwartete wirtschaftliche Nutzungsdauer funktional über die Nennleistung abgeschätzt. Anlagen, deren wirtschaftliche Nutzungsdauer im betrachteten Stützjahr überschritten ist, werden im Netzmodell deaktiviert.

Beispiel

Im Folgenden wird anhand einer Energieszenario-Ausprägung eine Mittelspannungsbeurteilung beispielhaft erläutert.

In der Abbildung 29 wird die für eine Energieszenario-Ausprägung hergestellte, konkrete Verteilung von Photovoltaik-Freiflächenanlagen und Windenergieanlagen dargestellt. Die beiden zugebauten Photovoltaik-Freiflächenanlagen verfügen zusammen über 12 MW, die drei Windparks zusammen über 45 MW an installierter Leistung. Im Netz werden darüber hinaus 2650 Photovoltaik-Aufdachanlagen mit einer Gesamtleistung von 16 MWp installiert. Des Weiteren werden in der betrachteten Energieszenario-Ausprägung 480 Wärmepumpen mit einer effektiven Gesamtbezugsleistung von 1,8 MWp und 3150 E-Kfz-Ladepunkte mit einer effektiven Gesamtbezugsleistung von 3,3 MWp im Netz installiert.

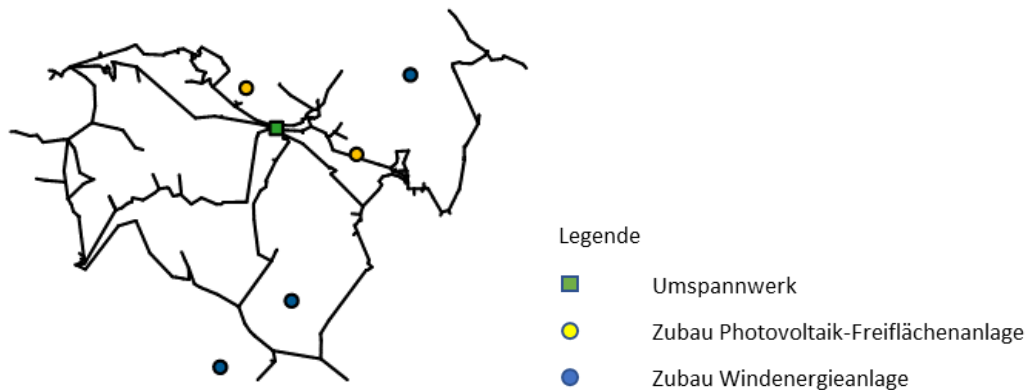


Abbildung 29: Beispielzubau für Photovoltaik-Freiflächenanlagen und Windenergieanlagen

Die Zuordnung der Photovoltaik-Aufdachanlagen, E-Kfz und Wärmepumpenprognose basiert auf einer Zuordnung der Liegenschaften zu den Ortsnetzstationen.

Die Abbildung 30 zeigt eine solche Zuordnung von Liegenschaften zu Ortsnetzstationen. Dargestellt ist ein Teil eines Mittelspannungsnetzes mit Ortsnetzstationen und Leitungen. Die dunklen Flächen entsprechen Hausumrandungen. Die Zuordnungen der Liegenschaften zu Ortsnetzstationen sind farblich differenziert.

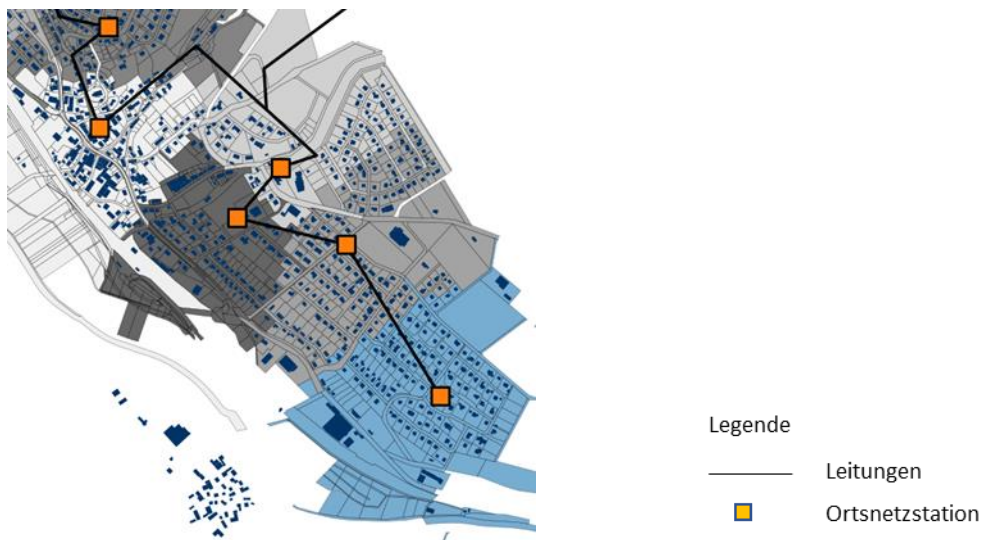


Abbildung 30: Zuordnung der Liegenschaften zu den Stationen eines Mittelspannungsnetzes¹

¹ Farblich unterlegt ist jeweils die Zuordnung von Liegenschaften zu Ortsnetzstationen. Nicht farblich unterlegte Liegenschaften werden durch benachbarte Mittelspannungsnetze versorgt.

Wenn für die Mittelspannungsnetze auch die unterlagerten Niederspannungsnetze als Realnetze verfügbar sind, erfolgt die Zuordnung der Liegenschaften zu den Ortsnetzstationen über die konkreten Niederspannungsnetzdaten (siehe dazu Kapitel 6.4.1). Für den Großteil der Mittelspannungsnetze sind allerdings keine Daten zu den unterlagerten Niederspannungsnetzen verfügbar. In solchen Fällen erfolgt die Zuordnung der Liegenschaften über die kürzeste Entfernung zur nächsten Ortsnetzstation. Liegenschaften, die

nicht im 400 Meter Radius einer Ortsnetzstation des betrachteten Mittelspannungsnetzes liegen, werden nicht zugeordnet. Die Annahme ist hier, dass diese Liegenschaften von einem anderen Mittelspannungsnetz versorgt werden.

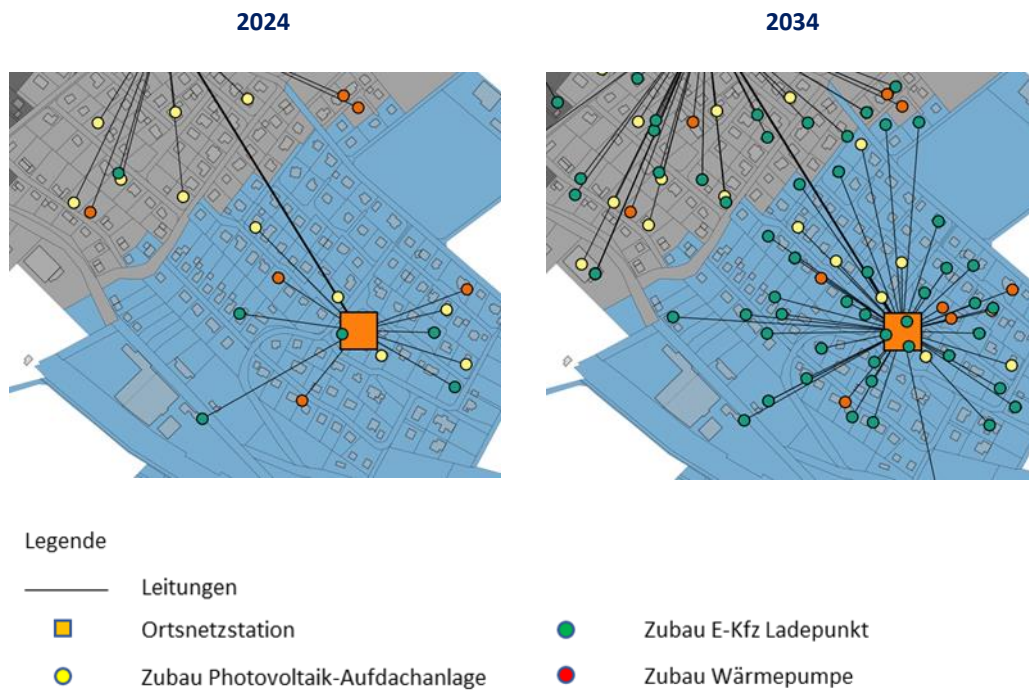


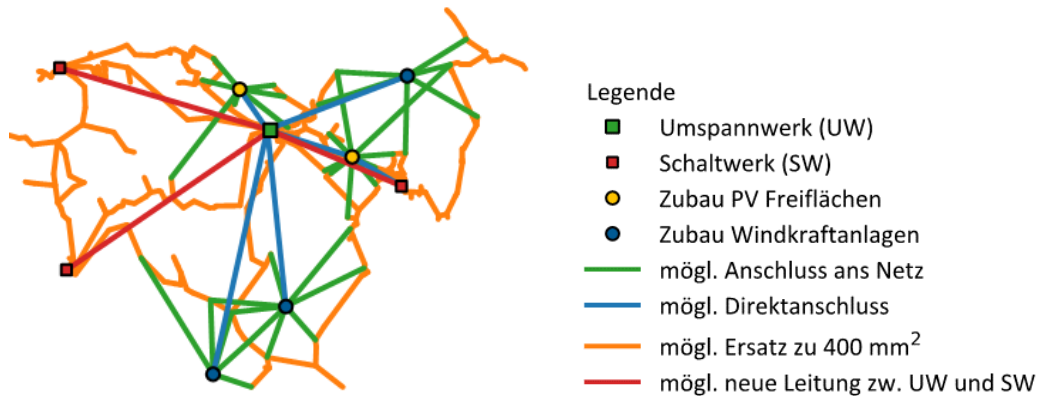
Abbildung 31: Beispielhafte Energieszenario-Ausprägung für die beiden Stützjahre¹

¹ Die konkrete räumliche Verteilung des Zubaus ist abhängig von der jeweiligen Energieszenario-Ausprägung.

Über die zugeordneten Liegenschaften einer Ortsnetzstation werden die prognostizierten Photovoltaik-Aufdachanlagen genauso wie die E-Kfz-Ladepunkte und Wärmepumpen dem entsprechenden Mittelspannungsknoten zugeordnet. In Abbildung 31 werden alle betreffenden Photovoltaik-Aufdachanlagen und Verbraucher, die sich in hellblauen Liegenschaften befinden, zur dargestellten Station zugeordnet und im Netzmodell durch eine Summenlast bzw. Summeneinspeisung abgebildet.

5.7.2 Automatischer Netzausbau zur Auswirkungsanalyse

Die in Kapitel 5.4 beschriebene automatische Netzplanung wird auch für die Auswirkungsanalysen in der Mittelspannungsebene angewendet. Das konkrete Planungsvorgehen wird nachfolgend am Beispiel illustriert.

Beispiel**Abbildung 32: Betrachtete Maßnahmen¹**

¹ Die Netzoptimierung betrachtet 405 mögliche Maßnahmen.

Im betrachteten Beispiel kommt es durch den Zubau von Photovoltaik-Freiflächenanlagen und Windenergieanlagen zu Spannungsverletzungen und Leitungsüberlastungen im Einspeisefall. Dadurch ausgelöst, sucht die automatisierte Netzausbauplanung nach einer kostenminimalen Kombination aus Netzanschluss- und Netzverstärkungsmaßnahmen, um eine Netzstruktur zu erzeugen, welche den festgelegten Planungsprämissen genügt. Es werden dabei stets simultan Starklast- und Rückspeisefall betrachtet, um die beste Ausbauplanung unter Berücksichtigung beider Lastfälle zu finden.

In Abbildung 32 sind für das Beispiel alle identifizierten Maßnahmen zum Anschluss der Erneuerbaren Energieanlagen an das Netz dargestellt. Die grünen Linien entsprechen den Anschlüssen der Anlagen in das Mittelspannungsnetz. Der Anschlusspunkt der Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen ist variabel und wird durch die Optimierung bestimmt. Betrachtet werden Anschlüsse ins Netz oder Direktanschlüsse zum jeweils nächstgelegenen Umspannwerk, das nicht zwingend das Umspannwerk sein muss, welches das betrachtete Mittelspannungsnetz versorgt. Die Dimensionierung der Anschlussleitungen erfolgt nach der anzuschließenden Leistung.

Für die Netzverstärkung werden die Erhöhung des Querschnittes von bestehenden Leitungen auf 400 mm² und das Einfügen neuer paralleler Leitungen zwischen Umspannwerk und Schaltstationen unter Berücksichtigung eines Umwegfaktors in Betracht gezogen.

In Summe werden in diesem Beispiel 405 mögliche Maßnahmen identifiziert. Aus diesen Maßnahmen selektiert die heuristische Optimierung eine Kombination von Maßnahmen, die das Netz wirtschaftlich in einen befundfreien Zustand versetzt. Die Optimierung erfolgt auf gesamtwirtschaftliche Kosten, d. h. es wird versucht, die Summe der Anschlusskosten und notwendigen Netzverstärkungskosten gemeinsam zu minimieren.

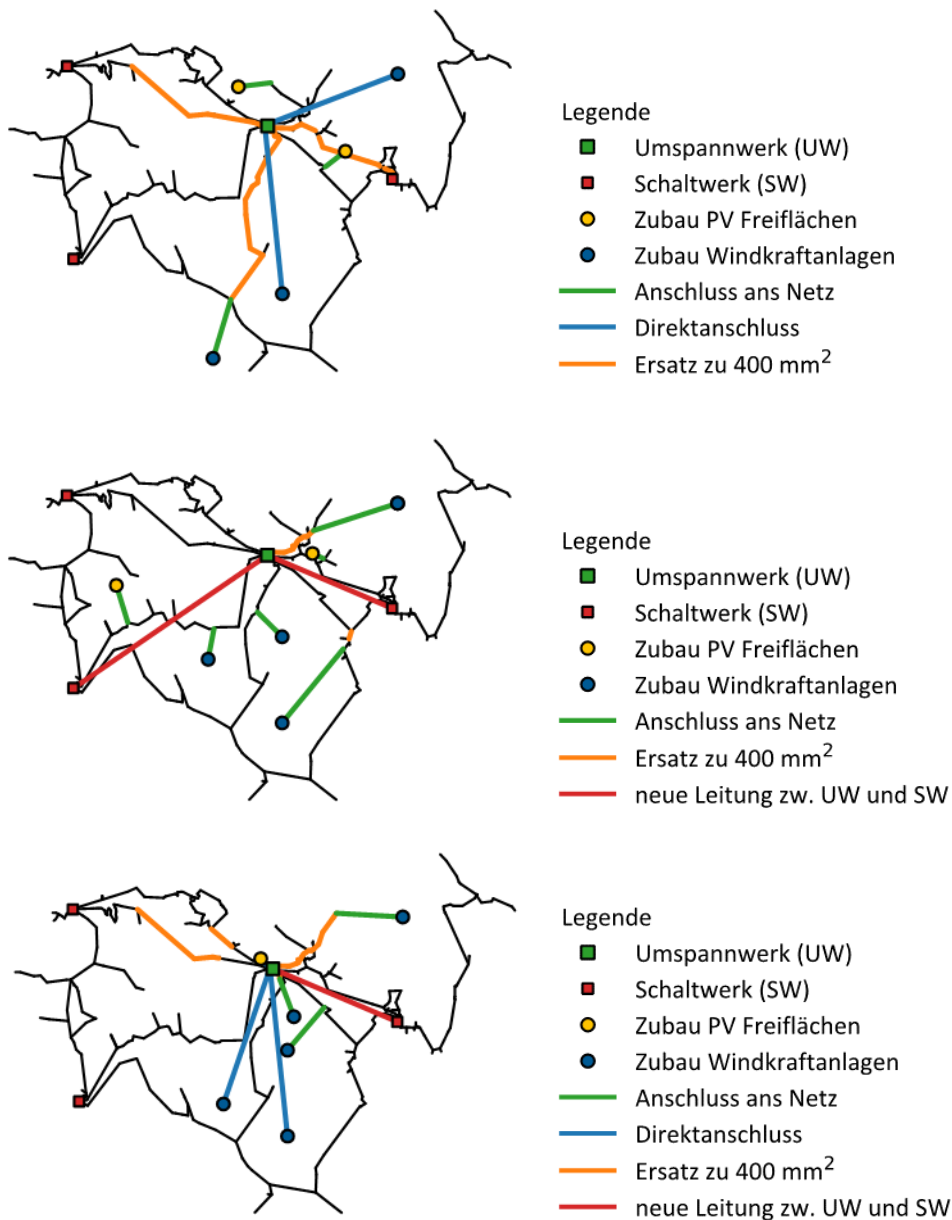


Abbildung 33: Ermittelter Netzausbau für verschiedene Energieszenario-Ausprägungen

Die Abbildung 33 (Bildteil oben) stellt eine Lösung für die betrachtete Energieszenario-Ausprägung dar. Für die dort vorliegenden Photovoltaik-Freiflächenanlagen und zwei Windenergieanlagen erfolgt der Anschluss in das Netz. Für eine Windenergieanlage wird ein Direktanschluss ausgeführt. Für den Netzanschluss werden 22 km Leitungen neu verlegt. Weiterhin werden durch die Optimierung 19 km der bestehenden Leitungen verstärkt. Die Lösungen für zwei weitere von insgesamt fünfzig bewerteten Energieszenario-Ausprägungen sind in der Abbildung in der Mitte und unten dargestellt.

5.8 Planungsmethodik für Niederspannungsebene

Die Auswirkungsanalyse für die Niederspannungsnetze erfolgt weitgehend entsprechend der für die Mittelspannung dargestellten Methodik (vergleiche Kapitel 5.7). Ausgewählte Besonderheiten der Zuordnung von Einspeisung und Verbrauch sowie für die Netzplanung in der Niederspannungsebene werden nachfolgend am Beispiel beschrieben.

5.8.1 Zuordnung der veränderten Versorgungsaufgabe

Die Abbildung 34 visualisiert beispielhaft die Zuordnung des Zubaus von Photovoltaik-Aufdachanlagen, E-Kfz-Ladepunkten und Wärmepumpen zu Niederspannungsnetzanschlüssen.

Ausgehend von den Energieszenarien werden konkrete Energieszenario-Ausprägungen erstellt, indem einzelne zuzubauende Anlagen probabilistisch auf die Liegenschaften der erweiterten Ortslagen, in denen die Niederspannungsnetze liegen, verteilt werden. Diese zusätzlichen Einspeisungen bzw. Verbraucher der Liegenschaften werden dem jeweils zugeordneten Netzanschlusspunkt zugewiesen. Wenn keine bekannte Zuordnung zu Netzanschlusspunkten vorliegt, werden die neuen Einspeisungen bzw. Verbraucher dem der Liegenschaft räumlich nächsten Netzanschlusspunkt zugewiesen.

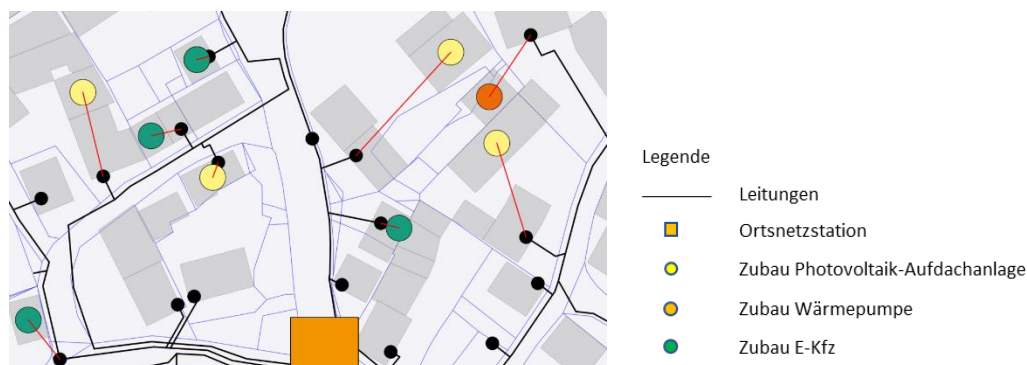


Abbildung 34: Zuordnung der Zubauszenarien zu Liegenschaften und Netzanschlusspunkten

5.8.2 Automatisierter Netzausbau zur Auswirkungsanalyse

Die je Energieszenario-Ausprägung gebildeten Netzsituationen werden mittels Lastflussrechnung auf eintretende Grenzwertüberschreitungen geprüft und bei Vorliegen von Grenzwertüberschreitungen unter Anwendung der Planungsprämissen zulässige Netzausbauplanungen heuristisch optimiert.

Werden in einem Niederspannungsnetz Grenzwertverletzungen festgestellt, steht die im Kapitel 5.3 dargestellte Auswahl an Optimierungs-, Verstärkungs- und Ausbaumaßnahmen zur Verfügung, um identifizierte Probleme zu beheben. Bei Ortsnetztransformatoren wird davon ausgegangen, dass diese über drei starre Stufenstellerpositionen verfügen.

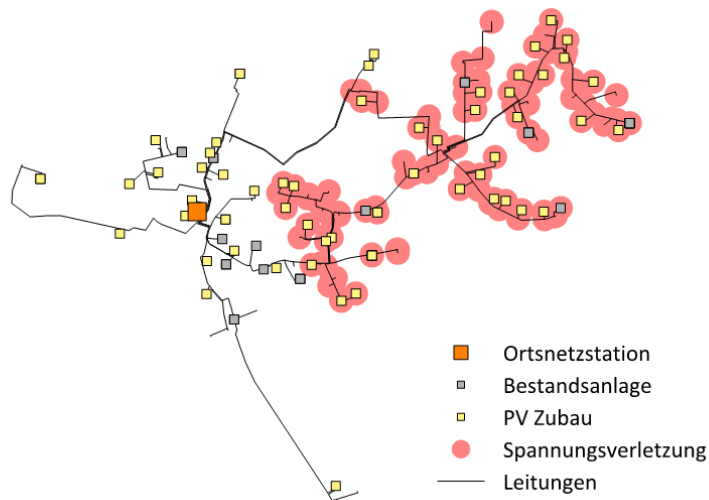


Abbildung 35: Beispielnetz mit Spannungsbandverletzungen

In Abbildung 35 ist ein Niederspannungsnetz mit Spannungsbandverletzungen in den Abgängen (rote Umrandungen) dargestellt, zu deren Behebung zusätzlich zur möglichen Änderung der Stufenstellerposition des Ortsnetztransformators ein Netzausbau erforderlich wird.

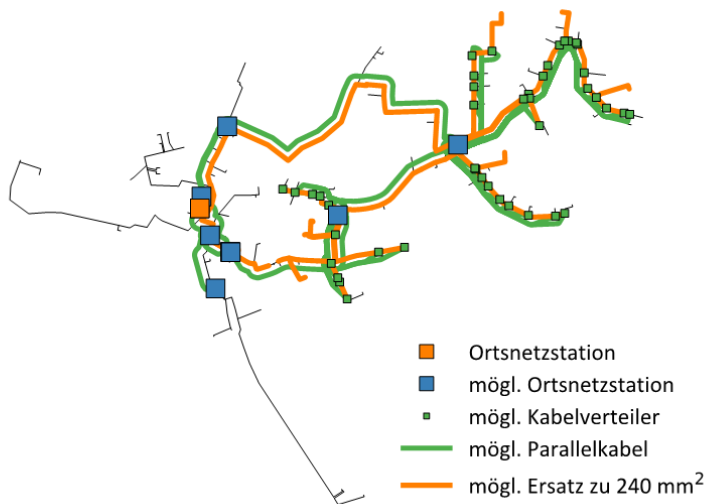
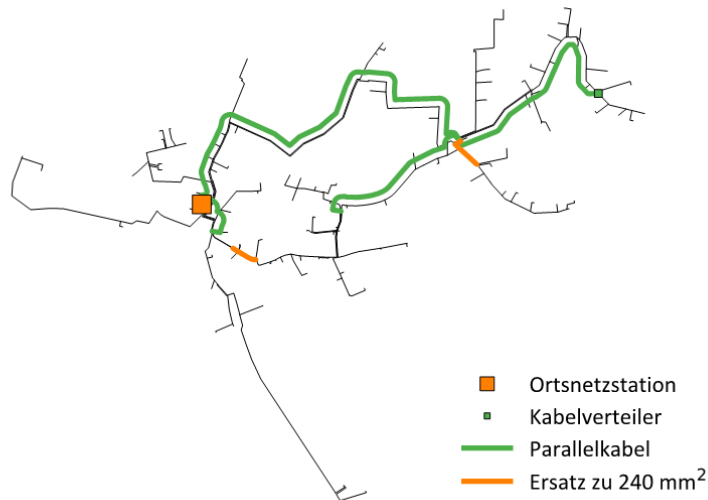


Abbildung 36: Beispielnetz mit möglichen Verstärkungs- und Ausbaumaßnahmen

Nach der Ermittlung der Grenzwertverletzungen werden alle Maßnahmen gesucht, die potentiell dazu geeignet sein könnten, die Probleme im Netz zu beheben. Die Abbildung 36 zeigt alle 139 Maßnahmen, die geeignet sind, um die Grenzwertverletzungen zu beheben.

Welche Kombination von Maßnahmen am kosteneffizientesten ist, ist dabei je nach Netz und Art des Engpasses verschieden. Die Auswahl der kostenoptimalen Teilmenge möglicher Maßnahmen wird durch die in Kapitel 5.4 beschriebene heuristische Optimierung getroffen. Die Optimierung erfolgt stets simultan für den Starklast- und den Rückspeisefall, um die beste Ausbauvariante unter Berücksichtigung beider Lastfälle zu finden.

Lösung 1



Lösung 2

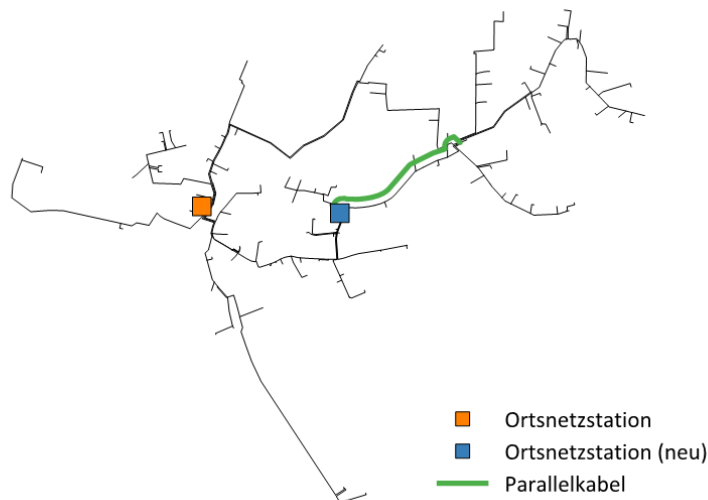


Abbildung 37: Beispielnetz mit möglichen Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen

In Abbildung 37 sind zwei Lösungen für verschiedene Energieszenario-Ausprägungen dargestellt. Die erste Lösung beinhaltet 1,1 Kilometer neue Kabel. In der zweiten Lösung werden eine weitere Ortsnetzstation errichtet und 195 Meter neue Niederspannungs- und 136 Meter neues Mittelspannungskabel verlegt. Obwohl beide Lösungen sehr unterschiedlich sind, sind die resultierenden Kosten ähnlich hoch.

5.9 Innovative Maßnahmen

Für die Netzplanung ist inzwischen ein relativ breites Spektrum an innovativen Maßnahmen hinzugekommen, um auftretenden Netz- bzw. Netzbetriebsmittelüberlastungen anders als durch konventionelle Netzverstärkung entgegenzuwirken. An diese innovativen Maßnahmen sind zugleich hohe Erwartungen geknüpft, dass durch deren vermehrten Einsatz eine nennenswerte Reduktion der Netzausbaukosten erzielt werden kann.

Diese innovativen Maßnahmen umfassen sowohl den Einsatz verhältnismäßig neuer Technologien und Materialien als auch die veränderte Auslegung der Netze durch Berücksichtigung neuer Möglichkeiten für deren Betrieb bereits bei der Netzplanung.

Die Verteilnetzstudie untersucht, welchen Beitrag diese innovativen Maßnahmen leisten können, um die Kosten des durch die fortschreitende Energiewende bedingten Netzausbaubedarfs zu reduzieren.

Da eine grundsätzliche Eignung der innovativen Maßnahmen, die beabsichtigte technische Wirkung zu erreichen, in Einzelplanungen und an Typnetzuntersuchungen bereits als bestätigt gilt (vergleiche beispielsweise [34] und [35]), wird in der Verteilnetzstudie der Einsatz dieser innovativen Maßnahmen gemeinsam mit den Maßnahmen des konventionellen Netzausbaus in Realnetzen untersucht. Dadurch wird angelehnt an die reale Netzplanungssituation der Verteilnetzbetreiber eine gesamtwirtschaftlich optimierte Kombination der verfügbaren Maßnahmen gesucht und bewertet.

Die innovativen Maßnahmen können wiederum einzeln oder in Kombination eingesetzt werden, um den bestmöglichen Beitrag zu erbringen. Die möglichen komplexitäts- und aufwandstreibenden Rückwirkungen von kombinierten innovativen Maßnahmen auf die Betriebsführung, werden für die Netze und Netzbetreiber deutlich verschieden ausfallen und daher im Rahmen der Auswirkungsanalyse nicht in die Bewertung einbezogen.

Die stellvertretend für die Gesamtheit der verfügbaren innovativen Maßnahmen untersuchten Maßnahmen werden nachfolgend benannt und einleitend erläutert.

Die in der Verteilnetzstudie untersuchten innovativen Maßnahmen wurden mit den beteiligten Verteilnetzbetreibern ausgewählt und abgestimmt. Bei der Auswahl wurden Merkmale wie einerseits die kurzfristige Verfügbarkeit und andererseits die erwarteten gesamtwirtschaftlichen Kostenreduktionspotenziale jeweils in Bezug auf die relevanten Netzebenen berücksichtigt. Die ausgewählten innovativen Maßnahmen bilden auf jeder Netzebene nach gemeinsamer Einschätzung das Spektrum an relevanten neuen Betriebsmitteln, Betriebsweisen und des möglichen zukünftigen Potenzials von netzdienlicher Mitwirkung von Netzkunden bzw. von Prosumern-Anwendungen ab.

Von einigen Netzbetreibern werden die innovativen Maßnahmen teilweise bereits eingesetzt oder es gibt vereinzelte Pilotanwendungen. Im Rahmen der Verteilnetzstudie gilt es, diese innovativen Maßnahmen in der Fläche über mehrere Netzbetreiber und über viele Netze zu bewerten und Handlungsempfehlungen zum erweiterten Einsatz auszusprechen.

Die nachfolgende Tabelle gibt eine Übersicht, welche innovativen Maßnahmen in welcher Netzebene eingesetzt werden. Im Anschluss werden die aufgeführten Maßnahmen kurz erläutert.

Innovative Maßnahme	Nieder- spannung	Mittel- spannung	Um- spannung	Hoch- spannung
$\cos \varphi = \text{konstant}$	●	●	●	●
Q(U)-Regelung	●	●	●	●
$\cos \varphi$ (P)-Regelung	●	○	○	○
Spitzenkappung	●	●	●	●
Netzdienlicher Einsatz von Prosumer-Anwendungen	●	●	●	●
Hochtemperaturleiterseile (ACCR)	○	○	○	●
Leistungskompoundierung	○	●	○	○
Regelbarer Ortsnetztransformator	●	○	○	○

Tabelle 16: Übersicht der verwendeten innovativen Maßnahmen je Spannungsebene¹

¹ Abkürzungen: ACCR - Aluminium Conductor Composite Reinforced. ●/○ – Maßnahme angewendet/Maßnahme nicht angewendet.

$\cos \varphi = \text{konstant}$: Blindleistungsbereitstellung durch Erneuerbare Erzeugungsanlagen (in der Verteilnetzstudie modelliert für Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen) zur Spannungsregelung mit einem konstanten Leistungsfaktor.

Q(U)-Regelung: Blindleistungsbereitstellung durch Erneuerbare Erzeugungsanlagen zur Spannungsregelung in Abhängigkeit der Spannung am Netzanschlusspunkt.

$\cos \varphi$ (P)-Regelung: Blindleistungsbereitstellung durch Erneuerbare Erzeugungsanlagen zur Spannungsregelung in Abhängigkeit der eingespeisten Wirkleistung.

Durch die Blindleistungsbereitstellung wird eine Phasenverschiebung des Wechselstroms im Netz erreicht und dadurch auf die Spannung Einfluss genommen. Im Besonderen können durch Blindleistungsbereitstellung der, bei vermehrter Einspeisung aus Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen auftretenden, Spannungsanhebung entgegengewirkt und damit Grenzwertüberschreitungen vermieden oder reduziert werden.

Die Blindleistungsbereitstellung kann in den Verteilnetzen alternativ zu den oben genannten Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen auch durch Kraft-Wärme gekoppelte Anla-

gen oder andere Erzeuger erfolgen. Abgestimmt auf die Schwerpunktlegerung in den Energieszenarien wird in der Verteilnetzstudie die Blindleistungsbereitstellung aus Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen berücksichtigt.

Spitzenkappung: Spitzenkappung ist die Berücksichtigung der gesetzlich gegebenen Möglichkeit, die begrenzte Abregelung von Einspeisung aus Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen bereits bei der Netzplanung zu berücksichtigen und die Netze darauf hin geringer, als zur Aufnahme der gesamten möglichen Einspeisung aus diesen Anlagen erforderlich wäre, zu dimensionieren. Gegenwärtig wird erlaubt, bis zu drei Prozent der prognostizierten jährlichen Einspeisung aus Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen entsprechend abzuregeln. Durch das Abregeln von Einpeisespitzen wird die Auslastung des angeschlossenen Netzes sowie der Spannungsanstieg am Netzanschlusspunkt verringert. Es wird grundsätzlich zwischen statischer Spitzenkappung und dynamischer Spitzenkappung unterschieden. Bei statischer Spitzenkappung wird die Einspeiseleistung der Anlagen permanent begrenzt. Bei der dynamischen Spitzenkappung erfolgt die Abregelung bedarfsweise in Abhängigkeit von der gegenwärtigen Netzauslastung.

In der Verteilnetzstudie wird Einspeiseleistung je nach Netzebene und Anlagentyp verschieden stark reduziert. Die in den Netzplanungen der Verteilnetzstudie angerechnete Abregelung ist in Tabelle 17 bezogen auf die Nennleistung der Anlagen dargestellt.

Netzebene	Abregelung ¹ von Windenergieanlagen	Abregelung ¹ von Photovoltaik-Anlagen
Hochspannung und Umspannung (HS/MS)	87 %	70 %
Mittelspannung (statische Spitzenkappung)	87 %	70 %
Mittelspannung (dynamische Spitzenkappung)	Kombiwertverfahren des VDE FNN ²	
Niederspannung	–	50/60/70 ³ %

Tabelle 17: Für die Spitzenkappung berücksichtigte Abregelungen

¹ maximale Einspeiseleistung bezogen auf den Nennwert der Erneuerbaren Erzeugungsanlagen. ² Dynamische Spitzenkappung ausgelegt nach [36]. ³ Die Abregelungsgrenzen werden alternativ überprüft.

Netzdienlicher Einsatz von Prosumer-Anwendungen: Prosumer im Sinn dieser Betrachtungen sind Netznutzer, die Energie beziehen, speichern oder in das Netz einspeisen können. Dies ist beispielsweise für Haushalte mit den Anwendungen Photovoltaik-Aufdachanlage und lokalem Speicher oder E-Kfz gegeben. Bei einem netzdienlichen Einsatz von Prosumer-Anwendungen kann das Netz entlastet werden, wobei diese Entlastung sowohl durch vermiedene bzw. verschobene Einspeisung oder vermiedenen bzw. verschobenen Verbrauch erzielt werden kann.

Als Sensitivität wird für jede Netzebene außerdem ermittelt, wie sich ein rein marktorientiertes Verhalten von Prosumer-Anwendungen auswirken würde, welches sich synchron an Marktsignalen ausrichtet und keine Rücksicht auf die aktuelle Netzauslastung nimmt.

Das Verhalten der Prosumer-Anwendungen wird in beiden Fällen durch veränderte Gleichzeitigkeitsannahmen modelliert (vergleiche Tabellenanhang). Beim netzdienlichen Einsatz werden die Gleichzeitigkeiten der Anwendungen, die sich netzentlastend auswirken, relativ erhöht und die Gleichzeitigkeiten netzbelastender Anwendungen reduziert. Im Einspeisefall kann die Einspeisung aus Photovoltaik-Anlagen und Energieabgabe von Speichern an das Netz reduziert und der Verbrauch durch Laden des E-Kfz erhöht werden. Bei rein marktorientiertem Verhalten von Prosumer-Anwendungen werden die Gleichzeitigkeiten gegenüber dem netzdienlichen Einsatz entgegengesetzt verstellt.

Hochtemperaturseile (ACCR – Aluminium Conductor Composite Reinforced): Hochtemperaturleiterseile sind Leiterseile, die gegenüber den konventionell verbauten Leiterseilen auf eine deutlich höhere maximale Betriebstemperatur ausgelegt sind und dadurch eine höhere Stromtragfähigkeit haben. Dies ermöglicht die Verstärkung der Freileitungen mit Beibehaltung der bestehenden Masten. Lediglich die Leiterseile und Klemmen müssen ausgetauscht werden. Die erreichbare Stromtragfähigkeit ist doppelt so hoch wie beim Einsatz der konventionellen Leiterseile.

Leistungskompoundierung: Die Leistungskompoundierung ist eine leistungsflussabhängige Transformatorregelung mit dynamischer Spannungssollwertanpassung. Durch Erhöhung von Transformatoren mit Zubau der Regelungskomponente können das zur Verfügung stehende Spannungsband besser ausgenutzt und folglich Spannungsgrenzwertverletzungen verringert bzw. vermieden werden.

Regelbarer Ortsnetztransformator: Regelbare Ortsnetztransformatoren können mittels eines variablen Übersetzungsverhältnisses die unterspannungsseitige Netzspannung unabhängig von der Oberspannungsseite auf einen bestimmten Sollwert regeln. Der Effekt entspricht dem Umstufen von konventionellen Transformatoren mit dem Unterschied, dass regelbare Ortsnetztransformatoren diese Umstufung bedarfsabhängig durchführen. Der Einsatz der regelbaren Ortsnetztransformatoren führt zur besseren Ausnutzung des Spannungsbands.

Die betrachteten Technologien decken verschiedene Einsatzszenarien ab. Spitzenkappung und netzdienliches Prosumerverhalten sind vor allem bei Betriebsmittelüberlastungen sinnvoll. Lokale Blindleistungsbereitstellung eignet sich am besten, um räumlich begrenzte Spannungsbandverletzungen zu kompensieren. Der Einsatz eines regelbaren Ortsnetztransformators ist hingegen vor allem bei gravierenden Spannungsbandverletzungen bzw. bei Spannungsproblemen sowohl im Starklast- als auch im Rückspeisefall sinnvoll.

In allen Auswirkungsanalysen mit Einbezug der innovativen Maßnahmen wird der Kostenvergleich zum rein konventionellen Netzausbau aus Sicht der Netzbetreiber vorgenommen. Die bisher grundsätzlich wälzbaren Kosten für die Abregelung von Einspeisung aus Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen bei der operativen Umsetzung der (dynamischen) Spitzenkappung werden dabei nicht in die ausgewiesenen Netzausbaukosten eingerechnet. Um die gesamtwirtschaftliche Auswirkung der Spitzenkappung zu erläutern,

werden in der Verteilnetzstudie ergänzende Sonderbetrachtungen durchgeführt (vergleiche Kapitel 6.7). Eine gesamtwirtschaftliche Bewertung des netzdienlichen Einsatzes von Prosumer-Anwendungen wird nicht durchgeführt, da sich gegenwärtig weder Regelungen zur Verpflichtung der Prosumer zur Netzunterstützung noch zur Kompensation bzw. Vergütung der Prosumer für ihre netzdienlichen Beiträge abzeichnen.

5.10 Hochrechnungsmethodik

Für die Hochrechnung werden in der Verteilnetzstudie unter Berücksichtigung der verschiedenen Abdeckungsgrade der Landesfläche von Hessen durch die untersuchten Realnetze zwei Hochrechnungsverfahren eingesetzt. Die spezifischen Hochrechnungsverfahren werden nachfolgend erläutert.

5.10.1 Hochspannungs- und Umspannebene

Für die Hochrechnung der Netzausbaukosten in der Hochspannungsebene wird aufgrund der bereits überwiegenden Gesamtnetzabdeckung und der Flächenabdeckung von Hessen durch die betrachteten Realnetze ein vereinfachter flächenbezogener Ansatz verwendet.

Dazu werden die erweiterten Ortslagen bestimmt, durch welche die Hochspannungsnetze verlaufen. Für diese erweiterten Ortslagen wird die Fläche ermittelt und mit der Fläche aller erweiterten Ortslagen in Hessen ins Verhältnis gesetzt.

Die ermittelte Flächenabdeckung des Landes Hessen durch die betrachteten Hochspannungsnetze beträgt 83 Prozent (vergleiche Abbildung 38). Der resultierende Skalierungsfaktor zur Hochrechnung der Netzausbaukosten für Hessen aus den Netzausbaukosten der berechneten Realnetze entspricht 1,205. Im beschriebenen Verfahren werden nur die Teile der Hochspannungsnetze und zugehörigen erweiterten Ortslagen berücksichtigt, die sich innerhalb des Landes Hessen befinden.

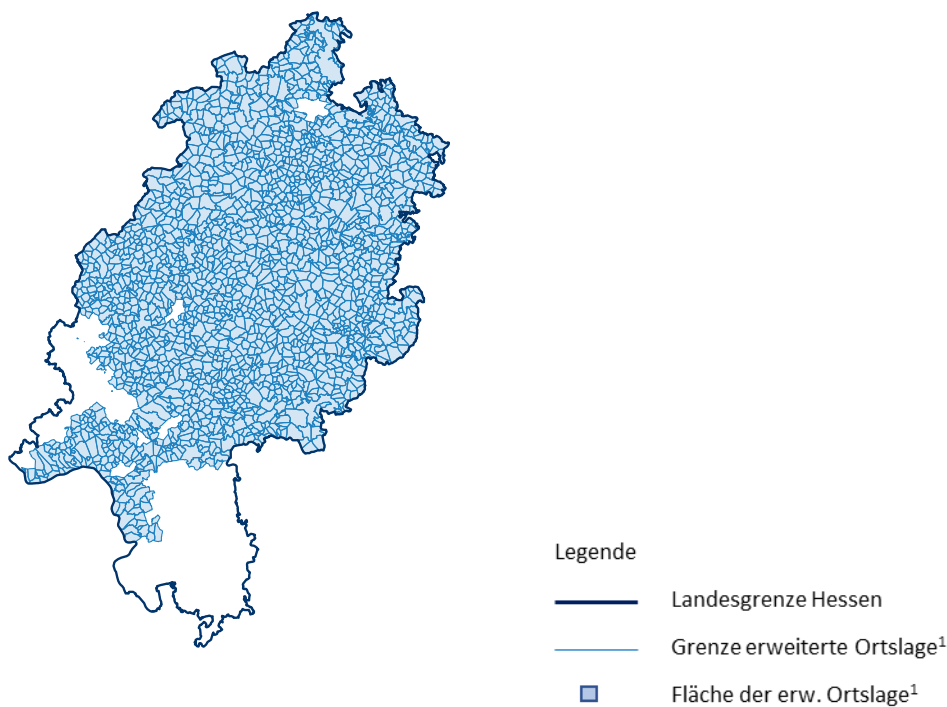


Abbildung 38: Flächenabdeckung Hessens durch erweiterte Ortslagen mit Realnetzen

¹ jeweils ausgewiesen für die erweiterten Ortslagen, welche sich mit Realnetzen überschneiden.

5.10.2 Mittel- und Niederspannungsebene

Für die Hochrechnung der Netzausbaukosten der Mittelspannungsebene werden funktionale Zusammenhänge zwischen dem ermittelten Netzausbau und den zugehörigen erweiterten Ortslagen herangezogen. Das Verfahren wird nachfolgend skizziert und am Beispiel erläutert.

Für dreiviertel der Umspannwerke (Hoch-/Mittelspannung) in Hessen sind nur die geographische Position und die zugeordneten erweiterten Ortslagen bekannt. Das Ziel der Hochrechnung ist es, basierend auf den Eigenschaften der zugeordneten erweiterten Ortslagen, die erwarteten Netzausbaukosten für die Umspannungsbereiche zu schätzen, für die keine detaillierten Netzdaten vorliegen.

Hierfür wird zunächst anhand der berechneten Netzverstärkungskosten für die verfügbaren Mittelspannungsnetze und den ihnen unterlagerten erweiterten Ortslagen ein statistisches Modell bestimmt. Dieses Modell stellt einen funktionalen Zusammenhang zwischen den Eigenschaften der unterlagerten erweiterten Ortslagen und den berechneten Netzausbaukosten her.

Die Hochrechnung der Ausbaukosten in der Niederspannung erfolgt analog. Im Unterschied zur Mittelspannung befinden sich allerdings in der Niederspannung im Allgemeinen ein oder mehrere Netze in einer erweiterten Ortslage. Ein notwendiger Zwischenschritt ist daher, zunächst die berechneten Ausbaukosten je Niederspannungsnetz auf die

sie beinhaltenden erweiterten Ortslagen zu extrapolieren. Danach wird wieder ein statistisches Modell erzeugt, welches einen funktionalen Zusammenhang zwischen Eigenschaften einer erweiterten Ortslage und den zu erwartenden Netzausbaukosten herstellt.

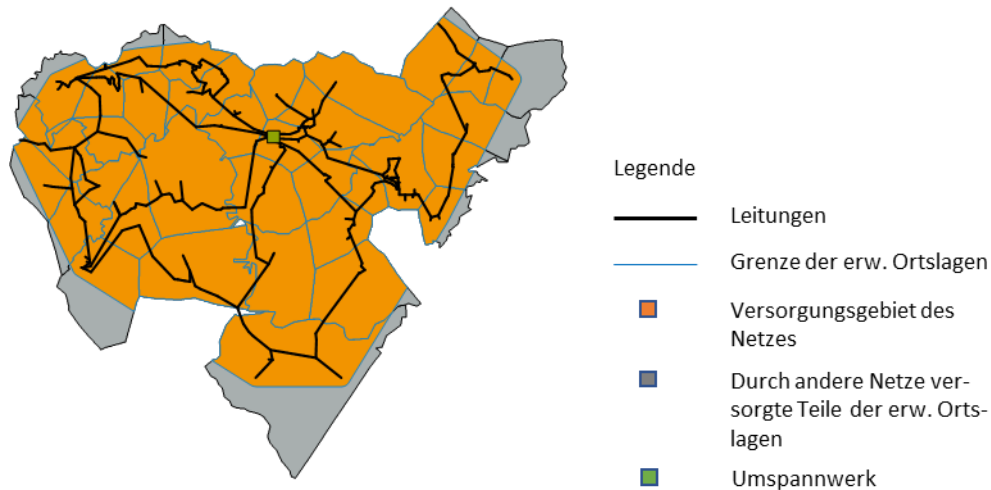


Abbildung 39: Mittelspannungsnetz mit unterlagerten erweiterten Ortslagen

Im Folgenden wird exemplarisch das Vorgehen der Hochrechnung für den konventionellen Netzausbau dargestellt. Die Erläuterung bezieht sich auf eine konkrete Energieszenario-Ausprägung. Das in Abbildung 39 dargestellte Mittelspannungsnetz schneidet 34 erweiterte Ortslagen. Für diese erweiterten Ortslagen gehen alle relevanten Eigenschaften kumuliert in die Hochrechnung ein. Neben der Fläche, welche das Netz einnimmt, werden u. a. die Anzahl der versorgten Einwohner und die bereits installierte Leistung Erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen jeweils bezogen auf das Referenzjahr verwendet. Diese Werte werden als charakteristisch für das Netz in der Ausgangssituation angenommen und gelten somit unabhängig vom Energieszenario, vom Stützjahr und von der betrachteten Energieszenario-Ausprägung. Die Tabelle 18 zeigt beispielhaft für das Mittelspannungsnetz diese und weitere Eigenschaften der unterlagerten erweiterten Ortslagen. Neben den konstanten Werten wird auch der vom Energieszenario und Stützjahr abhängige Zubau der unterschiedlichen neuen Einspeiser einbezogen. Die letzte Spalte in der Tabelle beinhaltet jeweils die berechneten Netzverstärkungskosten. Diese stellen für die Hochrechnung die abhängige Variable dar und sollen möglichst präzise mit Hilfe der unabhängigen Variablen (alle anderen Spalten) vorausgesagt werden.

Das Ziel ist es, mit den genannten Eigenschaften (unabhängigen Variablen) ein Modell zu finden, das die abhängige Variable möglichst genau vorhersagt. Die Abbildung 40 zeigt beispielhaft und vereinfacht gegenüber den geprüften Modellen eine mögliche Regression mit einem univariaten linearen Modell. Die in diesem Fall einzige unabhängige Variable entspricht hier der Zubauleistung für Windenergieanlagen. Die grünen Punkte in der Darstellung entsprechen den Datenpunkten für das Beispielnetz und geben die in diesem Netz berechneten Ausbaukosten für das Jahr 2024 und 2034 jeweils für das untere,

mittlere und obere Energieszenario wieder. Anhand dieser Punkte wird eine Regressionsgerade ermittelt. Diese kann nun genutzt werden, um für erweiterte Ortslagen, für welche keine Netzdaten zur Verfügung stehen, die zu erwartenden Netzausbaukosten abschätzen.

Einwohnerzahl	Fläche	...	Zubau PV-AD	Zubau PV-FF	Zubau Wind	Zubau E-Kfz	Zubau WP	Barwert
12.188	230,4	...	5,3	0	10,4	0,1	0,9	259.806
12.188	230,4	...	10,4	0	41,6	0,3	1,1	4.034.270
...
12.188	230,4	...	32,9	13,1	86,8	2,8	2,6	7.007.290

Tabelle 18: Für die Ermittlung der funktionalen Zusammenhänge herangezogene Eigenschaften¹

¹ exemplarische Darstellung. Abkürzungen: PV-AD – Photovoltaik-Aufdachanlagen (Leistung). PV-FF – Photovoltaik-Freiflächenanlagen (Leistung). Wind – Windenergieanlagen (Leistung). WP – Wärmepumpen.

Die in der Verteilnetzstudie ermittelten und für die Hochrechnung angewendeten Modelle verwenden zumeist mindestens drei unabhängige Variablen.

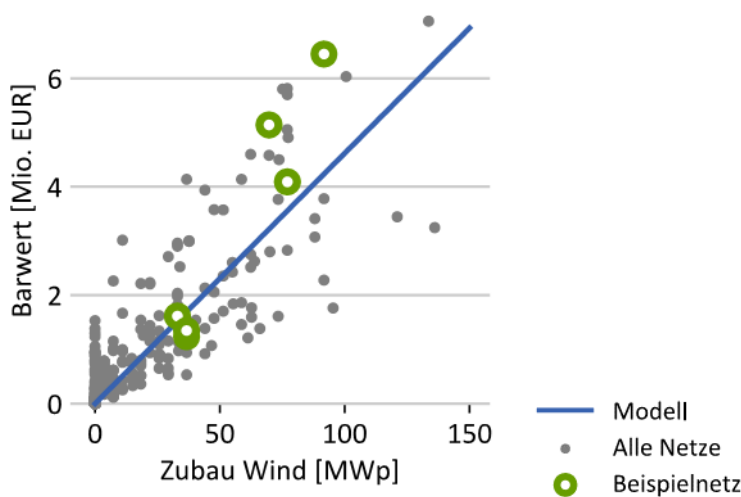


Abbildung 40: Exemplarische Darstellung eines Modells für die Hochrechnung¹

¹ am Beispiel einer univariaten linearen Regression. Die tatsächlich verwendeten Modelle sind multivariat.

Im Gegensatz zu üblichen Clustering-Ansätzen anderer Netzstudien wird nicht a priori und für das gesamte Netzgebiet festgelegt, ob und mit welcher Gewichtung die einzelnen Variablen in die Hochrechnung eingehen. Stattdessen wird automatisiert eine Vielzahl verschiedener Regressionsmodelle überprüft und dasjenige ausgewählt, welches für die detailliert gerechneten Versorgungsgebiete die höchste Prognosegenauigkeit aufweist.

5.11 Kostenannahmen

5.11.1 Übergreifende Annahmen

Für die heuristische Optimierung des Netzausbaus werden die annuitätischen Kosten der Einzelmaßnahmen verwendet. Damit werden sowohl die Investitionskostenanteile als auch die Betriebskostenanteile der Maßnahmen bei der Bewertung berücksichtigt und dadurch in den Planungen jeweils die Netzausbaumaßnahmen herangezogen, die insgesamt wirtschaftlich günstiger ausfallen. Durch diesen Ansatz wird die relative Vergleichbarkeit von konventionellen Maßnahmen und dem Einsatz von betriebskostenintensiveren innovativen Maßnahmen (neuen Betriebsmitteln, Netzmanagementmaßnahmen) hergestellt. Zugleich schafft die mit den Annuitäten implizierte Annahme des ewigen identischen Ersatzes im Rahmen der kostenoptimierenden Netzplanungen einen kalkulatorischen Ausgleich für die unterschiedlichen Nutzungsdauern von Netzbetriebsmitteln.

Der Ausweis der bewerteten Netzausbauinvestitionen für die Stützjahre 2024 und 2034 erfolgt stets zu Barwerten, die sich nach der auf Basis von Annuitäten erfolgten Netzoptimierung einstellen.

Um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, müssen relevante Netzausbaumaßnahmen grundsätzlich durchgeführt werden, bevor die für das jeweilige Stützjahr erwartete Versorgungsaufgabe und der dazu ermittelte Netzausbaubedarf eintreffen.

Der in der Verteilnetzstudie für die Stützjahre ermittelte Netzausbaubedarf wird sich dabei entsprechend der Zubau- bzw. Diffusionskurven der Energieszenarien in wesentlichen Teilen tatsächlich bereits auch schon vor den Stützjahren einstellen. Des Weiteren bestehen objektive Beschränkungen wie die Verfügbarkeit der operativen Ressourcen, die es erforderlich machen, die Netzausbaumaßnahmen zeitlich zu verteilen. Die konkrete zeitliche Veranlagung hat dabei Auswirkungen auf die wirtschaftliche Bewertung der Netzausbaukosten. In der Verteilnetzstudie wird auf diese zeitliche Verteilung des tatsächlichen Investitionsverlaufs durch Korrektur der Kostenansätze Rücksicht genommen und die sich bei der sonst üblichen Annahme, dass alle Maßnahmen im Stützjahr realisiert werden, eintretende Kostenverzerrung reduziert. Die Annuitäten und Barwerte werden dazu jahresübergreifend, für 2024 bzw. 2034 jeweils als Durchschnitt der Kostenansätze für 2015 bis 2024 bzw. bis 2034, gewichtet (Abbildung 41).

Die Kostenbewertung erfolgt unter Berücksichtigung des anstehenden Wechsels der Regulierungsperioden und der damit verbundenen Zinsanpassungen. Die Grundlage für die Kostenbewertung bilden dabei die in den Beschlüssen der Bundesnetzagentur als zuständiger Regulierungsbehörde veröffentlichten Zinssätze für die Eigenkapitalverzinsung von Neuanlagen der Stromnetzbetreiber (Bundesnetzagentur BK4-11-304 und BK4-16-160) und analog zum Vorgehen der Bundesnetzagentur gebildete Fremdkapitalzins- und Preissteigerungsannahmen.

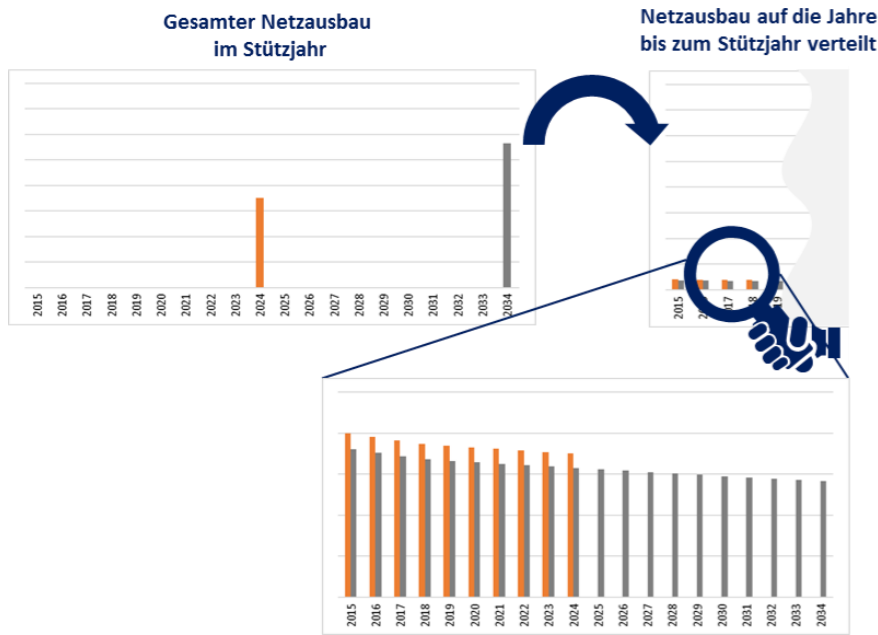


Abbildung 41: Zeitliche Verteilung der Umsetzung von Netzmaßnahmen¹

¹ durch Abzinsung für die Zukunft sinkende Barwerte der Netzausbaumaßnahmen.

Die Fremdkapitalverzinsung leitet sich über die zehnjährige historische Umlaufrendite nach Statistik der Bundesbank ohne zusätzliche Abschläge her. Die Preisentwicklung wird aus dem zehnjährigen historischen Mittel des Verbraucherpreisindexes gebildet und für die dritte Regulierungsperiode zusätzlich gegen einen Warenkorb vorwärtsgehandelter Rohstoffe wie Kupfer, Aluminium und Öl gewichtet. Für die vierte und die nachfolgenden Regulierungsperioden, d. h. die Zeit nach 2023, gelten die Annahmen der dritten Regulierungsperiode weiter.

	Regulierungsperiode 2	Regulierungsperiode 3
Eigenkapitalzins	9,05 %	6,91 %
Kalkulatorischer Zins	3,80 %	2,49 %
Preis Anpassung	1,95 %	1,90 %
Weitere Annahmen	Investitionen kalkulatorisch zum 1.1. des Jahres Betriebskosten bereits im ersten Jahr Rückzahlungen kalkulatorisch zum 31.12. jeden Jahres Keine gesonderte Anrechnung von Steuern, Abgaben etc. Angenommener Ausgangseffizienzwert 95 % (im vereinfachten Verfahren 96,14 %)	

Tabelle 19: Eckdaten der Kostenbewertung

Der zur Bewertung herangezogene kalkulatorische Zins wird gewichtet aus Eigen- und Fremdkapitalzins für in ihrer Eigentumsstruktur nach Anreizregulierungsverordnung optimierte Netzbetreiber einheitlich für alle Netzbetreiber gebildet.

Die wesentlichen Eckdaten der Kostenbewertung sind in der Tabelle 19 zusammengefasst.

Die Verteilnetzstudie verwendet zur Bewertung aller Maßnahmen des Weiteren ein Effizienzkurvenmodell (vergleiche Abbildung 42), das dazu dienen soll, sowohl die Umsetzung von Effizienzpotenzialen der Netzbetreiber entsprechend der Anreizregulierung als auch die potenziellen Kostensenkungen durch Optimierungen und Skaleneffekte bei Herstellern und Lieferanten zu repräsentieren.

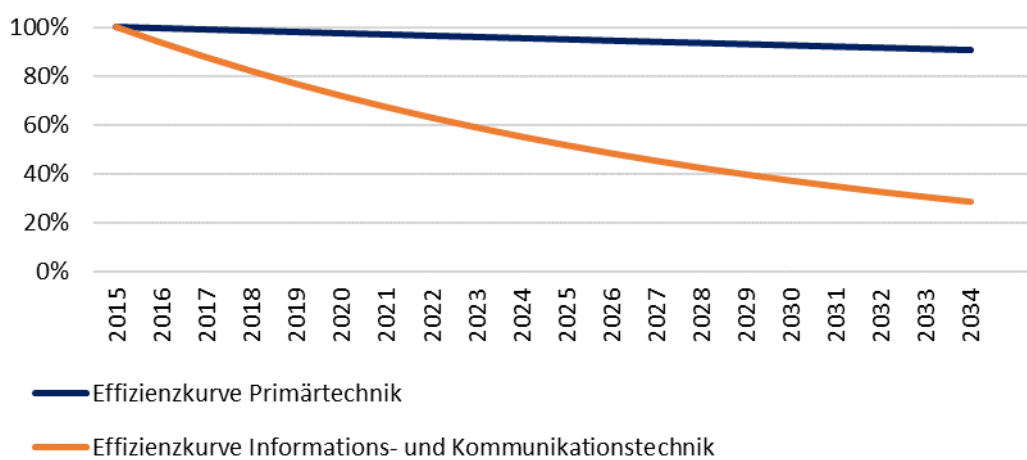


Abbildung 42: Exemplarische Darstellung verschiedener Effizienzkurven¹

¹ dargestellt ist die Kostensenkung aufgrund der Effizienzsteigerungen ohne Anrechnung von Preisentwicklung u. a. Effekten. Die hier abgebildeten Effizienzverläufe sind für die Darstellung überzeichnet.

Jegliche Ermittlung von Annuitäten und Barwerten erfolgt zum Referenzjahr 2015. Die für das Referenzjahr angenommenen Investitions- und Betriebskosten je Betriebsmittelgruppe sind auf Basis vorliegender Kostenverzeichnisse und Recherchen nach Plausibilisierung gegen die Erfahrungen der beteiligten Netzbetreiber festgelegt worden.

Diese Kostendaten werden in der Verteilnetzstudie grundsätzlich einheitlich für die Bewertung aller in den durchgeführten Netzplanungen ermittelten Maßnahmen verwendet.

Die tatsächlichen Netzausbaukosten können in der Realität allerdings zwischen den Netzbetreibern abhängig von den, in deren Netzgebieten vorherrschenden, Rahmenbedingungen teilweise erheblich variieren, so dass die Kostenbewertung in der Verteilnetzstudie für einzelne Netze oder Netzgruppen von den spezifischen Kostenschätzungen der Netzbetreiber abweichen kann. Mit Berücksichtigung unterschiedlicher Kosten für den Einbau von Kabeln in ländlichen und städtischen Netzgebieten werden die möglichen Kostenabweichungen in der Verteilnetzstudie vermindert. Die mit dieser Differenzierung angewendeten Kostendaten sind nach gemeinsamer Einschätzung aller Beteiligten insgesamt so

gewählt, dass sie in der Hochrechnung nach gegenwärtigem Kenntnisstand einen fundierten Erwartungswert für die Gesamtkosten und die nach Netzebenen aufgeschlüsselten Gesamtkosten des Netzausbaus in Hessen abbilden können.

Die für die Verteilnetzstudie angenommenen wirtschaftlichen Nutzungsdauern der Netzbetriebsmittel sind von den betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern aus der Stromnetz-entgeltverordnung (StromNEV Anlage 1 zu § 6 V 1) abgeleitet worden.

Die angenommenen Kostendaten zum Referenzjahr und die angenommenen Nutzungsdauern sind nachfolgend tabelliert (siehe Tabelle 20).

NE	Betriebsmittelklasse ¹	Einheit	Investition	Betrieb ³	Nutzungsdauer ³
NS	Kabel	EUR/km	60.000	1 %	45
NS	Trafo 250 kVA	EUR/Stk	7.000	2 %	35
NS	Trafo 400 kVA	EUR/Stk	9.000	2 %	35
NS	Trafo 630 kVA	EUR/Stk	12.000	2 %	35
NS	rONT 250 kVA	EUR/Stk	24.000	2 % 5 % ⁴	35 15 ⁴
NS	rONT 400 kVA	EUR/Stk	26.000	2 % 5 % ⁴	35 15 ⁴
NS	rONT 630 kVA	EUR/Stk	28.000	2 % 5 % ⁴	35 15 ⁴
NS	MS/NS-ONS ohne Trafo	EUR/Stk	25.000	2 %	40
MS	Kabel MS	EUR/km	100.000	1 %	40
MS	Kabel MS (Doppeltrasse)	EUR/km	170.000	1 %	40
MS	Abgangsfeld MS	EUR/Stk	85.000	2 %	35
MS	Trafo 31,5 MVA	EUR/Stk	850.000	2 %	35
MS	Trafo 40 MVA	EUR/Stk	950.000	2 %	35
MS	Trafo 63 MVA	EUR/Stk	1.100.000	2 %	35
MS	Trafo-Lüfter	EUR/Stk	100.000	2 %	35
MS	MS/NS-ONS o. Trafo	EUR/Stk	25.000	2 %	40
MS	HS/MS-UW o. Trafo	EUR/Stk	1.900.000	2 %	35
MS	HS/MS-WP-UW o. Trafo	EUR/Stk	800.000	2 %	35

NE	Betriebsmittelklasse ¹	Einheit	Investition	Betrieb ³	Nutzungsdauer ³
MS	Austausch Schaltanlage UW	EUR/Stk	650.000	2 %	35
MS	Erdschlussspule	EUR/Stk	150.000	2 %	35
HS	Erdschlussspule	EUR/Stk	150.000	2 %	35
HS	Abgangsfeld HS	EUR/Stk	650.000	2 %	45
HS	SS-Abschnitt	EUR/Stk	42.500	2 %	45
HS	Kabel (1er Land) ²	EUR/km	1.000.000	1 %	50
HS	Kabel (2er Land) ²	EUR/km	1.850.000	1 %	50
HS	Kabel (3er Land) ²	EUR/km	2.500.000	1 %	50
HS	Kabel (4er Land) ²	EUR/km	3.000.000	1 %	50
HS	Kabel (1er) ²	EUR/km	1.900.000	1 %	50
HS	Kabel (2er) ²	EUR/km	2.375.000	1 %	50
HS	Kabel (3er) ²	EUR/km	3.563.000	1 %	50
HS	Kabel (4er) ²	EUR/km	4.750.000	1 %	50
HS	Freileitung (1er) ² Ersatzneubau (Al/St 564/72)	EUR/km	475.000	2 %	50
HS	Freileitung (2er) ² Ersatzneubau (Al/St 564/72)	EUR/km	600.000	2 %	50
HS	Freileitung (2er) ² Ersatzneubau 4-System (Al/St 380/50)	EUR/km	700.000	2 %	50
HS	Freileitung (2er) ² Ersatzneubau 4-System (Al/St 564/72)	EUR/km	900.000	2 %	50
HS	Freileitungs- erweiterung TAL	EUR/km	60.000	2 %	50
HS	Masterhöhung (2-Systeme)	EUR/km	40.000	2 %	50

NE	Betriebsmittelklasse ¹	Einheit	Investition	Betrieb ³	Nutzungsdauer ³
HS	Leiteseilmonitoring	EUR/km	2.000	5 %	15
HS	ACCR pro System	EUR/km	100.000	2 %	50

Tabelle 20: Referenzkosten und Nutzungsdauern der Netzbetriebsmittelgruppen

¹ Wesentliche Abkürzungen: TAL – Temperaturbeständiges Aluminium. ACCR – Hochtemperaturleiterseile (Aluminium Conductor Composite Reinforced). NE – Netzebene. ONS – Ortsnetzstation. rONT – regelbarer Ortsnetztransformator. SS – Sammelschiene. Trafo – Transformator. U – Spannungs-. UW – Umspannwerk. WP – Windpark. ² Angaben „1er“, „2er“ etc. für Bauausführungen Einerbündel, Zweierbündel etc. ³ Betriebskosten in Prozent der Investitionssumme p.a., Nutzungsdauer in Jahren. ⁴ bei doppelten Angaben für Betrieb und Nutzungsdauer sind Betriebsmittelbestandteile (Primärtechnik und Sekundärtechnik/Information- und Kommunikationstechnik) differenziert modelliert.

5.11.2 Besondere Annahmen für innovative Maßnahmen

Für verschiedene in der Verteilnetzstudie betrachtete innovative Maßnahmen werden zusätzliche Annahmen getroffen.

Für regelbare Ortsnetztransformatoren als noch relativ neue Technologie unterstellt die Verteilnetzstudie eine von anderen Netzbetriebsmitteln signifikant abweichende zukünftige Kostenentwicklung, da sich hier einerseits die Nutzungsdauern und erwarteten Effizienzkurven (Lernkurven) der verbauten Informations- und Kommunikationstechnik von denen der Primärtechnik nennenswert unterscheiden und andererseits mit der erst beginnenden Verbreitung dieser Technologie relativ höhere Skaleneffekte zu erwarten sind.

Daher werden für regelbare Ortsnetztransformatoren die Informations- und Kommunikationstechnik und die Primärtechnik kostenseitig separat modelliert und der Informations- und Kommunikationstechnik eine beschleunigte Effizienzverbesserung zugeordnet. Die Nutzungsdauer für Informations- und Kommunikationstechnik ist gegenüber der Primärtechnik deutlich herabgesetzt. Es wird angenommen, dass während der Nutzungsdauer der Primärtechnik die Informations- und Kommunikationstechnik ersetzt werden muss. Des Weiteren bilden erhöhte Betriebskosten der Informations- und Kommunikationstechnik zusätzliche Prozess- und Gemeinkosten der Netzbetreiber anteilig ab, die beispielsweise durch die Betriebsmittelüberwachung anfallen.

Die hier vorgenommene Modellierung bildet eine für die Stützjahre ähnliche Kostenentwicklung wie [37] ab. Sie verstetigt die Kostenfunktion allerdings, um auf die Stützjahre wirksame Verzerrungen aus in [37] enthaltenen Kostensprüngen zu vermeiden sowie um den unverzerrten Vergleich von Zielnetzplanung und konsekutiver Netzplanung zu ermöglichen.

Für Blindleistungsbereitstellungsstrategien wird der Fortbestand der heutigen Rahmenbedingungen angenommen. Die Blindleistungsbereitstellung kann gegenwärtig in betreffenden Netzsituationen durch Netzbetreiber von Anlagenbetreibern angefordert werden und ist, wenn sie ohne einhergehende angewiesene Wirkleistungseinschränkung bereitgestellt werden kann, allein nicht weltersatzpflichtig.

Die Bewertung der Spitzenkappung erfolgt in der Verteilnetzstudie nach zwei Ansätzen.

Im Rahmen der grundlegenden Auswirkungsanalyse (vergleiche Kapitel 6.1 bis 6.4) wird nur die nach Anwendung der Spitzenkappung erzielte Reduktion der Netzausbaukosten ausgewiesen. Dies entspricht aufgrund der Solidarisierung des für die abgeregelte Energie an Anlagenbetreiber zu leistenden bzw. des gesetzlich oder durch Förderbedingungen abgegoltenen Wertersatzes der gegenwärtigen Kostenwirkung dieser Maßnahme auf die Netzbetreiber bei Vernachlässigung der für die Netzbetreiber individuellen zusätzlichen Prozesskosten.

In einer vertiefenden Betrachtung der Spitzenkappung (vergleiche Kapitel 6.7) wird diese Maßnahme gesamtwirtschaftlich bewertet und ihre Vorteilhaftigkeit aus der Perspektive der Netznutzer approximiert. Dazu wird auch der für abgeregelte Energie zu leistende Wertersatz in die Kostenbewertung aufgenommen und die Summe aus nach Spitzenkappung verbleibenden Netzausbaukosten und Wertersatz mit den Kosten des konventionellen Netzausbaus auf Basis von Annuitäten verglichen. Für den Wertersatz wird eine Sensitivätsbetrachtung abhängig von alternativen Erstattungskostensätzen und Erstattungspflichten für die abgeregelte Energie durchgeführt. Investive Sonderkosten für die Herstellung von Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit für durch Netzbetreiber abregelbare Anlagen werden als mittelfristig ohnehin erforderliche Kosten sowohl für Anlagen- als Netzbetreiber angesehen und nicht bewertet.

Für den netzdienlichen Einsatz von Prosumer-Anwendungen wird lediglich die gegenüber dem rein konventionellen Netzausbau erzielbare Reduktion der Netzausbaukosten ausgewiesen, weil sich gegenwärtig noch kein stabiles Modell für die Kompensation bzw. die Vergütung der Vorhaltung und der Aktivierung netzdienlicher Flexibilität von Prosumer-Anwendungen abzeichnet. Die grundsätzliche Kostenauswirkung von variabler Kompensation bzw. Vergütung für aktivierte elektrische Arbeit kann in Analogie zur gesamtwirtschaftlichen Bewertung der Spitzenkappung verstanden werden, die sich sinngemäß auf Prosumer-Anwendungen übertragen lässt. Eine mögliche Vergütung der vorgehaltenen Leistung, wie sie gegenwärtig für Regelleistung oder abschaltbaren Lasten vorliegt, würde sich in den Betrachtungen rechnerisch äquivalent zu Investitionskosten abbilden.

5.11.3 Besondere Annahmen für die konsekutive Netzplanung

Die Verteilnetzstudie vergleicht in einer vertiefenden Analyse in Bezug auf den erforderlichen Netzausbau und die Netzausbaukosten die Unterschiede, welche sich durch Anwendung einer konsekutiven Netzplanung im Gegensatz zur grundsätzlich angenommenen Zielnetzplanung einstellen (vergleiche Kapitel 6.5).

Bei konsekutiver Netzplanung wird anders als bei Zielnetzplanung das Netz nicht unmittelbar vom Referenzzustand in den Zielzustand überführt, sondern ein sukzessiver Netzausbau entlang der sich im Zeitverlauf nur schrittweise verändernden Versorgungssituation realisiert.

Die Kostenbewertung des konsekutiven Netzausbaus erfolgt dann unter der Annahme, dass die Investitionen unmittelbar zu Beginn des Jahres anfallen, in welchem der Netzausbaubedarf festgestellt wurde. Die heuristische Optimierungsrechnung verwendet die in

genau diesem Jahr zutreffenden Annuitäten zur Bewertung der Maßnahmen. Für den Ausweis der Investitionskosten des konsekutiven Netzausbaus werden die Barwerte der durchgeführten Maßnahmen ausgehend vom Referenzjahr bis zum betrachteten Stützjahr summiert.

Bei einem Vergleich der bewerteten Netzausbaukosten für die beiden Planungsvarianten von Zielnetzplanung und konsekutiver Netzplanung ist somit zu berücksichtigen, dass bedingt durch die vorgenommene jahresübergreifende Gewichtung der Kosten für die Zielnetzplanung, der Kostenansatz für Maßnahmen in der Zielnetzplanung generell höher ist als bei der konsekutiven Planung. Die in der Untersuchung ausgewiesenen Kostenvorteile der Zielnetzplanung sind damit vorwiegend auf die technische Effizienz des betreffenden Netzausbaupfades zurückzuführen und bereits teilbereinigt um die Kosteneffekte der zeitlichen Verlagerung von Investitionen im Rahmen des konsekutiven Vorgehens.

6 Auswirkungsanalyse

6.1 Verteilnetze der Hochspannungsebene

6.1.1 Veränderte Versorgungsaufgabe

Für die Mehrheit der betrachteten Netzgruppen der Hochspannungsebene wird die für 2024 und 2034 eintretende neue Versorgungsaufgabe maßgeblich durch den Zubau der Erneuerbaren Erzeugung geprägt, welche die zusätzlichen Netzanforderungen aus neuen Verbrauchern dort deutlich übersteigt. Die Auslastung der Hochspannungsnetze wächst, mit gewissen Konzentrationen an den Windstandorten an den Rändern und in der Mitte Hessens, dabei durchaus flächig, infolge von sowohl der zunehmenden Einspeisung aus den direkt angeschlossenen Erzeugungsanlagen (überwiegend Windenergieanlagen), als auch infolge der kumulierten Rückspeisung aus den unterlagerten Netzen, in denen ebenfalls hoher Zubau an Erneuerbarer Energieerzeugung (Photovoltaik und verbleibende Windenergie) erfolgt.

Die Netzgruppe Borken 1-2 geht geographisch über die Grenzen von Hessen hinaus. In ihr tritt des Weiteren ein hoher Zubau von Windenergieanlagen nördlich von Hessen auf, der eine zusätzliche Auslastung der grenzüberschreitenden Leitungen des Hochspannungsnetzes verursacht (vergleiche Abbildung 43 und Abbildung 44).

In der Netzgruppe der NRM wird abweichend von der Mehrheit der betrachteten Netzgruppen der Netzausbau durch die Zubauentwicklung von neuen Verbrauchern getrieben, d. h. durch hinzukommende E-Kfz und Wärmepumpen sowie als Besonderheit der Metropolregion auch durch neue Rechenzentren. Die hinzukommende Einspeisung aus Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen wird hier in Bezug auf die resultierenden Netzanforderungen von untergeordneter Rolle bleiben. Die Charakteristik der Netzgruppe als verbrauchsdominiertes Versorgungsnetz wird zukünftig weiter verstärkt.

In der Netzgruppe sw netz gestaltet sich das Verhältnis zwischen den auslegungsrelevanten Lastfällen der Netze ausgewogener, tendenziell überwiegt aber der Rückspeisefall.

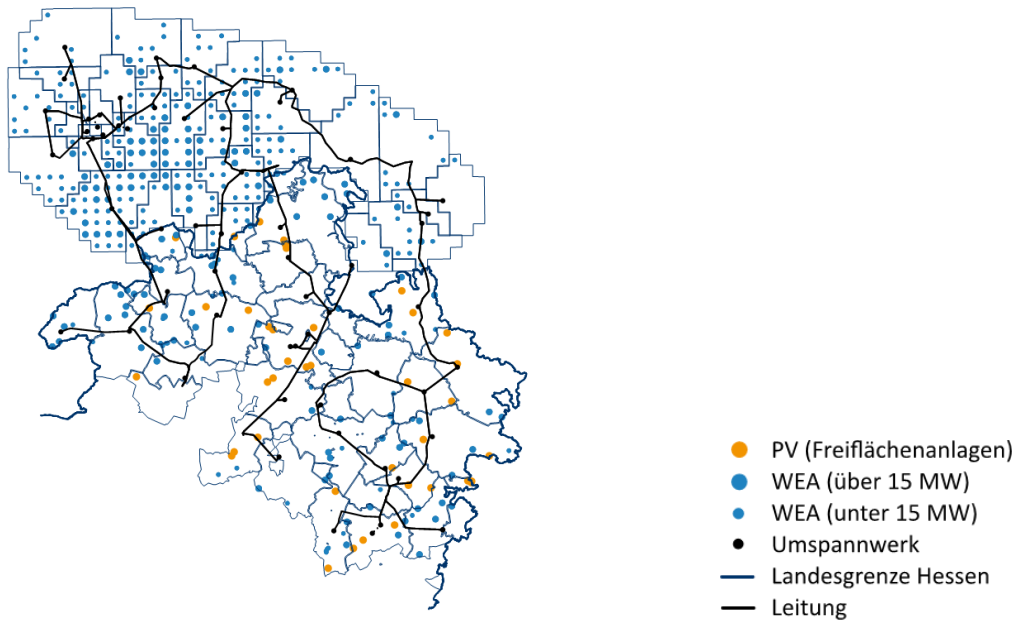


Abbildung 43: Netzausbaurelevanter Zubau Erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen in Nordhessen¹
¹ dargestellt für eine repräsentative Ausprägung des mittleren Energieszenarios für 2034. Der Zubau von Windenergieanlagen nördlich von Hessen bedingt Netzausbau auf den grenzüberschreitenden Leitungen.

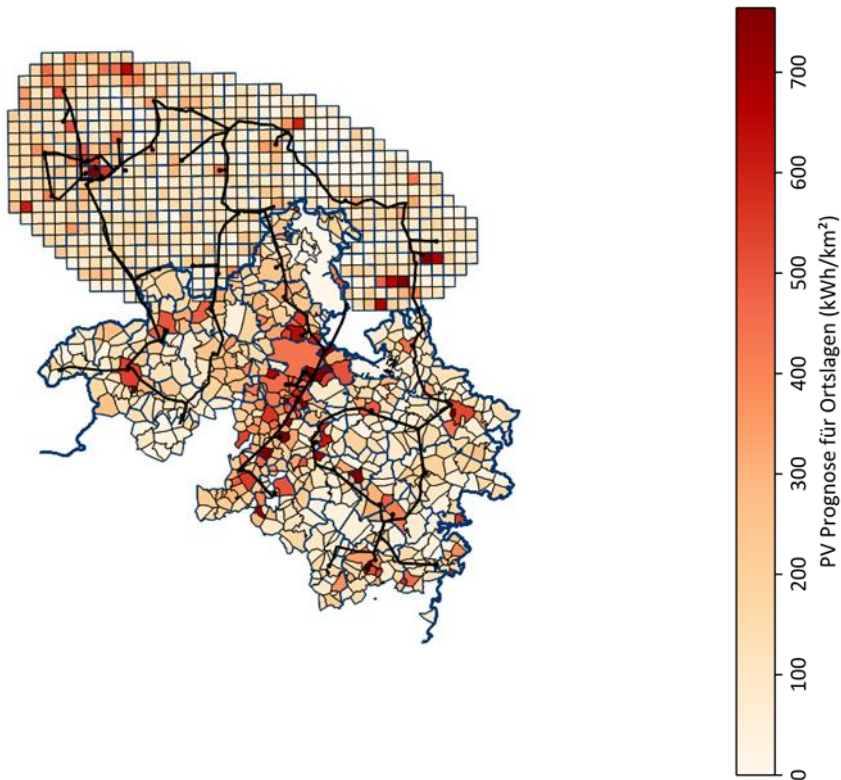


Abbildung 44: Prognostizierte Photovoltaik-Zubauleistung je Ortslage in Nordhessen¹
¹ dargestellt für eine repräsentative Ausprägung des mittleren Energieszenarios für 2034.

6.1.2 Erwarteter Netzausbaubedarf

6.1.2.1 Konventioneller Netzausbau der Hochspannungsnetze

Die in den Energieszenarien angenommenen zusätzlichen Einspeisungen aus Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen bzw. der zusätzlichen Last aus neuen Verbrauchern verursachen einen wesentlichen Netzausbaubedarf in der Hochspannungsebene. Der Netzausbaubedarf nimmt dabei zwischen den Stützjahren 2024 und 2034 bedeutend zu.

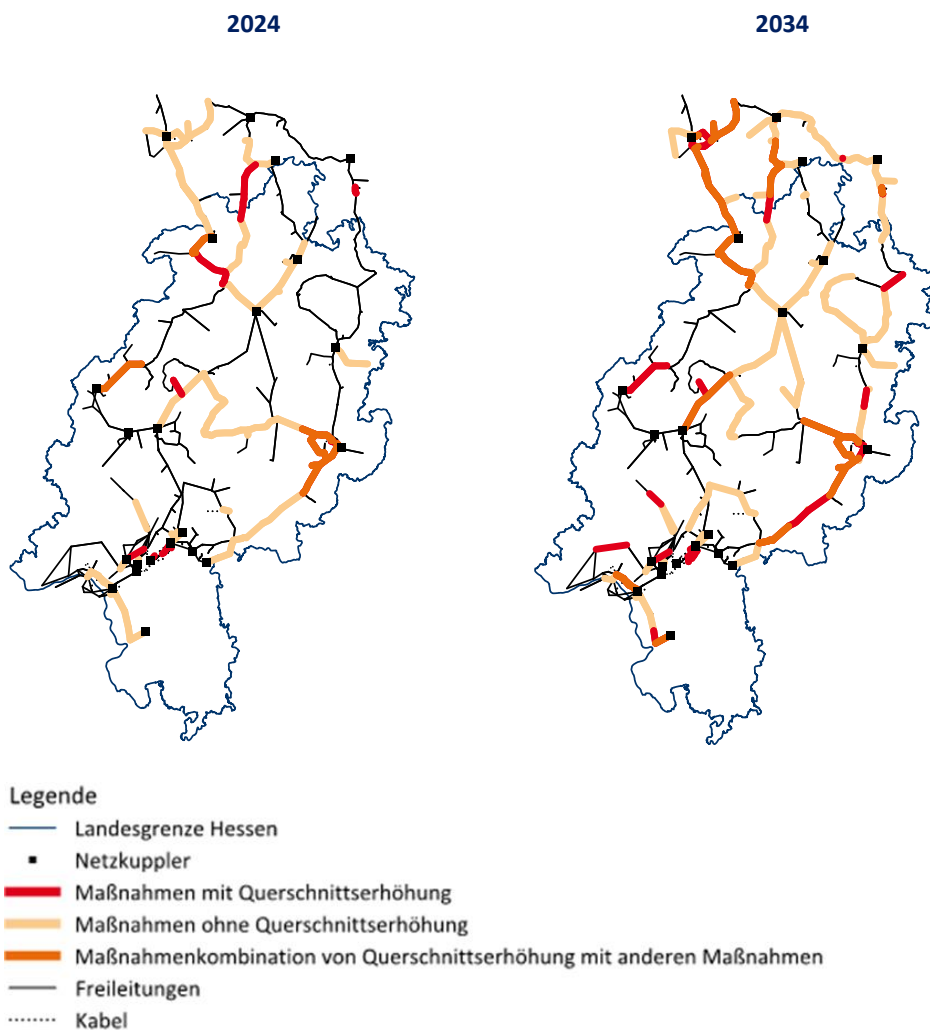


Abbildung 45: Netzausbau für eine Energieszenario-Ausprägung in der Hochspannung für 2024 und 2034¹

¹ jeweils bezogen auf das mittlere Energieszenario. Die Maßnahmenarten „Optimierung bzw. Verstärkung“ und „querschnittserhöhender Ausbau“ sind unterschieden. Querschnittserhöhender Ausbau erfolgt nur, nachdem die Optimierungs- bzw. Verstärkungsmaßnahmen ausgeschöpft wurden.

Zur Erläuterung dieser Bedarfsentwicklung sind in der Abbildung 45 vergleichend die steigenden Netzausbaubedarfe für das mittlere Energieszenario in der Betrachtung einer repräsentativen Energieszenario-Ausprägung sowie unter Annahme einer Zielnetzplanung je Stützjahr und jeweils bezogen auf den Netzausbauzustand in 2015 dargestellt.

Bereits bis 2024 müssen in der dargestellten Energieszenario-Ausprägung für 1193 Netz-Kilometer Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen und für 593 Netz-Kilometer (bezogen auf Drehstromsysteme) Leitungen querschnittserhöhende Ausbaumaßnahmen durchgeführt werden. Der Umfang an querschnittserhöhenden Ausbaumaßnahmen wird dabei durch die vorgelagerten Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen (speziell die Umrüstung auf temperaturbeständige Aluminiumleiter und Leiterseilmonitoring) reduziert, da nachfolgend der Ausbau mit Leitungen des nächstgrößeren Leiterquerschnitts erfolgen kann.

Bis zum Stützjahr 2034 werden für 1806 Netz-Kilometer (bezogen auf Drehstromsysteme) Leitungen Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen sowie für 1456 Netz-Kilometer Netzverstärkung mit querschnittserhöhenden Ausbaumaßnahmen erforderlich.

Die Tabelle 21 fasst für die betrachtete Energieszenario-Ausprägung zusammen, welcher Anteil der Leitungen bezogen auf die Systemlänge in der Hochspannung von jeweils Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen bzw. querschnittserhöhenden Ausbaumaßnahmen betroffen sein wird.

Maßnahme/Stützjahr	2024	2034
Optimierung und Verstärkung ohne Querschnittserhöhung	26 %	39 %
Querschnittserhöhung	13 %	31 %

Tabelle 21: Veränderung der durch Netzausbau betroffenen Netzanteile (Netz-Kilometer)¹

¹ Anteil der betroffenen Leitungen bezogen auf die Systemlänge für eine Energieszenario-Ausprägung, jeweils im mittleren Energieszenario.

Die in der Verteilnetzstudie angewendete probabilistische Netzplanung, mit welcher der Netzausbaubedarf für fünfzig mögliche Energieszenario-Ausprägungen ermittelt wird, erlaubt es, den für die Stützjahre erwarteten Netzausbaubedarf und die wahrscheinlichsten Netzausbaumaßnahmen durch aggregierte Betrachtung der Netzberechnungen in einer Robustheitsanalyse weiter einzugrenzen. Anhand der über die Menge der Energieszenario-Ausprägungen ermittelten Häufigkeitsverteilung der Netzausbaumaßnahmen können Aussagen getroffen werden, welche Maßnahmen als strategische Netzausbauinvestitionen unter den Annahmen der Verteilnetzstudie sehr wahrscheinlich ergriffen werden sollten.

In der Abbildung 46 wird das Hochspannungsnetz nach durchgeführten Zielnetzplanungen für die Stützjahre 2024 und 2034 jeweils im mittleren Energieszenario eingefärbt nach Häufigkeit der Netzausbaumaßnahmen dargestellt. In dieser Abbildung werden die Hochspannungsleitungen unterschieden, die bei vorliegenden Annahmen nahezu sicher die zukünftige Versorgungsaufgabe im bereits vorliegenden Ausbauzustand erfüllen können. Davon abgegrenzt sind die Leitungen, für die bereits jetzt absehbar ist, dass ein strategischer Netzausbau bis zum jeweiligen Stützjahr erforderlich werden wird. Für die Netzaus-

bauplanung weiterer Leitungen muss der tatsächliche Verlauf des Zubaus an Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen und neuen Verbrauchern aufmerksam beobachtet werden, da sich der tatsächliche Netzausbaubedarf situativ mit den konkreten Zubaumengen und deren räumlichen Verteilungen einstellen wird.

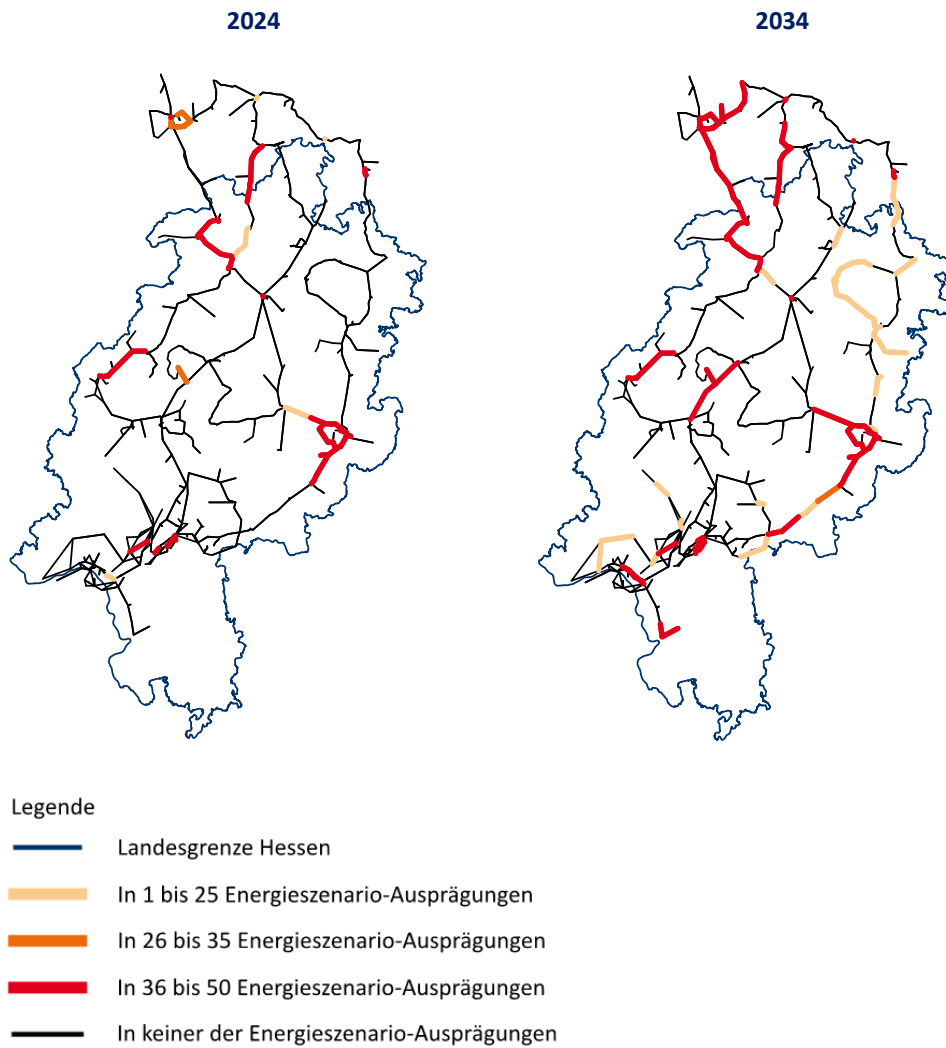


Abbildung 46: Robustheitsanalyse für den Netzausbau in der Hochspannung für 2024 und 2034¹

¹ jeweils bezogen auf das mittlere Energieszenario. Alle Netzausbaumaßnahmen auf Grundlage der Zielnetzplanung relativ zum Ausbauseitigen des Referenzjahres 2015.

Nach den Berechnungen der Verteilnetzstudie wird sich auch in den Teilen der Netzgruppen, die außerhalb Hessens liegen, ein bedeutender Netzausbaubedarf einstellen. Die unter den abgestimmten Planungsprämissen der Verteilnetzstudie erforderlichen Netzausbaumaßnahmen sind in der Abbildung 47 dargestellt und wurden bei der Ermittlung des gesamthaft optimierten Netzausbaus für die Hochspannungsnetze in Hessen technisch berücksichtigt. Der Anteil der Netzausbaumaßnahmen, der sich geographisch außerhalb der Landesgrenzen befindet, wird im Weiteren nicht in den Netzausbaukosten ausge-

wiesen. Für die betroffenen Netzgruppe Borken 1-2, sw netz und Syna werden die Netzausbaukosten nur für die Teile der Netze, die sich in Hessen befinden, in die nachfolgende Hochrechnung auf Hessen einbezogen.

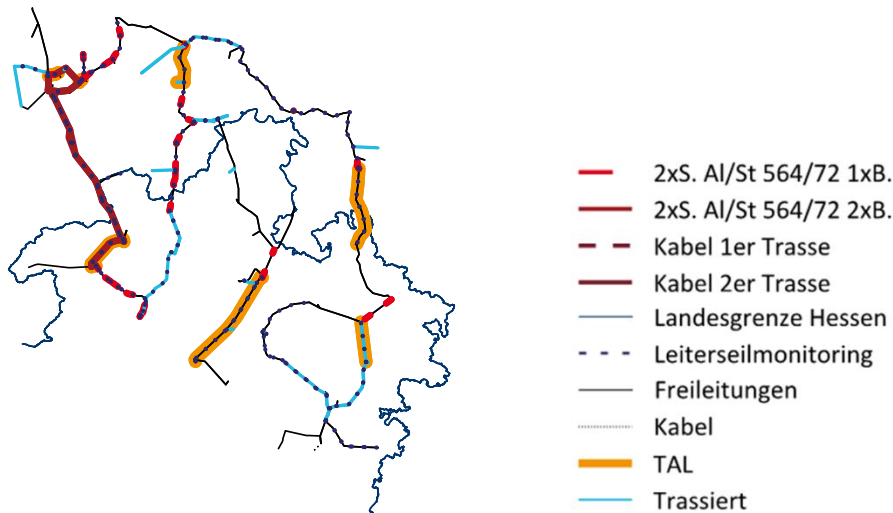


Abbildung 47: Grenzüberschreitende Netzausbaumaßnahmen in Nordhessen¹

¹ dargestellt für eine repräsentative Ausprägung des mittleren Energieszenarios. Die betreffenden Maßnahmen werden nur mit dem Anteil berücksichtigt, der sich geographisch mit Hessen überdeckt.

Die Netzausbaukosten werden unter den Annahmen der Verteilnetzstudie unterschiedlich in den verschiedenen Netzgruppen anfallen (vergleiche Abbildung 48). Die Kosten für die Netzgruppen Borken 1-2 (nur anteilig für Hessen) und Borken 3 sowie NRM werden dabei im Verhältnis zu den anderen Netzgruppen erhöht ausfallen.

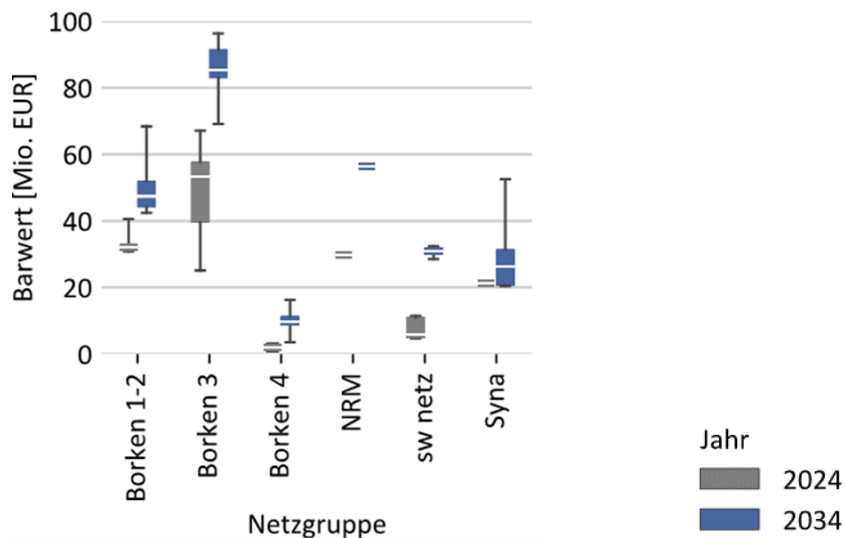


Abbildung 48: Netzausbaukosten für die betrachteten Netzgruppen der Hochspannungsebene¹

¹ dargestellt jeweils für das mittlere Energieszenario. Für länderübergreifende Netzgruppen umfassen die dargestellten Barwerte nur die Anteile des Netzausbaus in Hessen.

Die erwarteten Netzausbaukosten für die betrachteten Netzgruppen (Realnetze) werden sich je Netzgruppe bis 2024 zwischen 1,5 Mio EUR (Borken 4) und 53 Mio EUR (Borken 3) bewegen. Bis 2034 steigen die Ausbaukosten auf Werte zwischen 9,5 Mio EUR (Borken 4) und 85 Mio EUR (Borken 3), jeweils bezogen auf die Mediane aller fünfzig Ausprägungen des mittleren Energieszenarios. Die vorgelagerten Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen sind in den genannten Netzausbaukosten enthalten und wirken sich insgesamt deutlich mindernd auf den Netzausbau aus.

Die Netzgruppe Borken 4 weist vergleichsweise geringe Ausbaukosten auf, da hier weniger Zubau an installierter Leistung Erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen erwartet wird und die Bestandsleitungen insgesamt eine geringere Auslastung aufweisen als die Leitungen in den anderen betrachteten Netzgruppen.

Die Netzgruppen Borken 1-2, Borken 3 und Syna weisen jeweils deutlich erhöhte Streuung der Netzausbaukosten in Abhängigkeit der realisierten Zubaumengen und geographischen Zubauverteilungen neuer Einspeisungen und Verbraucher auf. Diese standortbezogene Unsicherheit des Zubaus ist für die eher verbrauchsdominierten Hochspannungsnetze von NRM sowie die eher ausgewogenen Netze von sw netz vermindert gegeben. Allerdings bilden mögliche Anschlussvorhaben großer Verbraucher, wie beispielsweise Rechenzentren oder Industrie, hier zusätzliche Unsicherheiten, welche unter den Annahmen der Verteilnetzstudie nicht in den durchgeführten Netzberechnungen abgebildet sind. Für den prognostizierten Anschluss von Großkunden wurde ein Energieszenario und eine Energieszenario-Ausprägung berücksichtigt.

6.1.2.2 Hochrechnung des konventionellen Netzausbaus auf Hessen

In der Hochrechnung von den Netzausbauplanungen der betrachteten Netzgruppen ergeben sich für Hessen erwartete Netzausbaukosten bis zum Stützjahr 2024 in Höhe von 170 Mio EUR und bis zum Stützjahr 2034 von 314 Mio EUR bezogen auf die Mediane des mittleren Energieszenarios (vergleiche Abbildung 49).

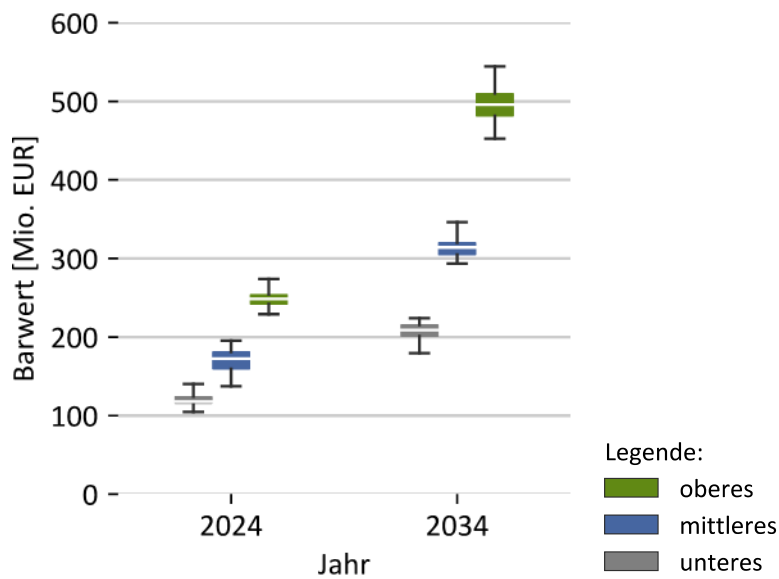


Abbildung 49: Netzausbaukosten der Hochspannungsebene hochgerechnet auf Hessen

Im unteren Energieszenario wären die Netzausbaukosten (Mediane) auf 120 Mio EUR (2024) bzw. 207 Mio EUR (2034) vermindert. Im oberen Energieszenario wäre ein Netzausbau im Umfang von 248 Mio EUR (2024) bzw. 494 Mio (EUR) erforderlich. Im oberen Energieszenario steigt bis zum Stützjahr 2034 des Weiteren auch der Einfluss der tatsächlichen räumlichen Verteilung der zugebauten neuen Einspeisungen und neuen Verbraucher, der sich in der erhöhten Streuung der Ergebnisse widerspiegelt.

6.1.2.3 Netzausbaubedarf bei Anwendung innovativer Maßnahmen

In der Abbildung 50 werden die Kosten bei zusätzlichem Einsatz von innovativen Maßnahmen im Vergleich zu den Kosten der rein konventionellen Planung in der Hochrechnung auf die Hochspannungsnetze in Hessen dargestellt. Die vergleichende Bewertung erfolgt auf Basis des mittleren Energieszenarios für das Stützjahr 2034.

Die Netzberechnungen der Auswirkungsanalyse für die Hochspannungsebene zeigen ein, über die verschiedenen innovativen Maßnahmen, durchaus differenziertes Bild, in welchem deren Einsatz kostenreduzierende, aber auch kostentreibende Auswirkungen haben kann. Eine pauschale Vorteilhaftigkeit ist für keine innovative Maßnahme und auch keine Kombination von Maßnahmen gegeben. Die Wirksamkeit der verschiedenen innovativen Maßnahmen auf den Netzausbau in der Hochspannungsebene ist des Weiteren nennenswert durch kumulative Effekte mitbestimmt. Abhängig von den unterlagerten Netzen, in denen die Maßnahmen ihre unmittelbare Wirkung erzielen, lassen sich die Möglichkeiten für die Einsparung des Netzausbaus in der Hochspannungsebene nennenswert beeinflussen.

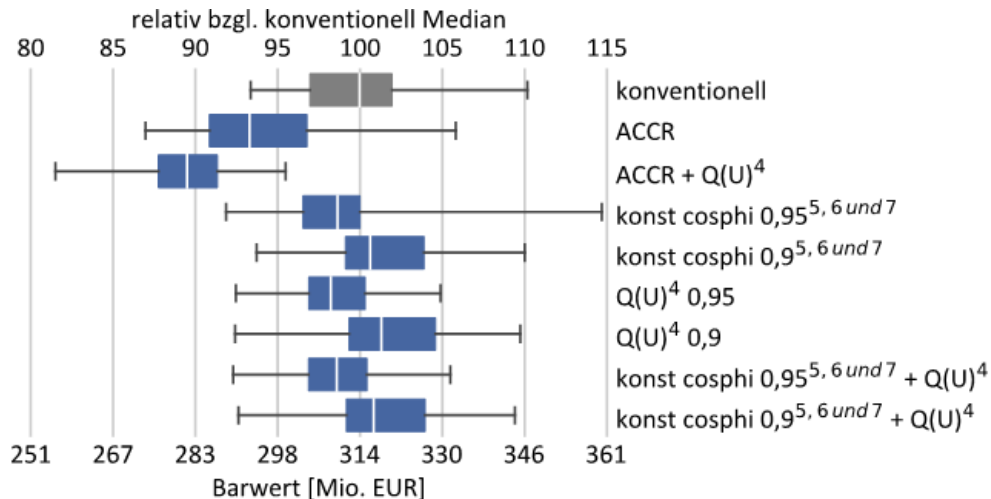


Abbildung 50: Netzausbaukosten bei Einsatz von innovativen Maßnahmen auf die Hochspannung, Teil 1

⁴ Einsatz der Maßnahme durch in der Umspannebene direkt angeschlossene große Windenergie- und Photovoltaik-Freiflächenanlagen. Minimaler Leistungsfaktor $\cos \varphi = 0,95$ bzw. $0,9$. ⁵ in der Mittelspannungsebene. ^{6 und 7} in der Niederspannung (Transformations- und Niederspannungsebene). Mittleres Energieszenario 2034.

Die Auswirkungsanalyse zeigt, dass die Anwendung der Hochtemperaturleiterseile bezogen auf den Median eine Kostenreduktion von bis zu sieben Prozent bewirken kann.

Die Anwendung der Hochtemperaturleiterseile in Kombination mit dynamischen Blindleistungsbereitstellungsstrategien, hier ausgewiesen der Q(U)-Regelung, erzielt eine Kostenreduktion von elf Prozent. Anstelle einer Q(U)-Regelung ist hier auch eine zentral koordinierte Blindleistungsbereitstellung aus dem Netzführungssystem geeignet, diese Einsparpotenziale zu erschließen. Insbesondere auch zusammen mit einer koordinierten Transformatorstufung in der Netzebene 2 sind noch weitere Kostensenkungspotenziale erschließbar.

Die dynamische Blindleistungsbereitstellung führt dabei zur überwiegenden Behebung der bei der veränderten Versorgungsaufgabe festgestellten Spannungsgrenzwertverletzungen. Sie erhöht so den Anteil der Leitungen, für welche die Optimierung bzw. Verstärkung mittels Hochtemperaturleiterbeseilung hinreichend ist, und vermeidet damit weitergehende querschnittserhöhende Ausbaumaßnahmen. Bei Hochtemperaturleiterbeseilung ohne Blindleistungsbereitstellung können abhängig von der betrachteten Energieszenario-Ausprägung im Mittel rund 100 Netz-Kilometer der betrachteten Realnetze mit Hochtemperaturleiterseilen bestückt werden. Bei kombiniertem Einsatz von Hochtemperaturleiterbeseilung und Q(U)-Regelung verlängert sich dieser Netzanteil um etwa 60 Netz-Kilometer, für die anschließend auf nachgelagerte querschnittserhöhende Ausbaumaßnahmen verzichtet werden kann.

Der alleinige Einsatz von Blindleistungsbereitstellungsstrategien innerhalb der Hochspannungsebene sowie in unterlagerten Netzen führt in der Hochspannung zu keiner wesentlichen Reduktion der Netzausbaukosten verglichen mit dem rein konventionellen Netzausbau. Die erzielbare Kostenreduktion wird dann durch Behebung auftretender Überspannungen und somit durch Minderung von spannungsgrenzwertverletzungsbedingtem Netzausbau erreicht. Die Spannungshaltung in der Hochspannung wird aber bereits zu

wesentlichen Teilen durch die Stufensteller in den Umspannwerken zu den Übertragungsnetzen gewährleistet, so dass der Zusatznutzen der Maßnahmen insgesamt beschränkt wird. Es folgen aus dem Einsatz von Blindleistungsbereitstellungsstrategien allerdings Risiken vermehrter Leitungsüberlastungen in der Hochspannungsebene, wenn durch nicht mit den Anforderungen der Hochspannungsnetze koordinierte Blindleistungsbereitstellungsstrategien in unterlagerten Netzen die aufzunehmende Scheinleistung erhöht wird.

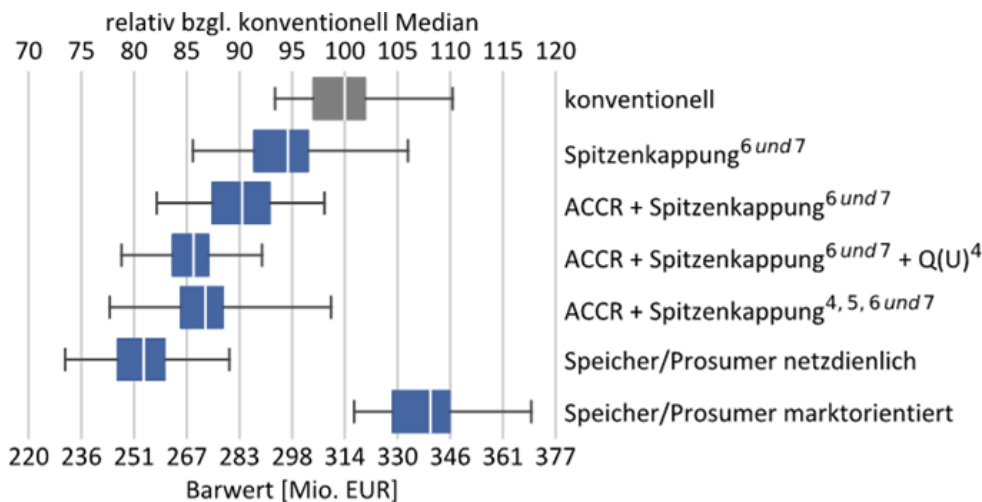


Abbildung 51: Netzausbaukosten bei Einsatz von innovativen Maßnahmen auf die Hochspannung, Teil 2

⁴ Einsatz der Maßnahme durch in der Umspannebene direkt angeschlossene große Windenergie- und Photovoltaik-Freiflächenanlagen, ⁵ in der Mittelspannungsebene, ^{6 und 7} in der Niederspannung (Transformations- und Niederspannungsebene). Mittleres Energieszenario 2034.

In der Auswirkungsanalyse als sehr wirksam auf die Entlastung des Netzausbaus in der Hochspannung haben sich die verschiedenen Anwendungen der Spitzenkappung in unterlagerten Netzen erwiesen (vergleiche Abbildung 51). Die Spitzenkappung vermindert dabei durch Abregelung von Einspeisespitzen die auftretenden Überlastungen der Leitungen. In Kombination mit Hochtemperaturleiterbeseilung und dynamischer Blindleistungsbereitstellung wird durch Spitzenkappung eine Reduktion der Netzausbaukosten um vierzehn Prozent im Vergleich zu rein konventionellem Netzausbau möglich. Der bei Spitzenkappung zu leistende Wertersatz kann allerdings zu abweichender Bewertung der Vorteilhaftigkeit der Maßnahmen führen, wie in der Sonderuntersuchung Spitzenkappung (vergleiche Kapitel 6.7) näher ausgeführt wird.

Die höchsten Einsparpotenziale für den Netzausbau in der Hochspannungsebene würden (auch bereits ohne Kombination mit anderen Maßnahmen) erzielt, wenn ein netzdienlicher Einsatz von Prosumer-Anwendungen im angenommenen Umfang realisiert werden könnte (vergleiche Abbildung 51). Allerdings unterstellt diese Bewertung neben der grundsätzlichen Aktivierbarkeit der Prosumer-Anwendungen durch Hochspannungsnetzbetreiber zusätzlich die noch zu schaffende Möglichkeit, den netzdienlichen Einsatz von Prosumer-Anwendungen netzübergreifend und flächendeckend zu aktivieren. Neben den regulatorischen Voraussetzungen sind hierzu die Herstellung einer umfänglichen, harmonisierten Kommunikationsinfrastruktur, Koordinierungsverfahren sowie die kooperative Mitwirkung der Prosumer erforderlich. Die entsprechenden Reduktionspotenziale für den

Netzausbau sind daher aus heutiger Sicht noch abstrakt und können noch nicht in die Netzplanungen der Netzbetreiber aufgenommen werden. Für eine gesamtwirtschaftliche Bewertung, die eventuell anzurechnende Leistungs- und/oder Arbeitskosten zur Beurteilung der Vorteilhaftigkeit von netzdienlichen Prosumer-Anwendungen berücksichtigt, fehlen heute Anhaltspunkte über deren mögliche Ausgestaltung.

Der Einfluss der Prosumer-Anwendungen kann im gegenteiligen Fall eines rein markt-orientierten Verhaltens maßgeblich zur Aus- und Überlastung der Hochspannungsnetze beitragen und zusätzlichen Netzausbaubedarf verursachen. Die hohe Gleichzeitigkeit von Prosumer-Anwendungen bei weitgehend synchroner Reaktion auf relevante Marktsignale würde es erfordern, die Hochspannungsnetze auf insgesamt höhere Leistungen auszulasten und zusätzlich im Median etwa acht Prozent an Netzausbaukosten verursachen.

6.1.3 Sonderbetrachtung: „Randnetzeffekt“

Die oben beschriebenen Ergebnisse der Auswirkungsanalyse auf Hochspannungsebene wurden unter Anwendung eines detailliert modellierten Randnetzes in die Übertragungsebene auf Grundlage des Netzentwicklungsplans und weiterer Daten ermittelt (vergleiche Kapitel 5.5.2).

Im Vorfeld der Auswirkungsanalyse wurden im Rahmen der Verteilnetzstudie alternative Modellierungen des Randnetzes als Grundlage für die Netzberechnungen geprüft. Darunter

- die übliche vereinfachende Annahme des nur durch die Übergabestellen begrenzten Leistungstransfers bei voller Aufnahmefähigkeit der übertragenen Leistung durch die Übertragungsnetze („Kupferplatte“) sowie
- die Integration von lokalen Randnetzmodellen, die einzelnen Verteilnetzbetreibern entweder durch die Übertragungsnetzbetreiber bereitgestellt wurden oder die von den Verteilnetzbetreibern aufgrund von Betriebserfahrungen hergestellt wurden.

Diese Voruntersuchungen zeigten erhebliche Einflüsse auf den berechneten Wirk- und Blindleistungsaustausch zwischen den Höchst- und Hochspannungsnetzen.

Das vereinfachende Randnetzmodell wird bei Netzbetrachtungen grundsätzlich immer dann herangezogen, wenn für das Randnetz keine gesicherten Informationen vorliegen. Bei der Anwendung dieses vereinfachenden Randnetzmodells auf die Hochspannungsnetze in Hessen wurde festgestellt, dass die tatsächlichen Leistungsflüsse überwiegend unterschätzt werden.

Die berechnete Auslastung von über 400 Leitungen des Hochspannungsnetzes ändert sich bei Verwendung des detaillierten Randnetzmodells signifikant mit der Folge, dass zusätzliche bzw. stellenweise andere Grenzwertüberschreitungen für die Betriebsmittelauslastung bzw. für die Spannung festgestellt werden, in deren Folge Netzausbaumaßnahmen zu planen sind (vergleiche Abbildung 52).

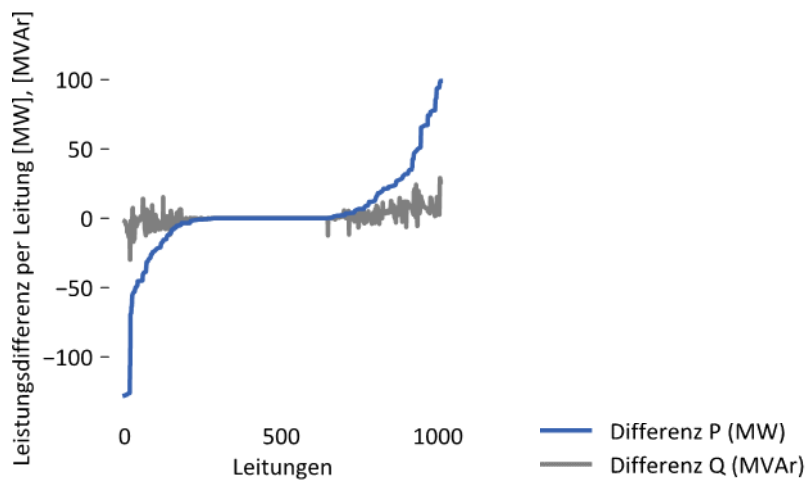


Abbildung 52: Abweichungen zwischen detailliertem Randnetzmodell und vereinfachtem Randnetzmodell („Kupferplatte“)

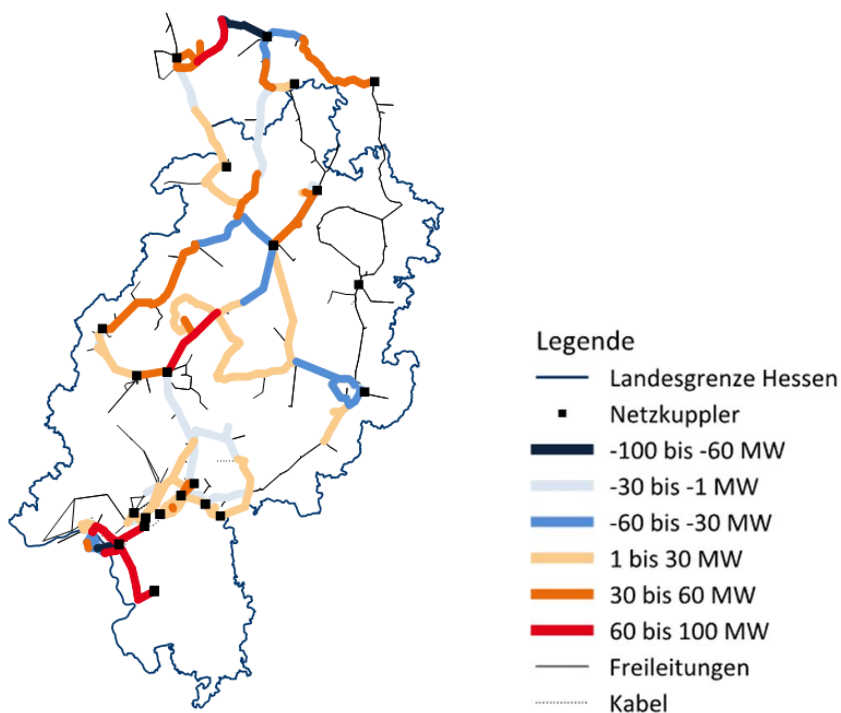


Abbildung 53: Regionale Verteilung der Abweichungen zwischen den betrachteten Randnetzen

Die ermittelten Abweichungen sind in Abbildung 53 bezogen auf die Leitungen des Hochspannungsnetzes kartiert. Aus der Kartendarstellung wird deutlich, dass die Abweichungen regional verschieden konzentriert sind und dadurch zu wesentlichen Verzerrungen bei der Ermittlung des Netzausbaus in der Hochspannungsebene führen können. Es wurden teilweise Abweichungen von 60 bis 100 MW auf den Leitungsabschnitten festgestellt.

Die von den Verteilnetzbetreibern bereitgestellten lokalen Randnetze eignen sich grundsätzlich für die Netzplanungen der jeweils eigenen Hochspannungsnetze. Die unter Einsatz dieser lokalen Randnetze ermittelten Netzplanungen werden regelmäßig im Dialog mit den Übertragungsnetzbetreibern plausibilisiert. Integrierte Planungen über mehrere Hochspannungsnetze unter Berücksichtigung der Übertragungsnetze werden damit jedoch nicht durchgeführt.

Entsprechend zeigte sich im Rahmen der Voruntersuchungen, dass die lokalen Randnetze jeweils unter solchen spezifischen Annahmen hergestellt sind, dass sie sich nicht zu einem integrierten, plausiblen und rechenfähigen Netzmodell vereinigen lassen. Nach Integration der lokalen Randnetze mussten wesentliche Korrekturen in das integrierte Netz eingearbeitet werden, um die generelle Rechenfähigkeit herzustellen.

6.1.4 Sonderbetrachtung: Kopplung von Hochspannungsnetzen

6.1.4.1 Vorbetrachtungen

Die Hochspannungsnetze in Hessen werden in mehreren Netzgruppen betrieben, die auf der eigenen Netzebene derzeit nicht direkt miteinander gekoppelt sind. Die elektrische Verbindung zwischen diesen Netzgruppen erfolgt ausschließlich durch das überlagerte Höchstspannungsnetz, wie die Abbildung 54 exemplarisch darstellt.

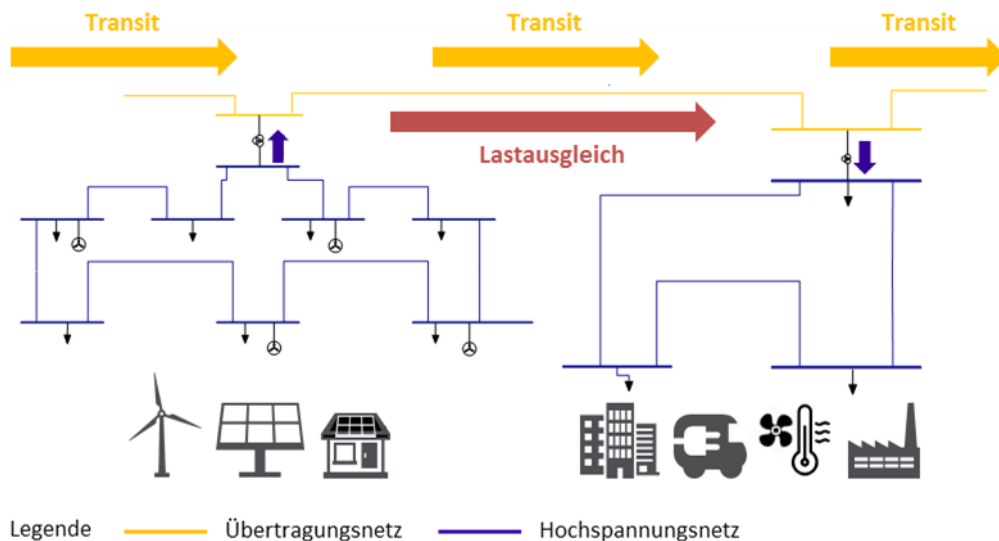


Abbildung 54: Zwei Hochspannungsnetzgruppen mit Kopplung durch das Übertragungsnetz

Unter den bisher vorherrschenden Bedingungen wurden die Verteilnetze im Wesentlichen durch das Übertragungsnetz gespeist und waren damit aus Sicht des Übertragungsnetzes hauptsächlich elektrische Lasten. Mit zunehmender Einspeisung aus Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen in die Verteilnetze, wie sie auch in den Energieszenarien für Hessen auftritt, ändert sich die Austauschrichtung zwischen den Netzebenen abhängig

vom Ausmaß der regionalen Einspeisung. In Regionen mit hoher Einspeisung aus Erneuerbaren Energieerzeugern kann sich die Austauschrichtung in Abhängigkeit von Sonnen- und Windverfügbarkeit ändern, womit eine signifikante Rückspeisung aus den Hochspannungsnetzen in das Übertragungsnetz auftreten kann.

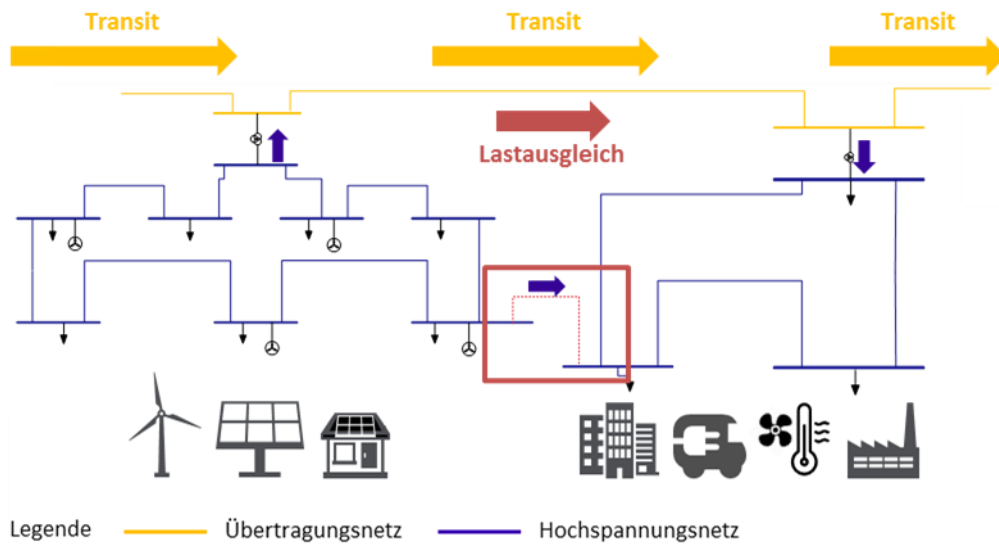


Abbildung 55: Zwei Hochspannungsnetzgruppen mit zusätzlicher direkter Kopplung

Die Abbildung 55 zeigt exemplarisch eine für Hessen relevante Situation, in welcher die linke Netzgruppe mit einem hohen Anteil an Einspeisung aus Erneuerbaren Energieerzeugern rückspeist, während die rechte Netzgruppe als klassisches Versorgungsnetz die Leistung aus dem Übertragungsnetz bezieht, so dass das Übertragungsnetz hier zur Herstellung eines regionalen Ausgleichs zwischen beiden Netzgruppen zusätzlich beansprucht wird. Die Austauschleistung zwischen den Netzgruppen überlagert die Transitflüsse im Übertragungsnetz und kann abhängig von der Situation eine Be- oder eine Entlastung des Übertragungsnetzes verursachen.

Durch eine direkte Kopplung von Netzgruppen auf der Hochspannungsebene (in Abbildung 55 rot dargestellt) lässt sich die, durch den regionalen Ausgleich bedingte, ungewünschte zusätzliche Beanspruchung des Übertragungsnetzes mindern und der Ausgleich auf die Hochspannungsebene verlagern. Unter Umständen findet durch die Kopplung eine Entlastung des Hochspannungsnetzes statt, wodurch Netzausbaukosten vermieden werden können.

Über das Hochspannungsnetz wird dabei eine zum Übertragungsnetz parallele Leitungsverbindung hergestellt, die ebenfalls ungewünscht einen Teil der Transitflüsse aus dem Übertragungsnetz aufnehmen kann. Laut [38] können verlagerte Transitflüsse die Leitungen in Hochspannungsnetzen mit mehreren Verknüpfungspunkten zum Übertragungsnetz je nach Topologie mit bis zu dreißig Prozent ihrer Übertragungskapazität belasten und somit die Vorteile der Kopplung von Hochspannungsnetzen überwiegen.

Eine Kopplung von Netzgruppen auf der Hochspannungsebene kann vorteilhaft sein, wenn Einspeisung in der einen und Entnahme in der anderen Netzgruppe zeitlich synchron verlaufen. Dadurch lassen sich die notwendigen Transportkapazitäten reduzieren, wenn die regenerative Energie in nahgelegeneren Lastschwerpunkten genutzt wird, anstatt diese über längere Strecken zu transportieren.

Nach bilanzieller Betrachtung des Austauschs zwischen den Netzgruppen der Hochspannungsebene mit dem Übertragungsnetz ist diese Voraussetzung für zwei Paare der betrachteten Netzgruppen in Hessen erfüllt:

- Kopplung der Taunusgruppe der Syna (westlich von Frankfurt und nördlich von Wiesbaden) in der Regelzone von Amprion mit der Netzgruppe der NRM (Frankfurt) in der Regelzone von TenneT und
- Kopplung der Taunusgruppe der Syna mit der Netzgruppe der sw netz (Mainz/Wiesbaden), beide in der Regelzone von Amprion.

Für diese möglichen Kopplungen wurden die technische Machbarkeit (vergleiche Exkurs in Kapitel 6.1.4.2) und Auswirkungen detailliert überprüft.

Unter Berücksichtigung entsprechender Kopplungsvorhaben über mehrere Netzbetreiber auf Hochspannungsebene wurden die durchgeführten Netzberechnungen auf die Energieszenarien für 2034 gestützt. Die Netzberechnungen wurden jeweils vergleichend für gekoppelte und nicht gekoppelte Netzgruppen durchgeführt.

Um die Unsicherheit der geographischen Verteilung bei Erzeugungs- und Lastzubau zu berücksichtigen, wurden die bestimmten Ausbaumengen in verschiedenen Ausbausituationen unterschiedlich auf die Flächen verteilt. Für jede Ausbausituation wurden die in der Verteilnetzstudie durchgängig zur Netzplanung verwendeten Auslegungsfälle (Starklastfall, Schwachlast- bzw. Rückspeisefall) mit den vier Auslegungsfällen des Netzentwicklungsplans im Übertragungsnetz (Starklastfall, Starkwindfall, Situation hoher Photovoltaikeinspeisung, Schwachlastfall) kombiniert betrachtet. Als Ergebnis wird für jede Ausbausituation das Maximum der in den Netzberechnungen ermittelten Netzausbaukosten in der Abbildung 56 und der Abbildung 57 angegeben.

6.1.4.2 Exkurs: Technische Restriktionen beim Koppeln von Hochspannungs-Netzgruppen

In den in der Verteilnetzstudie betrachteten Netzgruppen kommen folgende Erdungskonzepte zum Einsatz:

- Resonanzsternpunktterdung (RESPE),
- Niederohmige Sternpunktterdung (NOSPE).

Bei der RESPE werden die Sternpunkte von Transformatoren im Hochspannungsnetz über Petersenspulen geerdet, die auf die Erdkapazitäten des Netzes abgestimmt sind, und die im Falle eines einpoligen Erdschlusses den Erdschlussstrom auf ein zulässiges Maß begrenzen. Dadurch muss der betroffene Netzteil im Fall eines einpoligen Erdschlusses nicht unverzüglich getrennt werden, was eine Versorgungsunterbrechung zur Folge hätte. Um beispielsweise bei Ausfällen oder Abschaltungen von Leitungen zu vermeiden, dass das

Hochspannungsnetz im Resonanzpunkt mit entsprechend hohen Verlagerungsspannungen betrieben wird, wird das Netz um ein bestimmtes Maß überkompensiert betrieben, weshalb der Blindanteil des Erdschlussstromes nicht vollständig unterdrückt wird. Bei konstanter Überkompensation wirkt sich die Erdkapazität des Netzes linear auf den reaktiven Erdschlussstrom aus, weshalb dieser mit zunehmender Stromkreislänge steigt. Bis zu einer gewissen Größe verlischt der Lichtbogen des Erdschlussstromes automatisch. Sobald der Lichtbogen im Fehlerfall bei entsprechender Größe des Stromes nicht mehr selbstständig verlöscht (hierfür sind in den einschlägigen Normen Grenzwerte genannt) ist die sogenannte Löschgrenze überschritten. Die zugehörige Stromkreislänge beschreibt die maximale Ausdehnung eines resonant betriebenen Netzes [39].

Bei der NOSPE werden die Sternpunkte von Transformatoren über einen niederohmigen Widerstand mit dem Erdpotenzial verbunden. Somit treten im einpoligen Erdfehlerfall über dem Betriebsstrom liegende Kurzschlussströme auf. Leitungen werden für diesen Fehlerfall durch eine Überstromabschaltung geschützt. Durch die Dimensionierung des Erdungswiderstandes wird auch die Höhe des Erdfehlerstroms beeinflusst.

Innerhalb einer Netzgruppe muss die Sternpunktterdung für Transformatoren, die auf der Hochspannungsseite im Stern geschaltet sind und deren Sternpunkt nicht isoliert betrieben wird, einheitlich erfolgen. Dies beschränkt die relevanten Kopplungsarten auf die beiden nachfolgend beschriebenen Möglichkeiten.

Zusammenschaltung zweier resonant geerdeter Netzgruppen

Bei der Zusammenschaltung von zwei resonant betriebenen Netzgruppen ist zu prüfen, ob die Löschgrenze, bedingt durch die Erdkapazität des zusammengeschalteten Netzes, überschritten wird. Ist dieses nicht der Fall, können die Netzgruppen ohne weiteres zusammengeschaltet werden. Wird die Löschgrenze jedoch überschritten und ist keine Teilung des Netzes an anderer Stelle möglich, müssen weitere technische Maßnahmen wie beispielsweise die Installation eines Trenntransformators ergriffen werden.

Zusammenschaltung einer resonant und einer niederohmig geerdeten Netzgruppe

Durch die bei Kabeln je nach Ausführung bis zu rund fünfzigfach gegenüber Freileitungen erhöhte Erdkapazität [39] werden Kabelnetze oder Netze mit einem nennenswerten Kabelanteil häufig niederohmig geerdet ausgeführt. Bei der Kopplung mit einer resonant geerdeten Netzgruppe muss entweder im resonant geerdeten Netz eine Umstellung der Sternpunktbehandlung stattfinden oder die Koppelstelle muss derart ausgeführt werden, dass das Nullsystem nicht übertragen wird und sich somit einpolige Erdkurzschlüsse nicht von einer Netzgruppe in die andere übertragen. Dieses kann beispielsweise durch einen Trenntransformator erreicht werden.

6.1.4.3 Mögliche Kopplung Syna – NRM (Frankfurt)

Die ermittelten, technisch sinnvollen Kopplungsmöglichkeiten zwischen den Netzgruppen der Syna und der NRM existieren aktuell schon als im Normalbetrieb deaktivierte Notverbindungen. Für eine Kopplung im Normalbetrieb müssten sie entsprechend ertüchtigt werden. Sie liegen zwischen den Umspannanlagen

- Bommersheim und Frankfurt West (Freileitung) und
- innerhalb des Flughafens Frankfurt (zum Umspannwerk Kelsterbach) als Kabelverbindung.

Die Kopplung zwischen den Netzgruppen kann bedingt durch die verschiedene Sternpunktbehandlung nur durch zusätzlichen Einsatz von Trenntransformatoren durchgeführt werden, deren Kosten in die Bewertung eingehen. Die genannten Kopplungen werden redundant ausgeführt um die auf der Hochspannungsebene erforderliche (n-1)-Sicherheit zu gewährleisten.

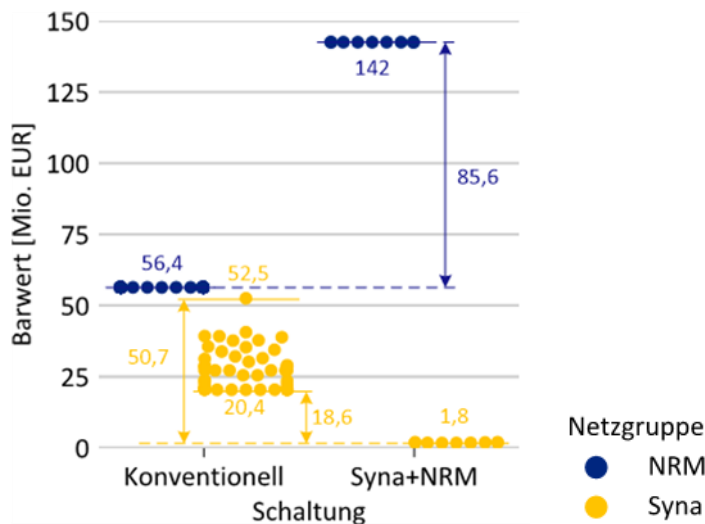


Abbildung 56: Vergleich der Netzausbaukosten im NRM- und im Syna-Gebiet^{1,2}

¹ jeweils mit und ohne (konventionelle) Kopplung der Netzgruppen im mittleren Energieszenario für 2034 bei Zielnetzplanung. ² Für den prognostizierten Anschluss von Großkunden wurde ein Energieszenario und eine Energieszenario-Ausprägung berücksichtigt.

Die Auswirkung der Kopplung auf den Netzausbaubedarf in beiden Netzgruppen ist in Abbildung 56 zusammenfassend dargestellt. Die Abbildung stellt mit Punkten die jeweils in den Netzgruppen von Syna und NRM erforderlichen Netzausbaubedarf für die beiden Planungsvarianten der gekoppelten und der nicht gekoppelten Netzgruppen dar.

Die vorgeschlagene Kopplung ist geeignet, um den in 2034 eintretenden regionalen Austausch von den Übertragungsnetzen auf die Hochspannungsebene zurück zu verlagern, ohne in wesentlichem Umfang die Verlagerung von Transiten herbeizuführen.

Die Reduktion des Netzausbaubedarfs wird abhängig von der in 2034 eintretenden Verteilung von Erzeugung und Lasten in einer Spannbreite von 18,6 bis 50,7 Mio EUR erzielt werden können und beschränkt sich auf die Netzgruppe der Syna.

Für die Herstellung der Kopplung der beiden Netzgruppen werden Netzinvestitionen in Höhe von 57,8 Mio EUR erforderlich.

Durch die Kopplung der Netzgruppen verlagern sich des Weiteren Lastflüsse aus der Netzgruppe der Syna in die Netzgruppe der NRM, wo sie zusätzliche Netzausbaukosten verursachen, die sich auf 85,6 Mio EUR belaufen.

Damit übersteigen die erwarteten Netzausbaukosten den erzielten Nutzen aus der Perspektive der Verteilnetze und bezogen auf das Ziel der Reduktion des durch die Energieverwendung bedingten Netzausbaubedarfs, so dass bei alleiniger Berücksichtigung der Kosten in den Verteilnetzen aus wirtschaftlichen Erwägungen diese Kopplung nicht realisiert werden sollte.

6.1.4.4 Mögliche Kopplung Syna – sw netz

Die Kopplung der beiden Netzgruppen von Syna und sw netz kann nach technischen Vorprüfungen zwischen den Umspannanlagen Eltville und Schierstein im westlichen Teil von Wiesbaden vorgenommen werden. In den beiden Netzgruppen ist die gleiche Sternpunktbehandlung realisiert, so dass keine Mehrkosten für die Errichtung von Trenntransformatoren entstehen. Die (n-1)-Sicherheit muss bei Ausführung der Kopplung hergestellt werden. Ferner sind bei einer möglichen Kopplung umfangreiche Maßnahmen auf organisatorischer und betrieblicher Ebene notwendig, die im Exkurs näher beschrieben sind.

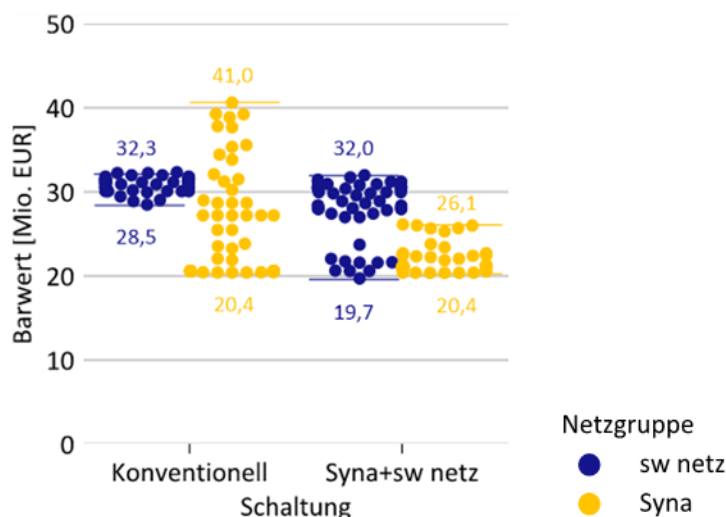


Abbildung 57: Vergleich der Netzausbaukosten im sw netz- und im Syna-Gebiet^{1,2}

¹ jeweils mit und ohne (konventionelle) Kopplung der Netzgruppen im mittleren Energieszenario für 2034 bei Zielnetzplanung. ² Für den prognostizierten Anschluss von Großkunden wurde ein Energieszenario und eine Energieszenario-Ausprägung berücksichtigt.

In der Abbildung 57 sind die Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf in den beiden Netzgruppen analog der Darstellung in Kapitel 6.1.4.3 wiedergegeben.

Die Kosten der Netzkopplung werden mit 13,5 Mio EUR veranschlagt.

Nach Herstellung der Kopplung verlagern sich Lastflüsse aus der Netzgruppe der Syna in die Netzgruppe der sw netz. Durch die elektrische Nähe von Verknüpfungspunkten in das Übertragungsnetz wird durch die Kopplung im laststarken Netz der sw netz kein zusätzlicher Netzausbaubedarf induziert.

In Abhängigkeit der in 2034 eintretenden Einspeise- und Lastsituation kann sich der erforderliche Netzausbau um bis zu 12,6 Mio EUR in der Netzgruppe der sw netz reduzieren, allerdings sind auch Mehrkosten von bis zu 3,5 Mio EUR möglich. In der Netzgruppe der Syna ist eine Reduktion des Netzausbaus um bis zu 20,6 Mio EUR möglich. Die möglichen Mehrkosten durch die Kopplung können 5,7 Mio EUR betragen. Dabei ist zu beachten, dass die Einspeisepotenziale in den beiden Netzen von der jeweiligen Ausbausituation abhängen und sich nicht automatisch gemeinsam ergeben.

Beide potenziellen Kosteneinsparungen bzw. Kostenerhöhungen sind jedoch aufgrund der hohen Abhängigkeit vom bis 2034 tatsächlich realisierten Zubau an Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen und den sich einstellenden Lastveränderungen durch die neuen Verbraucher ungewiss. So wird ein starker Zubau von Windenergieanlagen nahe der Kopplung in der Netzgruppe der Syna günstig auf die Realisierung der Kostenreduktionspotenziale auswirken. Weiter entfernter Zubau von Windenergieanlagen wird dagegen dazu führen, dass sich keine Vorteile oder sogar Nachteile einstellen, die mit den Kosten der Netzkopplung aufgerechnet werden müssen. Insgesamt liegt der ausbauabhängige Kostenrahmen unter Berücksichtigung der Kosten für die Kopplung zwischen 22,7 Mio EUR Mehrkosten und 19,7 Mio EUR Einsparungen.

In der Aufrechnung der potenziellen Reduktion des Netzausbaus mit den Zusatzkosten durch die Kopplung kann gegenwärtig nicht über die wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit der Netzkopplung von Syna und sw netz entschieden werden. Daher ist eine Kopplung zwischen Syna und sw netz aus heutiger Sicht bezogen auf die Zielstellung der Reduktion des durch die Energiewende bedingten Netzausbaus nicht zu empfehlen. Abhängig von der Entwicklung des Zubaus von Einspeiseanlagen westlich von Wiesbaden sollte jeweils die Auswahl der Netzverknüpfungspunkte nach der Aufnahmefähigkeit und der optimalen Auslastung der Netze ausgewählt werden.

6.1.5 Netzdienlicher Einsatz großtechnischer Power-to-Gas Anwendungen

Die Power-to-Gas Technologie wandelt Strom in Wasserstoff oder Methan um und stellt damit primär ein eigenständiges Geschäftsmodell für Anlagenbetreiber dar, um Erträge aus der Vermarktung des nach Energieumwandlung erzeugten Gases zu erwirtschaften. Power-to-Gas Anlagen sind auch technologisch geeignet, um das Verteilnetz bei auftretender hoher Einspeisung aus Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen zu entlasten. Die sonst durch das Verteilnetz aufzunehmende Leistung kann durch Power-to-Gas Anlagen

dem Verteilnetz entzogen werden, so dass Überlastungen im Verteilnetz und folglich auch der daraus resultierende Netzausbaubedarf vermieden werden können.

In den Hochspannungsnetzen können insbesondere großtechnische Power-to-Gas Anlagen solche netzdienlichen Beiträge leisten und damit potenziell den Netzausbaubedarf reduzieren.

In der Verteilnetzstudie wird die Auswirkung des netzdienlichen Einsatzes solcher großtechnischer Power-to-Gas Anlagen exemplarisch an einer dafür grundsätzlich geeigneten Netzgruppe des Hochspannungsnetzes im Norden von Hessen untersucht, in welcher die Voraussetzungen für den wirksamen Einsatz von großen Power-to-Gas Anlagen als gegeben gesehen werden. Das betreffende Netzgebiet ist durch hohe Einspeisung aus Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen, vorrangig aus Windenergieanlagen, geprägt. Die betrachtete Netzgruppe weist räumliche Überschneidungen zum Gasübertragungsnetz auf, so dass eine Gaseinspeisung und der Gasweitertransport möglich sind. Insbesondere ist auch die räumliche Nähe von relevanten Umspannstandorten dieser Netzgruppe mit möglichen Anschlussstellen an das Gasübertragungsnetz gegeben.

Für die weiteren Untersuchungen werden aufgrund dieser grundlegenden Eignung die Umspannwerke Elm, Lauterbach und Dillenburg als potentielle Standorte für großtechnische Power-to-Gas Anlagen ausgewählt (vergleiche Abbildung 58).

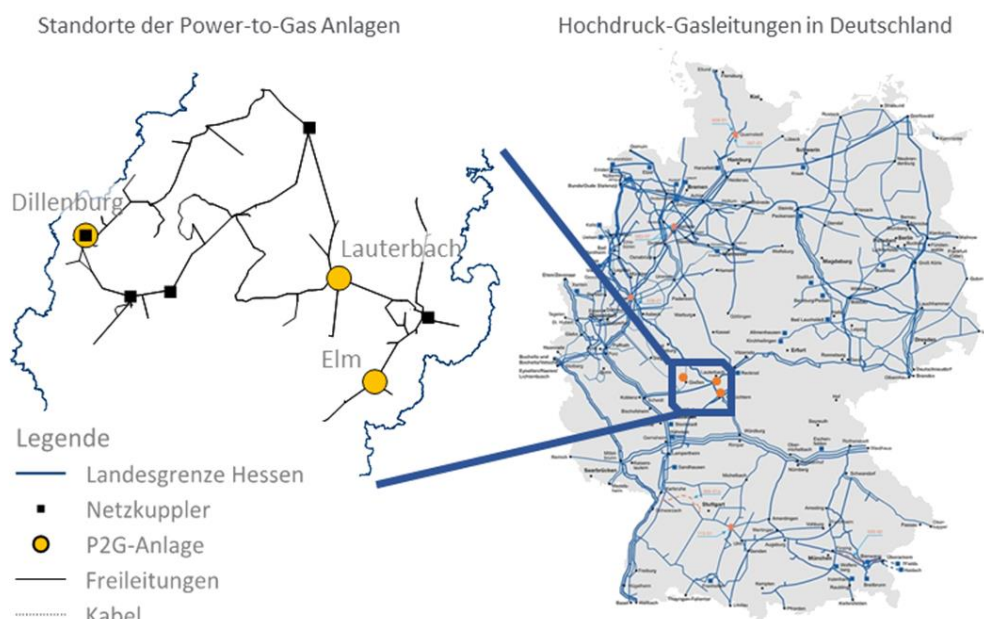


Abbildung 58: Standorte und Netzanbindung der untersuchten potenziellen Power-to-Gas Anwendungen¹

¹ Abbildung Gasübertragungsnetz nach [40].

Die genannten Standorte sind heute noch nicht mit Power-to-Gas Anlagen erschlossen. Daher muss eine geeignete Vorlaufzeit für die Umsetzung des Gesamtsystems aus Power-to-Gas Anlage, Stromnetzanschluss und Gasnetzanschluss sowie für die Entwicklung der koordinierten Betriebskonzepte berücksichtigt werden. Entsprechend der angenomme-

nen Energieszenarien wird außerdem der Zubau an Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen beschleunigt zwischen 2024 und 2034 stattfinden. Das Potenzial und die Umsetzbarkeit der relevanten Power-to-Gas Anlagen wird deshalb für das Stützjahr 2034 für möglich gesehen. Die Grundlage für die Auswirkungsanalyse eines durch netzdienlichen Einsatz von Power-to-Gas Anlagen entlastetes Hochspannungsnetz stellt das mittlere Energieszenario für das Stützjahr 2034 dar.

Es werden separat voneinander betriebene Power-to-Gas Anlagen der hohen Leistungsklasse 100 MW angenommen, welche um eine Größenordnung über den bisher in Deutschland errichteten Anlagen liegt (vergleiche [41]). Als Sensitivitätsbetrachtung werden zusätzlich Power-to-Gas Anlagen der Leistungsklasse 300 MW untersucht, deren Einsatz sich aus heutiger Sicht im betrachteten Zeitraum in Hessen zwar nicht abzeichnet, aber beispielsweise durch zusammengeschaltete, noch zu errichtende Anlagen herstellbar wäre. In beiden Fällen wird die gesamte Anlagenkapazität netzdienlich dem Hochspannungsnetz zur Verfügung gestellt.

Die Untersuchung berücksichtigt ausschließlich die Auswirkungen der Power-to-Gas Anlagen auf das (Strom-) Verteilnetz in Bezug auf die erzielbare Reduktion des erforderlichen Netzausbaus in der Hochspannungsebene. Für den Einsatz der Power-to-Gas Anwendungen wird deren bedarfsgerechte Aktivierung im Last- bzw. Rückspeisefall vorgesehen.

Weitere technologieimmanente Auswirkungen, wie beispielsweise zur Verbesserung der CO₂-Bilanz oder zur Steigerung der Energiesystemeffizienz, Erhöhung der Versorgungssicherheit sowie Rückwirkungen auf die Gasnetzinfrastruktur werden nicht berücksichtigt.

Die Bewertung des netzdienlichen Einsatzes von Power-to-Gas Anlagen erfolgt durch Vergleich der Netzausbaukosten zwischen dem konventionell ausgebauten Verteilnetz ohne und mit netzdienlich eingesetzten Power-to-Gas Anlagen.

In der nachstehenden Tabelle 22 sind die gemäß den Annahmen des mittleren Energieszenarios für 2034 an den Umspannwerken auftretenden Leistungen abgebildet.

Einspeisung und Verbrauch an den Standorten in MW	Dillenburg	Lauterbach	Elm
Windenergie	37,8	49,5	106,3
Photovoltaik	8,5	41,9	23,6
Biomasse	0,5	10,6	0,35
Konventionelle Erzeugung	-	0,15	1,2
Wasserkraft	0,03	0,58	-
Verbrauch (Basis)	33,8	22,0	22,4
E-Kfz	19,8	31,6	18,9
Wärmepumpen	2,9	6,7	3,7

Tabelle 22: Einspeisungen und Verbrauch an den Power-to-Gas Standorten für 2034¹

¹ betrachtet für das mittlere Energieszenario.

Die Einspeisung überwiegt den Verbrauch an den Standorten Elm und Lauterbach wesentlich. Am Standort Dillenburg sind die Einspeise- und Verbrauchsleistungen etwa ausgeglichen.

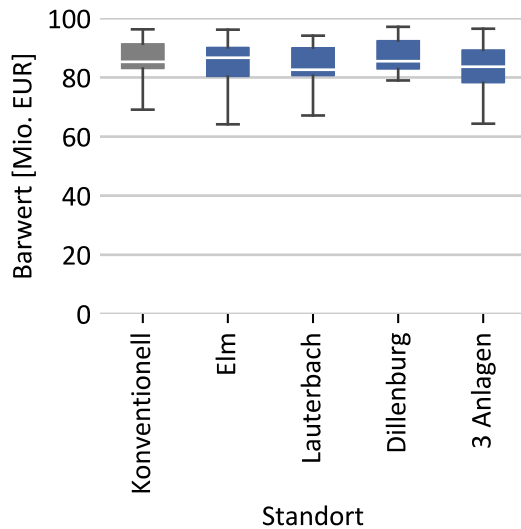


Abbildung 59: Netzausbau mit und ohne netzdienlichen Einsatz großtechnischer 100 MW-P2G-Anlagen¹

¹ jeweils bezogen auf das mittlere Energieszenario 2034. Die Netzausbaukosten sind ausgewiesen für den konventionellen Netzausbau, den verbleibenden Netzausbau bei Betrieb jeweils einer Power-to-Gas Anlage am genannten Standort und den kombinierten Betrieb von Power-to-Gas Anlagen an allen drei Standorten.

Abhängig von den konkreten Energieszenario-Ausprägungen, d. h. den angenommenen räumlichen Verteilungen des fortgeführten Zubaus an insbesondere Wind- und Photovoltaik-Freiflächenenergieanlagen, werden durch Einsatz von Anlagen der Leistungsklasse 100 MW an den vorgesehenen Standorten Einsparungen gegenüber dem konventionellen Netzausbau erzielt. Über die Menge der betrachteten Energieszenario-Ausprägungen kann allerdings nur von einer marginalen Netzausbaukostenreduktion gegenüber dem konventionellen Netzausbau ausgegangen werden (vergleiche Abbildung 59). Für die gemeinsame Wirkung der Anlagen an allen drei Standorten beträgt diese Einsparung rund zwei Prozent. Die Anlage in Dillenburg hat dabei absehbar keine nennenswerte Auswirkung auf die Netzausbaukosten in der Hochspannungsebene durch ihren Anschluss an das Umspannwerk des Übertragungsnetzes, welches die Einspeisung aus den Windenergieanlagen direkt aufnehmen kann.

Diese ermittelte Reduktion der Netzausbaukosten ist mit alternativen, rein netzbezogenen innovativen Maßnahmen ebenfalls erzielbar. Eine Kombination solcher mit anderen Maßnahmen könnte die ausgewiesenen geringen Vorteile weiter relativieren.

Eine weitere Veränderung der Bewertung wird sich einstellen, wenn die Systemkosten angerechnet werden müssten. Die noch hohen Technologiekosten in der Größenordnung von 800 bis 2000 EUR/kW [42] bzw. 800 bis 1150 EUR/kW (2025 [43]) bzw. 700 EUR/kW (2030 [41]) werden dazu führen, dass die Power-to-Gas Anlagen durch die Anlagenbetreiber eher kontinuierlich ausgelastet werden und damit die netzdienlichen Potenziale ent-

weder in geringem Umfang oder nur zu verhältnismäßig hohen Leistungs- und Arbeitspreisen vorgehalten werden (beispielsweise analog EnWG § 13 III 6a, AbLaV §4 oder StromNZV §§ 6,8 i.V.m. EnWG § 22). Die Vergütung der netzdienlichen Beiträge an die Anlagenbetreiber würde in der gesamtwirtschaftlichen Bewertung den verbleibenden Kostenvorteil sehr wahrscheinlich aufwiegen. Der Zubau von großtechnischen Power-to-Gas Anlagen allein zum Zweck der Reduktion von Netzausbaukosten ohne Weitervermarktungsmöglichkeit wird absehbar nicht wirtschaftlich werden können.

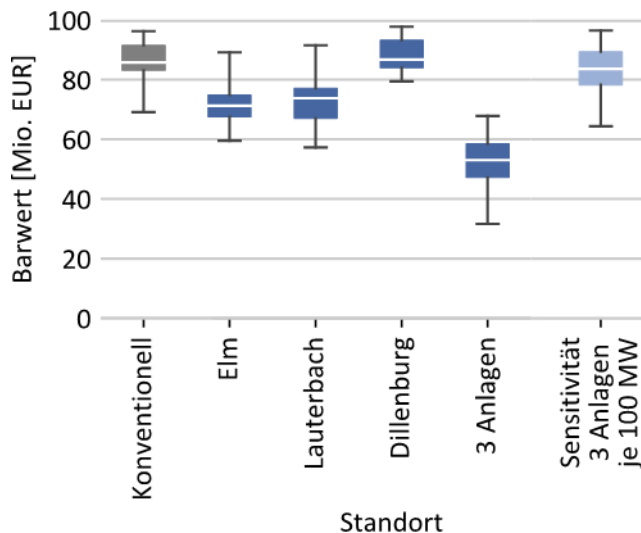


Abbildung 60: Netzausbau mit und ohne netzdienlichen Einsatz großtechnischer 300 MW P2G-Anlagen¹

¹ jeweils bezogen auf das mittlere Energieszenario 2034. Die Netzausbaukosten sind ausgewiesen für den konventionellen Netzausbau, den verbleibenden Netzausbau bei Betrieb jeweils einer Power-to-Gas Anlage am genannten Standort und den kombinierten Betrieb von Power-to-Gas Anlagen an allen drei Standorten.

Bei Einsatz von Power-to-Gas Anwendungen in der Leistungsklasse 300 MW verstärken sich die erzielbaren Auswirkungen auf die Kostenreduktion des Netzausbaus in der Hochspannungsebene deutlich (vergleiche Abbildung 60). Bei dem übergreifend optimierten Einsatz der Anlagen an den drei Standorten wäre eine Reduktion der Netzausbaukosten um 38 Prozent im Median möglich. Die diskutierten Relativierungen gelten allerdings auch hier weiter. Vor allem die im Verhältnis zur Reduktion der Netzausbaukosten weiterhin hohen Anlagenkosten von über 210 bis 345 Mio EUR deuten darauf hin, dass die netzdienlichen Potenziale dieser Anlagen eher nicht oder nur gegen hohe Vergütung erschlossen werden können.

Aus rein netzbezogenen Erwägungen heraus, sind aufgrund der vorliegenden Alternativen die Voraussetzungen für den Einsatz von großtechnischen Power-to-Gas Anwendungen der bereits hoch angenommenen Leistungsklasse von 100 MW in Hessen vorerst nicht gegeben. Höhere Leistungsklassen können die kostenmindernde Wirkung auf den Netzausbau zwar steigern, werden aber ebenfalls als nicht verhältnismäßig gesehen. Alternativ zu großtechnischen Anlagen in der Hochspannung könnten bei koordiniertem Einsatz allerdings auch kleine Power-to-Gas Anlagen mit Anschluss in der Nieder- oder Mittelspannung auf die Netzausbaukosten wirken. Die Auswirkung solcher Anlagen kann für netzdienlichem Einsatz durch Anlagenbetreiber äquivalent zu Prosumer-Anwendungen

(vergleiche je Netzebene Kapitel 6.1.2.3, 6.2.2.2, 6.3.2.3, 6.4.2.4) und bei Einsatz durch Netzbetreiber äquivalent zu Netzspeichern beurteilt werden (vergleiche Kapitel 6.4.3).

6.2 Umspannebene zwischen Hoch- und Mittelspannung

6.2.1 Veränderte Versorgungsaufgabe

Die Umspannebene und somit die Umspannwerke haben die Aufgabe, die notwendigen Leistungen den unterlagerten Netzebenen grundsätzlich mit einer (n-1)-Ausfallsicherheit zur Verfügung zu stellen und zunehmend auftretende Rückspeisungen aufzunehmen. Speziell die Rückspeisungen infolge des Zubaus von Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen führen in hohem Maße zu Anpassungsbedarfen für die Umspannwerkskapazitäten. Die Anpassungsbedarfe sind dabei vermehrt von den konkreten Zubaumengen und räumlichen Verteilungen des Zubaus (Energieszenario-Ausprägungen) abhängig.

Bei der Betrachtung und Bewertung der Rückspeisungen in die vorgelagerte Netzebene wurde eine (n-0)-Betrachtung gewählt, da für Rückspeisungen keine (n-1)-Anschlussverpflichtung besteht. Anderenfalls würden die erforderlichen Ausbaumaßnahmen überschätzt. Die Auswirkungen sind im Nachfolgenden beschrieben.

6.2.2 Erwarteter Netzausbaubedarf

6.2.2.1 Hochrechnung des konventionellen Netzausbaus in der Umspannebene auf Hessen

Ausgehend von dieser sich einstellenden Versorgungsaufgabe werden auch in der Umspannebene zwischen Hoch- und Mittelspannung bis zu den Stützjahren in wesentlichem Umfang Netzausbaumaßnahmen erforderlich.

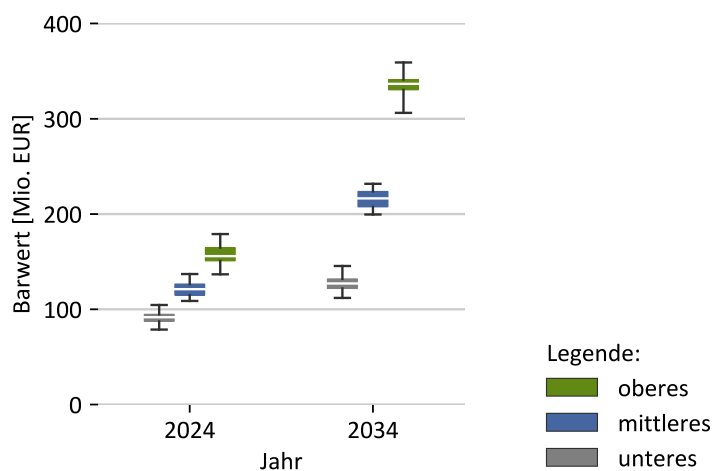


Abbildung 61: Hochrechnung der Netzausbaukosten für die Umspannebene

Für das Stützjahr 2024 werden die auf Hessen hochgerechneten Netzausbaukosten von 121 Mio EUR bezogen auf den Median des mittleren Energieszenarios erwartet. Für das Stützjahr 2034 beträgt der im gleichen Energieszenario erwartete Netzausbau 215 Mio EUR.

Im unteren Energieszenario vermindert sich entsprechend des geringeren Zubaus an Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen und neuen Verbrauchern der Netzausbau auf 92 Mio EUR (2024) bzw. 127 Mio EUR (2034, jeweils Mediane). Im oberen Energieszenario stellt sich der erwartete Netzausbau in Höhe von 156 Mio EUR (2024) bzw. 335 Mio EUR (2034) ein. Für die 2034 eintretenden Netzausbaukosten wird eine im Vergleich zu 2024 wesentlich erhöhte Spreizung zwischen den Energieszenarien festgestellt, die im Einklang mit den in den Energieszenarien wachsenden Unterschieden in Bezug auf die Einspeise- und Verbrauchsleistungen stehen. Im oberen Energieszenario für 2034 werden zudem solche Auslastungen der Betriebsmittel erreicht, dass die erforderlichen Maßnahmen und die daraus resultierenden Netzausbaukosten eine erhöhte Sensitivität gegenüber den räumlichen Verteilungen des relevanten Zubaus aufweisen. Dementsprechend erhöht sich die Streuung für die in diesem Energieszenario für 2034 ermittelten Netzausbaukosten.

6.2.2.2 Netzausbau bei Anwendung innovativer Maßnahmen

Durch Einsatz innovativer Maßnahmen in Ergänzung zu den Möglichkeiten des rein konventionellen Netzaubaus lassen sich auch für die Umspannebene zwischen Hoch- und Mittelspannung Einsparungspotenziale für den Netzausbau realisieren.

Bei der vergleichenden Betrachtung des rein konventionellen Netzaubaus gegenüber dem mit innovativen Maßnahmen kombinierten Netzausbau zeichnen sich auf dieser Netzebene allerdings auch vermehrt Kostenverschiebungen auf, welche die Relevanz einer netzebenenübergreifenden Netzplanung herausstellen. So werden, abhängig von der Maßnahmenart und den auslegungsrelevanten Netzplanungsfällen, durch Anwendung innovativer Maßnahmen in den benachbarten Netzebenen auf die Umspannebene verschiedentlich kostenreduzierende, aber auch kostentreibende Auswirkungen erzielt. Ähnlich der Hochspannung werden auch kumulative Wirkungen von innovativen Maßnahmen aus den unterlagerten Netzebenen für den Netzausbau in der Umspannebene relevant.

Eine Reduktion der Netzausbaukosten ist für die Umspannebene zu erwarten, wenn durch Spitzenkappung die eingespeiste Leistung insgesamt gesenkt und damit die Häufigkeit von Überlastungen auch in der Umspannebene vermindert wird. Die erzielbare Reduktion der Ausbaukosten beläuft sich auf bis zu acht Prozent bei Anwendung von Spitzenkappung auf der Umspann- und allen unterlagerten Netzebenen bzw. bis zu fünf Prozent bei Spitzenkappung nur in der Niederspannung und jeweils dem Einsatz der Hochtemperaturleiterbeseilung in der Hochspannung (vergleiche Abbildung 62). Weitere Ausführungen zur netzebenenübergreifenden Spitzenkappung befinden sich in Kapitel 6.7.

Der Einsatz von Blindleistungsbereitstellungsstrategien in der Umspannebene oder in unterlagerten Netzen verursacht in der Umspannebene überwiegend höheren Netzaus-

baubedarf. Dies ist durch die, mittels Blindleistungsbereitstellung erhöhten, Scheinleistungsflüsse begründet, welche zu einer höheren Transformatorauslastung führen, in deren Folge anderenfalls noch in ihren Betriebsgrenzen betreibbare Transformatoren durch Transformatoren höherer Leistungsklassen ausgetauscht werden müssen.

Bei kombinierter Verwendung mit anderen innovativen Maßnahmen, wie beispielsweise der Hochtemperaturleiterbeseilung und der Spitzenkappung, vermindert die Blindleistungsbereitstellung mit Q(U)-Regelung durch die in der Umspannebene direkt angeschlossenen großen Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen die den Netzausbau reduzierende Wirkung dieser Maßnahmen nur gering. Mit Berücksichtigung des grundsätzlichen Nutzens der Q(U)-Regelung kann ihr Einsatz in Kombination mit anderen Maßnahmen weiter befürwortet werden.

Einer Blindleistungsbereitstellung in der Nieder- und Mittelspannungsebene müssen jedoch Mehrkosten in der Umspannebene gegengerechnet werden. Deshalb ist ein sehr effektiver Einsatz durch Q(U)-Regelungen eher zu empfehlen als ein konstanter flächiger Einstellwert. Dadurch kann der aggregiert wirkende Blindleistungsfluss in der Umspannung reduziert werden.

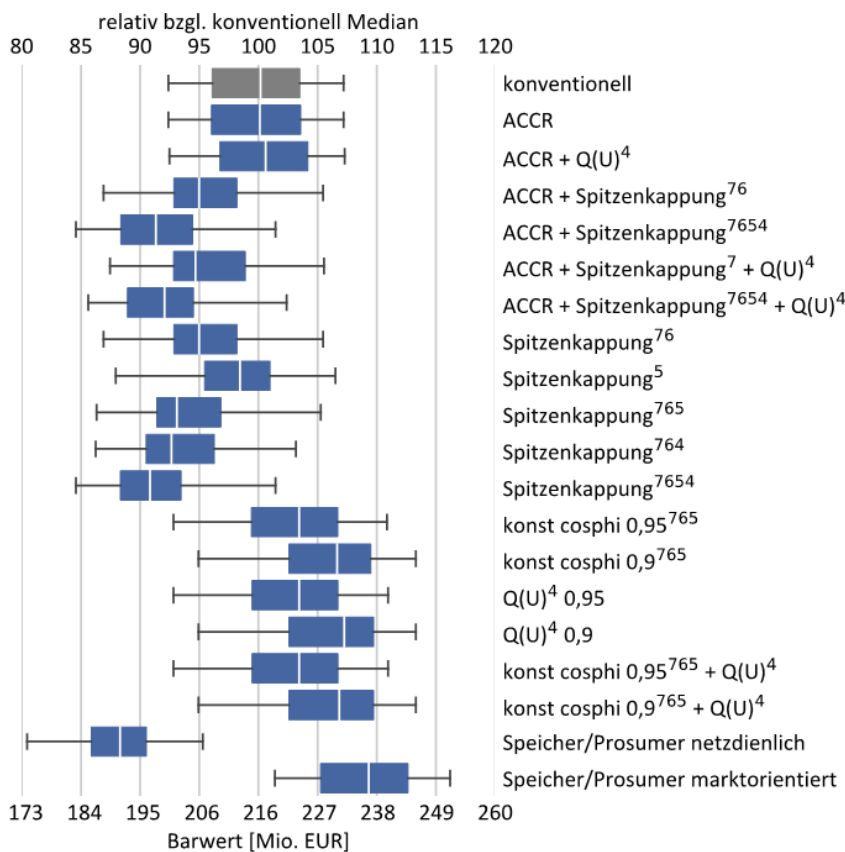


Abbildung 62: Netzausbaukosten konventionellen und innovativen Netzausbaus der Umspannebene

⁴ Einsatz der Maßnahme durch in der Umspannebene direkt angeschlossene große Windenergie- und Photovoltaik-Freiflächenanlagen, ⁵ in der Mittelspannungsebene, ^{6 und 7} in der Niederspannung (Transformations- und Niederspannungsebene).

Auch in der Umspannebene ließen sich mit im Median etwa zwölf Prozent durch einen netzdienlichen Einsatz von Prosumer-Anwendungen die relativ höchsten Einsparungen an Netzausbaukosten erzielen. Die tatsächliche netzdienliche Aktivierbarkeit der Prosumer-Anwendungen und des betreffenden Einsparpotenzials ist aber auch hier unter gegenwärtigen Rahmenbedingungen noch nicht gegeben (vergleiche Kapitel 6.1.2.3).

Ein marktorientierter Betrieb von Prosumer-Anwendungen führt zu Netzausbaubedarf in einem ähnlich hohen Umfang wie in der Hochspannungsebene.

6.3 Verteilnetze der Mittelspannungsebene

6.3.1 Veränderte Versorgungsaufgabe

In den Mittelspannungsnetzen verändert sich die netzauslegungsrelevante Einspeise- und Lastsituation für die Stützjahre 2024 und 2034 vorwiegend aufgrund der hohen zu integrierenden Einspeisung aus dem Zubau von sowohl Windenergie- als auch Photovoltaik-Anlagen. Dieser Zubau erfolgt mit Neuanlagen und durch Repowering bzw. Neubau von Anlagen an dafür zulässigen Standorten.

Bis 2034 wird aufgrund der angenommenen wirtschaftlichen Nutzungsdauern der überwiegende Teil der Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen ausgetauscht sein und der gesamte Anlagenbestand verjüngt werden. Dabei werden im Vergleich zum Referenzjahr in der Regel leistungsstärkere Anlagen aufgestellt, zu deren Netzeinbindung neue Netzanschlüsse geschaffen werden müssen.

Für Windenergieanlagen ist der Zubau (Neubau und Repowering) auf die durch das Land Hessen ausgewiesenen Windvorrangflächen beschränkt. Die bestehenden Windenergieanlagen außerhalb dieser Windvorrangflächen werden bei Erreichen der wirtschaftlichen Nutzungsdauer ersatzlos zurückgebaut. So ergibt sich regional für einige Netze in Hessen entgegen dem, in den Energieszenarien definierten, Trend ein effektiver Rückbau an Windenergieanlagen, der rückwirkend Überkapazitäten in diesen Netzen hinterlässt.

Die gemäß den Energieszenarien erwartete starke Zunahme an neuen Verbrauchern, insbesondere der E-Kfz, schlägt sich in den Mittelspannungsnetzen nur in geringerem Umfang nieder. Der bilanzielle Ladeleistungsbedarf der hohen Anzahl hinzukommender E-Kfz relativiert sich in der Auswirkungsanalyse durch die angenommenen Gleichzeitigkeitsfaktoren, so dass nur ein verhältnismäßig geringer Einfluss der E-Kfz auf die Mittelspannungsnetze resultiert. Die im Energieszenariorahmen ausgewiesene marginale Abnahme des konventionellen Verbrauchs ist nicht auslegungsrelevant und wird nicht modelliert.

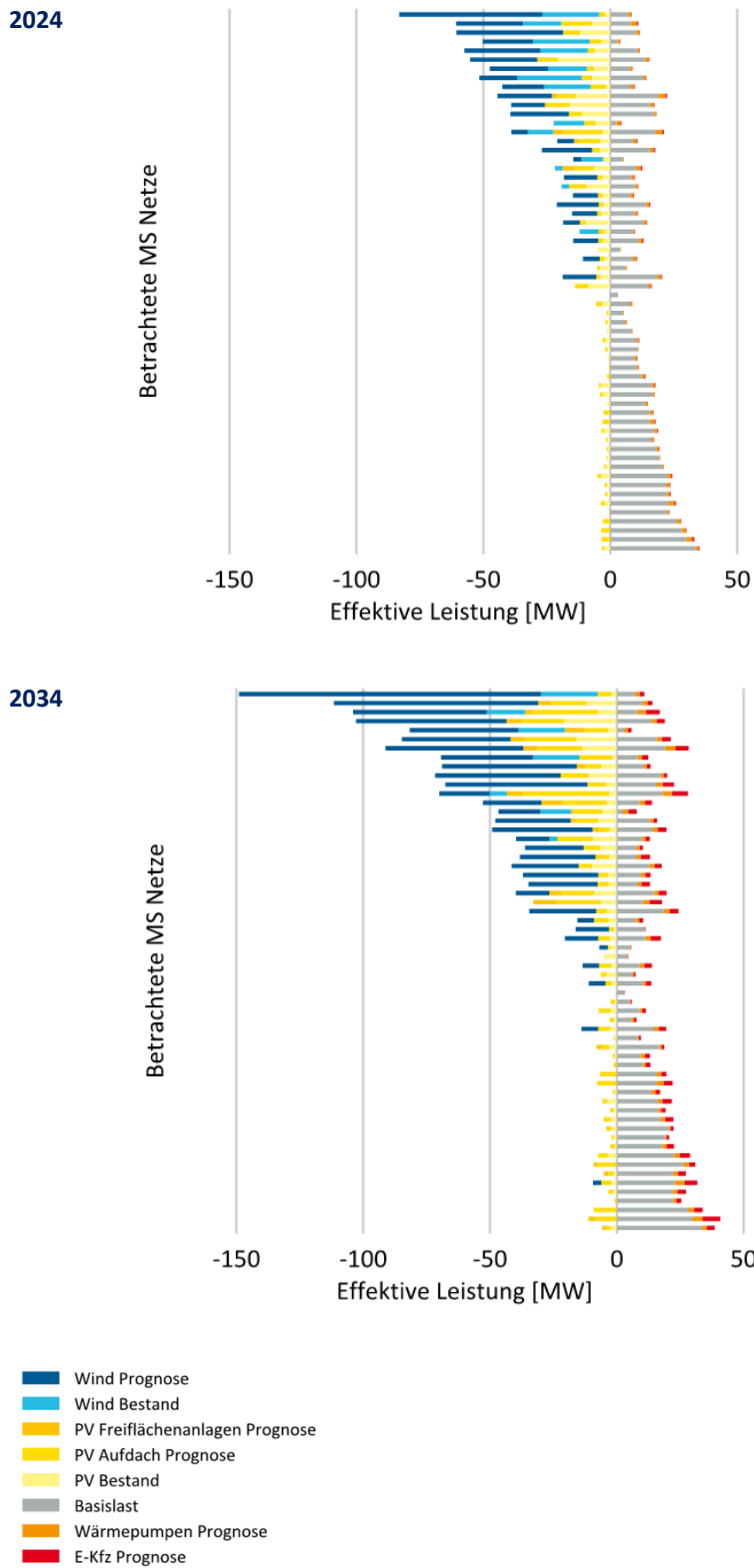


Abbildung 63: Einspeise- und Lastsituation über die Mittelspannungsnetze in 2024 und 2034^{1,2}

¹ Abkürzungen: PV – Photovoltaik. ² effektive Leistung: Eingespeiste bzw. bezogene Wirkleistung unter Berücksichtigung der angewendeten Gleichzeitigkeitsfaktoren. ³ Darstellung jeweils für eine Ausprägung des mittleren Energieszenarios.

In den betrachteten Mittelspannungsnetzen wirken sich die oben beschriebenen Effekte mit regional deutlich unterschiedlicher Gewichtung aus. Das resultierende Gesamtbild über die Mittelspannungsnetze zeigt sich daher sehr heterogen (vergleiche Abbildung 63). Jeweils etwa die Hälfte der betrachteten Netze wird bis 2034 einspeisungs- bzw. verbrauchsdominiert sein. Abhängig von den jeweiligen Energieszenario-Ausprägungen kann in einzelnen Netzen die Versorgungsaufgabe dabei deutlich schwanken und auch in der Grundcharakteristik zwischen einspeisungs- bzw. verbrauchsdominiert wechseln.

6.3.2 Erwarteter Netzausbaubedarf

6.3.2.1 Konventionaler Netzausbaubedarf für die betrachteten Realnetze der Mittelspannungsebene

Für die konkret betrachteten Realnetze spannt sich der Netzausbaubedarf mit rein konventionellen Maßnahmen auf über zwei Mio EUR bis 2024 bzw. auf rund 4,5 Mio EUR pro Netz bis 2034 auf (jeweils bezogen auf die Mediane des mittleren Energieszenarios, vergleiche Abbildung 64).

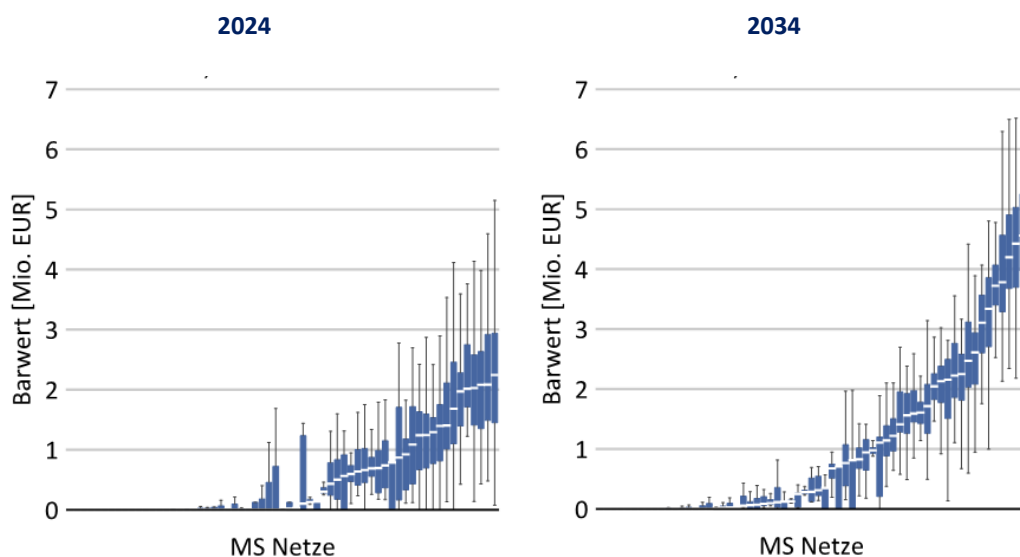


Abbildung 64: Netzausbaukosten der Mittelspannungsebene bei rein konventionellem Netzausbau¹

¹ dargestellt für fünfzig Energieszenario-Ausprägungen (Zubauverteilungen) auf die untersuchten Realnetze.

Dabei konzentrieren sich rund achtzig Prozent der für 2034 ermittelten Netzausbaukosten in der Netzebene auf etwa ein Viertel der betrachteten Realnetze. Die Hälfte der betrachteten Netze begründet 95 Prozent der für die Netzebene ermittelten Netzausbaukosten.

Etwa ein Drittel der betrachteten Netze kommt sowohl bis 2024 als auch bis 2034 ohne Netzausbauinvestitionen aus und verhält sich insgesamt robust gegenüber den verschiedenen berechneten Energieszenario-Ausprägungen. Für diese Netze kann abgeleitet werden, dass sie bereits heute grundsätzlich soweit ausgebaut sind, um der in 2024 und 2034

jeweils eintretenden Einspeise- und Lastsituation gerecht zu werden. Dies trifft mehrheitlich für die Netze zu, für welche das betrachtete Potenzial von Windenergie- und Photovoltaik-Freiflächenanlagen nicht auslegungsrelevant ist. Dies betrifft auch Netze im eher städtischen Umfeld, die von den großen Veränderungen in der Einspeisungslandschaft verhältnismäßig wenig betroffen sind.

Für die Mittelspannungsnetze, die durch sehr hohen Zubau von Erneuerbarer Energieerzeugung betroffen sind, wächst die Varianz der erwarteten Netzausbaukosten deutlich. Die Varianz spiegelt dabei die Auswirkungen der verschiedenen räumlichen Verteilungen der Anschlussleistung der neuen Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen wider, die trotz der räumlich bekannten Windvorrangflächen noch hohe Unsicherheiten in Bezug auf den tatsächlichen Erschließungsgrad der einzelnen Windvorrangflächen sowie Unsicherheiten bezüglich der Erschließung von Photovoltaik-Freiflächenpotenzialen in sich bergen.

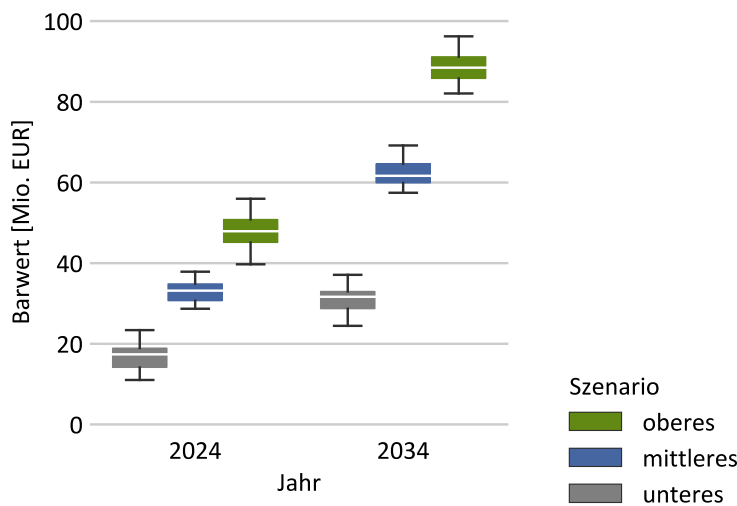


Abbildung 65: Summierte Netzausbaukosten für betrachtete Realnetze nach Energieszenario und Jahr

Die Netzausbaukosten summieren sich für die betrachteten Realnetze der Mittelspannungsebene auf 35 Mio EUR für das Jahr 2024 und 61 Mio EUR für das Jahr 2034 bezogen auf die Mediane des mittleren Energieszenarios. Die Varianz der Netzausbaukosten bleibt dabei verhältnismäßig konstant über alle berechneten Energieszenarien und Stützjahre, obgleich die neu zu integrierende Einspeisung aus Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen und die Leistung der neuen Verbraucher signifikant steigen. Die Unsicherheit im Hinblick auf die eintretenden Netzausbaukosten sinkt damit bei der über die Netze aggregierten Betrachtung mit dem Zubau an Erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen und neuen Verbraucher bzw. dem Erschließungsgrad der lokalen Potenziale (vergleiche Abbildung 65).

Die zuvor ausgewiesenen Netzausbaukosten beschreiben den erforderlichen Netzausbau aus der Gesamtsicht des Energiesystems. Diese Netzausbaukosten beinhalten die Kosten des Netzanschlusses von Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen und die Kosten für die Verstärkung und den Ausbau der vorhandenen Netze der Verteilnetzbetreiber.

Die Unterscheidung der Anteile neuer Netzanschlüsse und sonstiger Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen an den gesamten Netzausbaukosten ist in Abbildung 66 dargestellt. Die Unterscheidung dieser Kostenbestandteile wird bei Umsetzung des Netzausbaus für die verschiedenen Marktteilnehmer relevant. Netzbetreiber werden überwiegend nur die Maßnahmen der Verstärkung bzw. des eigentlichen Netzausbaus verantworten, welche als betriebsnotwendige Investitionen auf die regionalen Netzentgelte umgelegt werden. Die Netzanschlusskosten werden projektabhängig vorwiegend durch die Betreiber der Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen zu erbringen sein und sich über die Erzeugungspreise sowie über deutschlandweite Umlagen aus den gesetzlichen Fördermechanismen für Erneuerbare Energien abbilden.

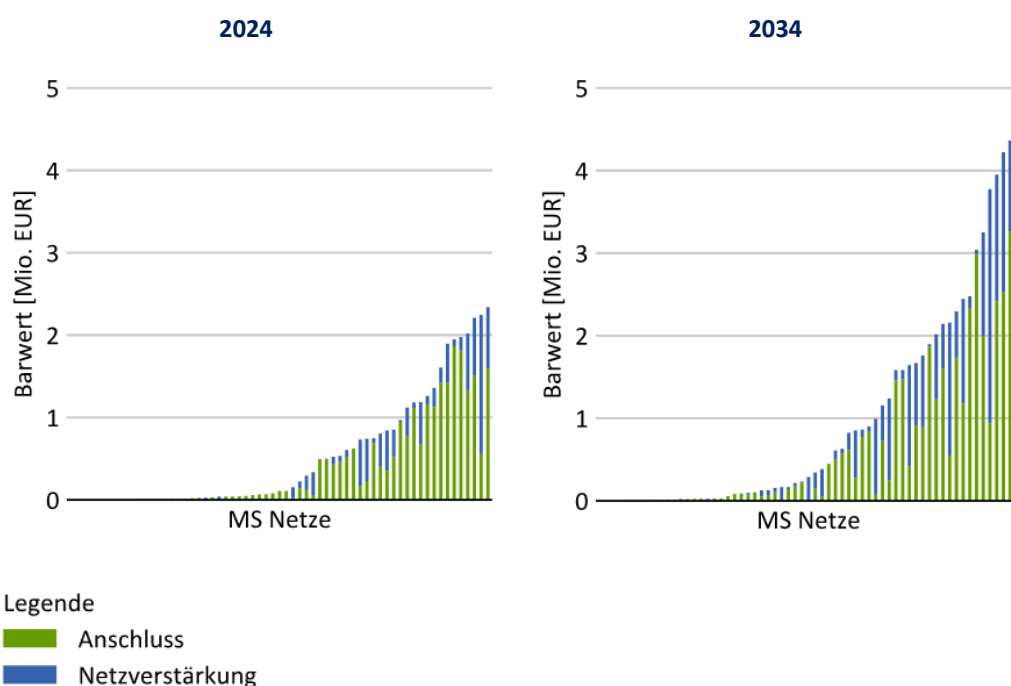


Abbildung 66: Aufteilung der Kosten auf Netzanschlüsse und Netzverstärkung bzw. Netzausbau¹

¹ dargestellt für fünfzig Energieszenario-Ausprägungen (Zubauverteilungen) auf die untersuchten Realnetze.

Insgesamt werden über sechzig Prozent der Netzausbaukosten in der Mittelspannung durch Netzanschlussmaßnahmen verursacht. Die jeweiligen Anteile dieser Kostenbestandteile variieren je betrachtetem Netz entsprechend der zuvor erläuterten Zubausituation (vergleiche Abbildung 63).

6.3.2.2 Hochrechnung der Netzausbaukosten in der Mittelspannungsebene auf Hessen

Die in der Mittelspannungsebene für die Stützjahre 2024 und 2034 zu erwartenden Netzausbaukosten belaufen sich bei rein konventionell durchgeführtem Netzausbau auf rund 180 Mio EUR (2024) bzw. 320 Mio EUR (2034) bezogen auf den Median des mittleren Energieszenarios (vergleiche Abbildung 67).

Im unteren Energieszenario werden Netzausbaukosten in Höhe von 122 Mio EUR (2024) und 184 Mio EUR (2034) erwartet. Für das obere Energieszenario liegt der Median für die Netzausbaukosten bei 224 Mio EUR (2024) bzw. 427 Mio EUR (2034).

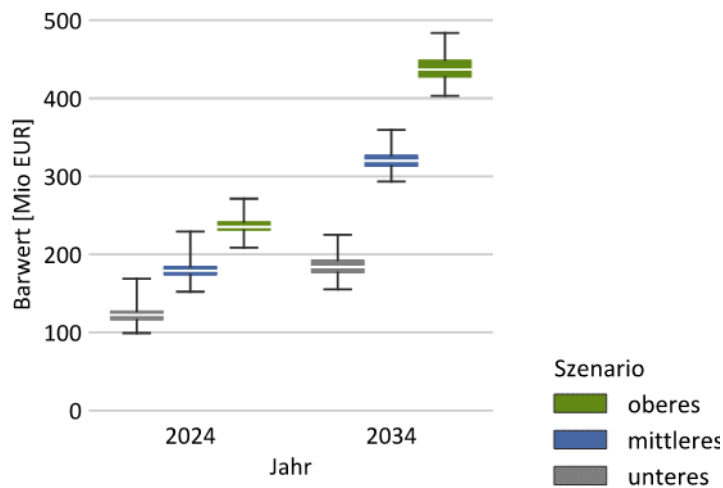


Abbildung 67: Hochrechnung der Netzausbaukosten der Mittelspannungsebene in Hessen

6.3.2.3 Netzausbaubedarf bei Anwendung innovativer Maßnahmen

Die Mittelspannungsnetze sind im Vergleich zu den Hochspannungsnetzen durch noch weiter differenzierte, zukünftig veränderte Versorgungsaufgaben charakterisiert. Die innovativen Maßnahmen werden in diesen verschiedenen Netzen technologie- bzw. verfahrensbedingt unterschiedliche Wirkungen zur Entlastung der Netze erzielen.

Um die spezifische Wirkweise der innovativen Maßnahmen in den jeweiligen Netzsituationen zu charakterisieren, werden nachfolgend zuerst die in der Verteilnetzstudie durchgeführten Netzplanungen für beispielhafte Netze mit repräsentativen Netzsituationen vorgestellt. Da auch im fachlichen Austausch mit den beteiligten Netzbetreibern bestätigt wurde, dass häufig gebrauchte und an Typnetzen aufsetzende Klassifikationen als beispielsweise Stadt-, Vorstadt-, Dorf-, Land- u. a. -netze aufgrund der graduellen Übergänge für die berechneten Realnetze nicht repräsentativ sind, verwendet die Verteilnetzstudie die sich einstellende Befundsituation der Netze als Klassifikationskriterium. Dieses Kriterium erscheint auch für weiterführende Betrachtungen, wie das Ableiten von Handlungsempfehlungen und darauf aufbauenden Planungsgrundsätzen robust, insoweit die Wirkung der innovativen Maßnahmen in direktem Bezug zu elektrischen Anforderungen und nicht nur zu mittelbaren beschreibenden Eigenschaften der Netze gebracht werden.

Die Gesamtbewertung des Einsatzes der innovativen Maßnahmen bezogen auf die Menge aller Mittelspannungsnetze in Hessen wird anschließend ausgewiesen. Alle nachfolgenden Erläuterungen beziehen sich jeweils auf das mittlere Energieszenario für das Stützjahr 2034, jeweils berechnet für fünfzig probabilistische Energieszenario-Ausprägungen.

Strombegrenztes Netz (Netz 1)

Die Abbildung 68 zeigt ein Mittelspannungsnetz, das bis 2034 in hohem Maß zusätzliche Einspeisung aus sowohl Windenergie- als auch Photovoltaik-Anlagen aufnehmen muss. In der Folge werden in diesem Netz vorrangig Leitungsüberlastungen auftreten und durch geeignete Netzausbaumaßnahmen zu beheben sein.

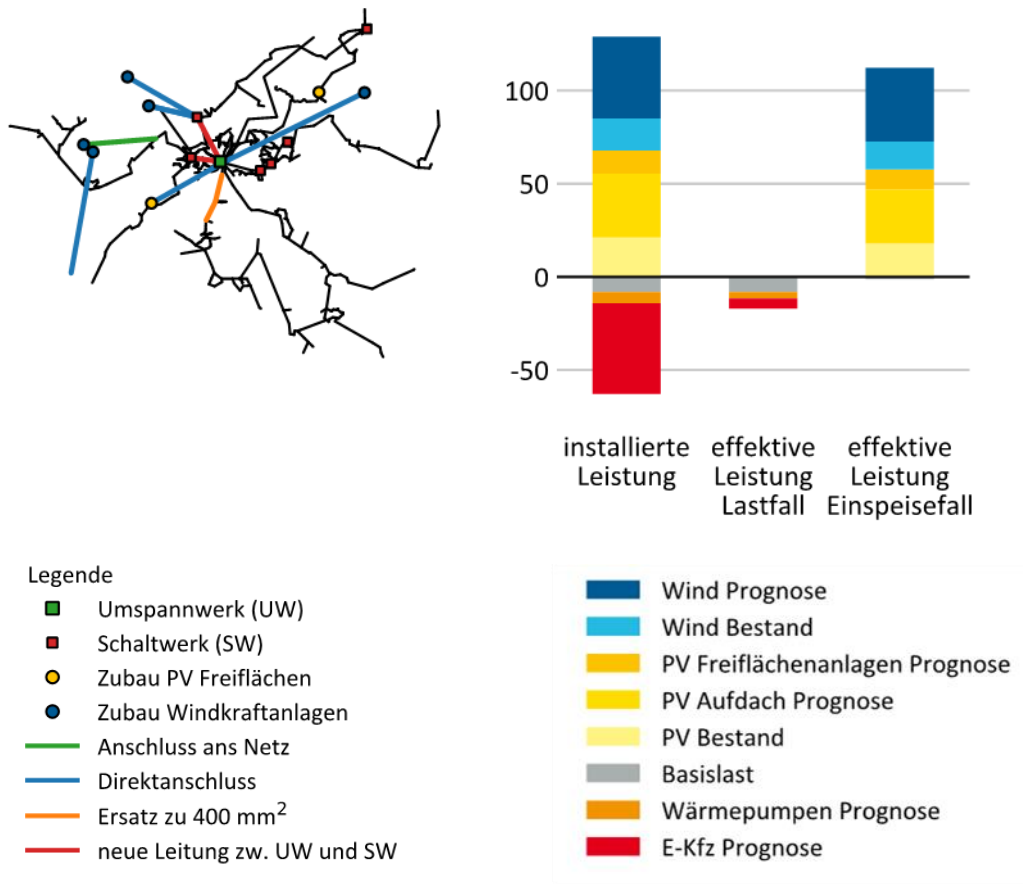


Abbildung 68: Netz 1, Charakterisierung des Netzes und der Einspeise-/Lastsituation

Die spannungsbeeinflussenden Technologien bzw. Blindleistungsbereitstellungsstrategien werden in diesem Netz entsprechend der vorrangigen Befundlage ihre Wirkungen nicht entfalten können. Ebenso kann die Leistungskompoundierung auf den Transformatoren keine wesentliche Wirkung zur Entlastung der Leitungen erzielen.

Wirksamkeit können nur die innovativen Maßnahmen erzielen, welche die durch das Netz aufzunehmende Leistung reduzieren (vergleiche Abbildung 69). Dies sind in der betrachteten Maßnahmenauswahl primär die verschiedenen Formen der Spitzenkappung. Die in der Abbildung dargestellte Spitzenkappung beinhaltet auch die Anwendung der Spitzenkappung in der Niederspannung. Der Vorteil der Spitzenkappung ist hier durch eingesparten Netzausbau bewertet. Der gegebenenfalls für die Bewertung der gesamtwirtschaftlichen Vorteilhaftigkeit zusätzlich anzurechnende Wertersatz für abgeregelte Leistung ist

nicht berücksichtigt. Dessen Auswirkungen sind im Kapitel 6.7 bei der erweiterten Bewertung der Spitzenkappung erläutert.

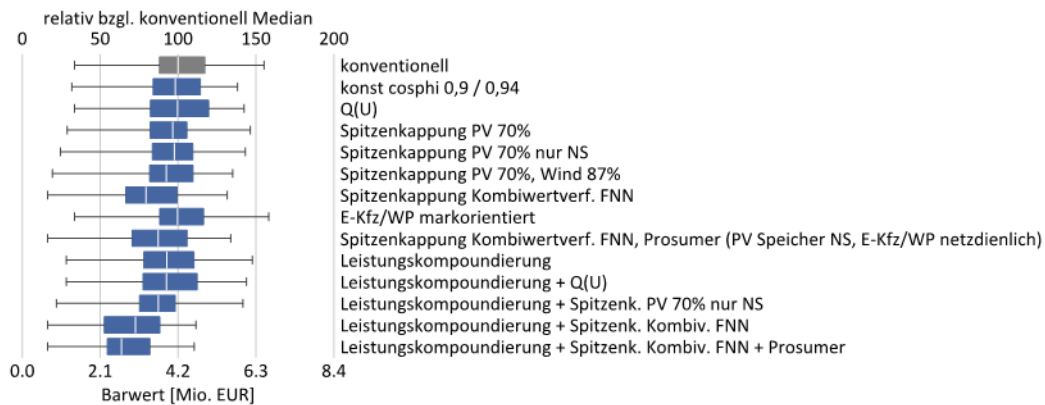


Abbildung 69: Vergleich der Netzausbaukosten mit konventionellen und innovativen Maßnahmen, Netz 1

Durch die Spitzenkappung werden Überlastungen im Netz gesenkt. Als Folge treten die ebenso vorhandenen Spannungsprobleme deutlicher hervor und die Leistungskompoundierung kann weiteren Netzausbau einsparen.

Der netzdienliche Einsatz von Prosumer-Anwendungen zusätzlich zu Leistungskompoundierung und Spitzenkappung kann im Beispielnetz nur in geringem Umfang zur weiteren Reduktion des Netzausbaus beitragen, wie die Verschiebung der Verteilung und des Medians innerhalb der sonst gleichbleibenden Spannweite der Netzausbaukosten widerspiegelt. Dies sowie die umgekehrt ebenfalls eher vernachlässigbare Zusatzbelastung des betrachteten Netzes durch marktorientieren Einsatz der Prosumer-Anwendungen erklärt sich durch den im Verhältnis zur Einspeisung aus Erneuerbaren Energien nur geringen Leistungsbeitrag der Prosumer bezogen auf die Gesamtlast im betrachteten Netz.

Spannungsbegrenztes Netz (Netz 2)

Im nachstehend illustrierten Mittelspannungsnetz (vergleiche Abbildung 70) treten bis 2034 vorrangig Spannungsgrenzwertverletzungen auf, die als Folge von überwiegend räumlich entfernt neu angeschlossenen Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen entstehen.

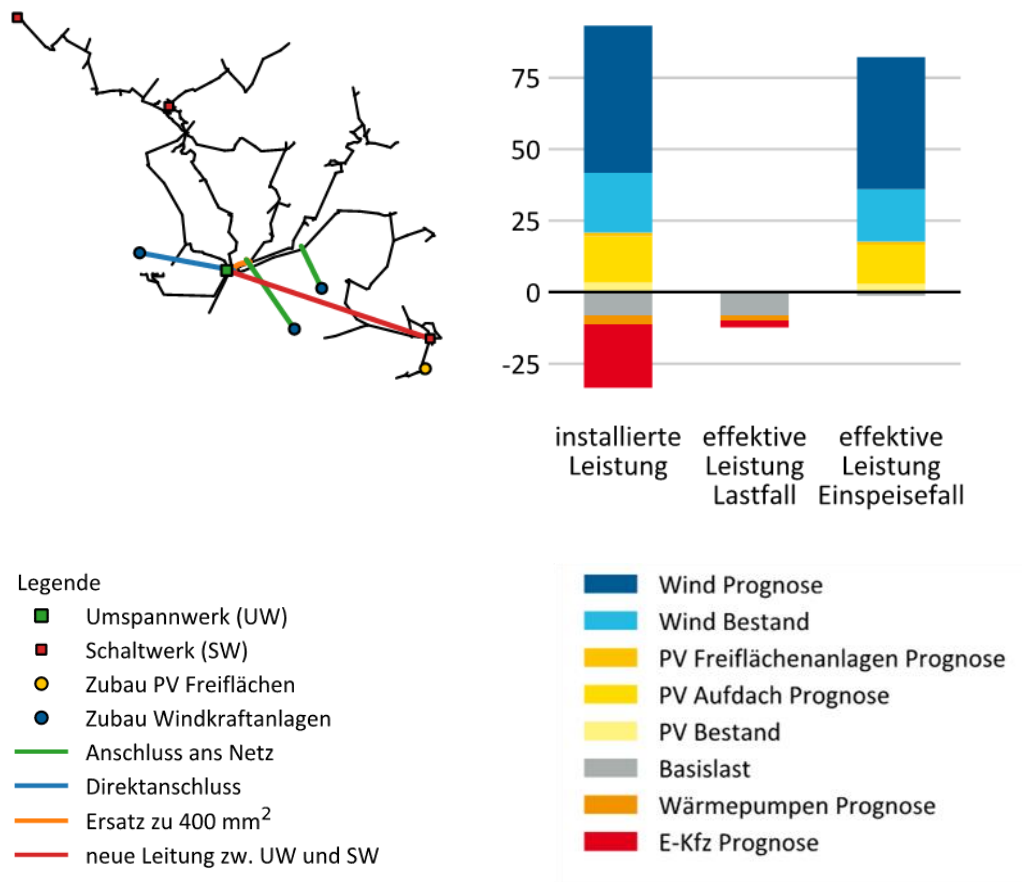


Abbildung 70: Netz 2, Charakterisierung von Netz und Einspeise-/Lastsituation

Entsprechend der Befundlage werden relevante Wirkbeiträge der spannungsbeeinflussenden Technologien bzw. Blindleistungsbereitstellungsstrategien realisiert werden können (vergleiche Abbildung 71).

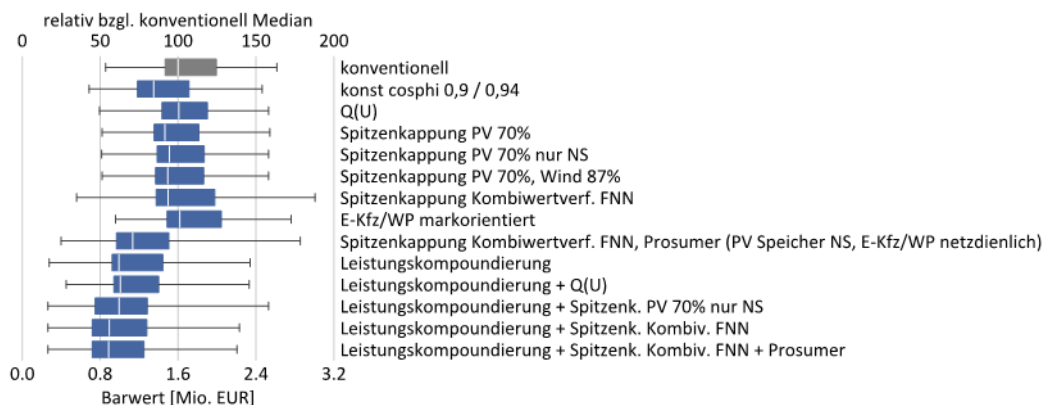


Abbildung 71: Vergleich der Netzausbaukosten mit konventionellen und innovativen Maßnahmen, Netz 2

Da die Spannungsgrenzwertverletzungen hauptsächlich durch Niederspannungseinspeisungen hervorgerufen werden, wirkt nur die $\cos \varphi = \text{fix}$ Blindleistungsbereitstellung.

Durch Einsatz der Leistungskompoundierung kann unter den betrachteten innovativen Maßnahmen die größte Kosteneinsparung erreicht werden. Eine zusätzliche dynamische Blindleistungsbereitstellung erzielt im betrachteten Netz keinen relevanten zusätzlichen Effekt.

Die Spitzenkappung kann den Netzausbau absehbar nur in geringem Umfang reduzieren.

Der Beitrag von netzdienlichen Prosumer-Anwendungen zusätzlich zu Leistungskompoundierung und Spitzenkappung fällt aufgrund ihrer niedrigen relativen Anteile an der Gesamtlast vernachlässigbar gering aus.

Netz mit Begrenzung im Lastfall (Netz 3)

Das in Abbildung 72 dargestellte Mittelspannungsnetz ist ein repräsentatives Beispiel für ein städtisches Netz, das lagebedingt auch bis 2034 nur in geringem Umfang Einspeisung aus Photovoltaik-Anlagen aufnehmen muss und folglich deutlich verbrauchsdominiert bleibt. Mit der hohen Bevölkerungsdichte verknüpft wird ein hoher Anteil an Ladeleistung für E-Kfz an privaten und (teil-) öffentlichen Ladepunkten auf der Mittelspannungsebene gebündelt.

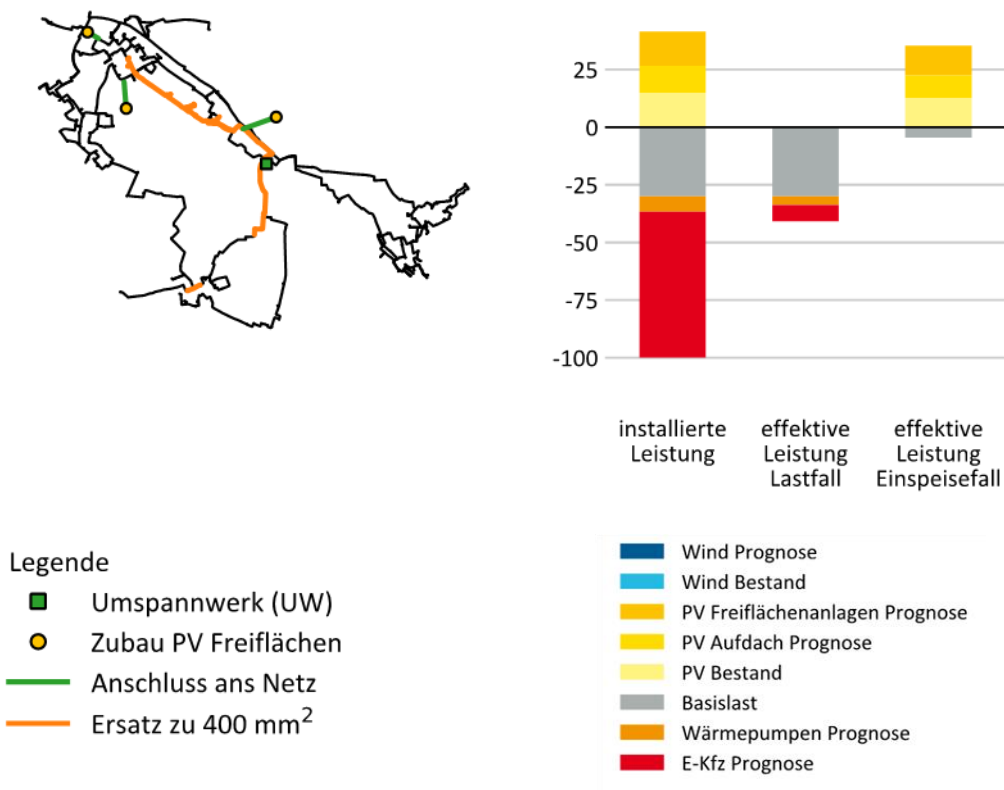


Abbildung 72: Netz 3, Charakterisierung von Netz und Einspeise-/Lastsituation

Die Grenzwertverletzungen in diesem beispielhaften Netz werden überwiegend im Lastfall auftreten. Damit werden Blindleistungsbereitstellungsstrategien und Spitzenkappung

keine nennenswerte Wirkung erzielen können; dies auch weil beide durch Erneuerbare Erzeugungsanlagen erbracht werden.

Eine Reduktion des Netzausbaus kann durch Netzbetreiber mittels Einsatz von Leistungskompoundierung erreicht werden, da diese Maßnahme auch im Lastfall effektiv wirkt.

Durch ein netzdienliches Verhalten von Prosumer-Anwendungen zusätzlich zu Leistungskompoundierung und Spitzenkappung lässt sich die Netzbelastung und der daraus resultierende Netzausbau in diesem betrachteten Netz wesentlich beeinflussen. Soweit die Prosumer-Anwendungen zum netzdienlichen Einsatz aktiviert werden können, lässt sich durch diese Maßnahmenkombination die mit Abstand höchste Reduktion des Netzausbaubedarfs erreichen.

Sollten die Prosumer-Anwendungen bei angespannter Netzsituation allerdings synchron marktorientiert handeln, werden zusätzliche Netzüberlastungen verursacht, denen durch wesentliche Netzverstärkung, im Beispielnetz um nahezu fünfzig Prozent gegenüber dem Grundfall des konventionellen Netzausbaus erhöht, vorgebeugt werden müsste.

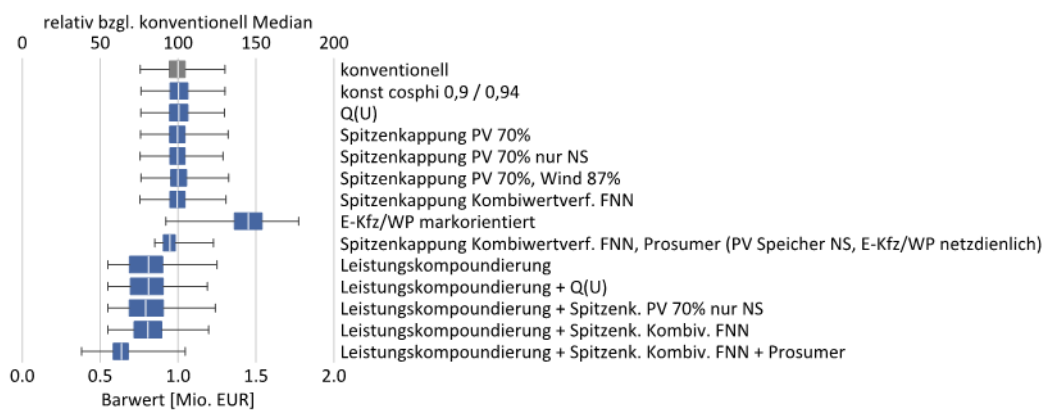


Abbildung 73: Vergleich der Netzausbaukosten mit konventionellen und innovativen Maßnahmen, Netz 3¹
¹ $\cos \varphi = 0,94$ entsteht als gewichteter Wert aus den Anteilen von auf $\cos \varphi = 0,9$ und $\cos \varphi = 0,95$ eingestellten Anlagen in der Niederspannung.

Hochrechnung auf Hessen

Der ermittelte konventionelle Netzausbaubedarf kann durch den oben an Beispielnetzen erläuterten differenzierten Einsatz von innovativen Maßnahmen in der Mittelspannung und den unterlagerten Netzen durchaus wesentlich reduziert werden (vergleiche Abbildung 74).

Die erwartete Bandbreite für die mögliche Reduktion der Netzausbaukosten beträgt hochgerechnet auf alle Mittelspannungsnetze im Land Hessen etwa zwanzig Prozent bzw. rund sechzig Mio EUR im Vergleich zu rein konventionellem Netzausbau für das Stützjahr 2034, soweit nur die sicher verfügbaren innovativen Maßnahmen berücksichtigt werden. Bei Anwendung der optimalen Kombination von innovativen Maßnahmen sind auch weitergehende Kostensenkungen um bis zu vierzig Prozent möglich.

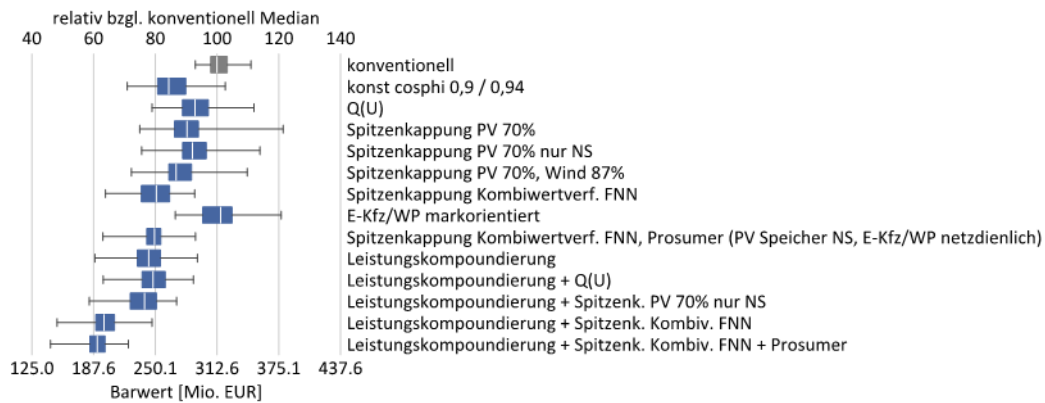


Abbildung 74: Kostenvergleich für Netzausbau mit konventionellem und innovativen Maßnahmen in der Mittelspannung, hochgerechnet auf Hessen 2034¹

¹ $\cos \varphi = 0,94$ entsteht als gewichteter Wert aus den Anteilen von auf $\cos \varphi = 0,9$ und auf $\cos \varphi = 0,95$ eingestellten Anlagen in der Niederspannung.

Mit Einsatz der Leistungskompoundierung können in der aggregierten Betrachtung der Mittelspannungsnetze des Landes Hessen die größten Kosteneinsparungen unter den aktuell verfügbaren Einzeltechnologien erreicht werden. Eine zusätzliche Blindleistungsregelung bringt keinen relevanten weiteren Effekt, weil durch die Leistungskompoundierung in der Regel der Großteil der Spannungsgrenzwertverletzungen behoben werden kann. Sie hätte lediglich eine Reservefunktion zur Spannungshaltung.

Die Abbildung 74 zeigt den Effekt eines flächigen Einsatzes der Leistungskompoundierung unter der Annahme, dass diese keine Kosten verursacht. Wenn jedoch Kosten für die Implementierung einer Leistungskompoundierung angesetzt würden, dann wäre der Einsatz der Leistungskompoundierung unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten nur noch in etwa der Hälfte der Netze sinnvoll, da nur ein Teil der Netze spannungsbegrenzt ist.

Die bezogen auf die Gesamtheit der Mittelspannungsnetze in Hessen höchsten realisierbaren Potenziale bietet der kombinierte Einsatz von Leistungskompoundierung und selektiver, dynamischer Spitzenkappung; wobei auch die Spitzenkappung derzeit als bedingt risikobehaftete Planungsoption gewertet werden muss, da sie an die jährliche Erzeugungsprognose für Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen gebunden ist und Unsicherheiten in Bezug auf den tatsächlichen Zubau, die Wind- und Sonnenjahre und den Wertersatz für abgeregelte Einspeisung enthält. Die verschiedenen auf die Bewertung der Spitzenkappung einwirkenden Einflüsse sind in Kapitel 6.7 weitergehend erläutert.

Weitere Potenziale zur Reduktion der Netzausbaukosten können durch den netzdienlichen Einsatz von Prosumer-Anwendungen realisiert werden (vergleiche Abbildung 74). Dieses Potenzial erscheint allerdings über die Gesamtheit der betrachteten Netze, abweichend von der Wirkung netzdienlicher Prosumer-Anwendungen in einzelnen Netzen, verhältnismäßig gering und ist eher geeignet, durch Kombination mit Spitzenkappung oder Leistungskompoundierung zusätzliche Netzreserven herzustellen. Unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen kann auch diese Netzreserve noch nicht im relevanten Umfang in die aktuellen Netzausbauplanungen eingerechnet werden (vergleiche Kapitel 6.1.2.3).

Bei der oben beschriebenen Priorisierung der innovativen Maßnahmen muss darauf hingewiesen werden, dass diese sich aufgrund der Eigenschaften der Mittelspannungsnetze in Verbindung mit der Verteilung der anhand der Energieszenarien prognostizierten Netz-situationen einstellt, sich also aus der Summierung der optimalen individuellen Netzplannungen ergibt. Die zuvor ausgeführten Beispielnetze illustrieren die verschiedene Wirksamkeit der innovativen Maßnahmen und die nur fallweise erzielbaren, teilweise auch deutlich höheren Netzkostenminderungen, die sich nicht über alle Netze verallgemeinern lassen. Insbesondere bei den mit (potenziellem) Wertersatz für abgeregelte Energie verbundenen Maßnahmen der Spitzenkappung und des netzdienlichen Einsatzes von Prosumer-Anwendungen bleibt eine differenzierte Betrachtung in den Einzelnetzen erforderlich.

6.4 Verteilnetze der Niederspannungsebenen

6.4.1 Veränderte Versorgungsaufgabe

Entsprechend der angewendeten Energieszenarien wird ein hoher Zubau neuer Verbraucher erwartet, der die Effizienzsteigerungen bei den konventionellen Verbrauchern weitgehend aufwiegt, die Netzbelastungen aber durch veränderte Gleichzeitigkeiten teils deutlich beeinflussen kann. Insbesondere die effektive Anschlussleistung der Ladeinfrastruktur für E-Kfz wird in der Niederspannung wesentlich zunehmen. Zwischen den Stützjahren 2024 und 2034 wird entsprechend der Energieszenarioannahmen eine Verzehnfachung der betreffenden Anschlussleistung erfolgen.

Ebenso erfolgt ein hoher Zubau an Einspeisung aus Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen (Photovoltaik-Aufdachanlagen), der zusammen mit den verbrauchsseitigen Veränderungen eine erhebliche Anpassung der Versorgungsaufgaben in den betrachteten Niederspannungsnetzen verursachen wird.

Die Abbildung 75 stellt die durchschnittlich zugebauten Anschlussleistungen je Energieszenario und Stützjahr für Photovoltaik-Aufdachanlagen, E-Kfz und Wärmepumpen dar. Ein Boxplot entspricht dabei der Bandbreite über alle ermittelten Zubauverteilungen. Für den Photovoltaik-Zubau ist die effektiv eingespeiste Leistung, für die Zunahme an E-Kfz und Wärmepumpen ist der effektive Leistungsbezug, d. h. die jeweilige Leistung unter Berücksichtigung der angewendeten Gleichzeitigkeitsfaktoren, ausgewiesen.

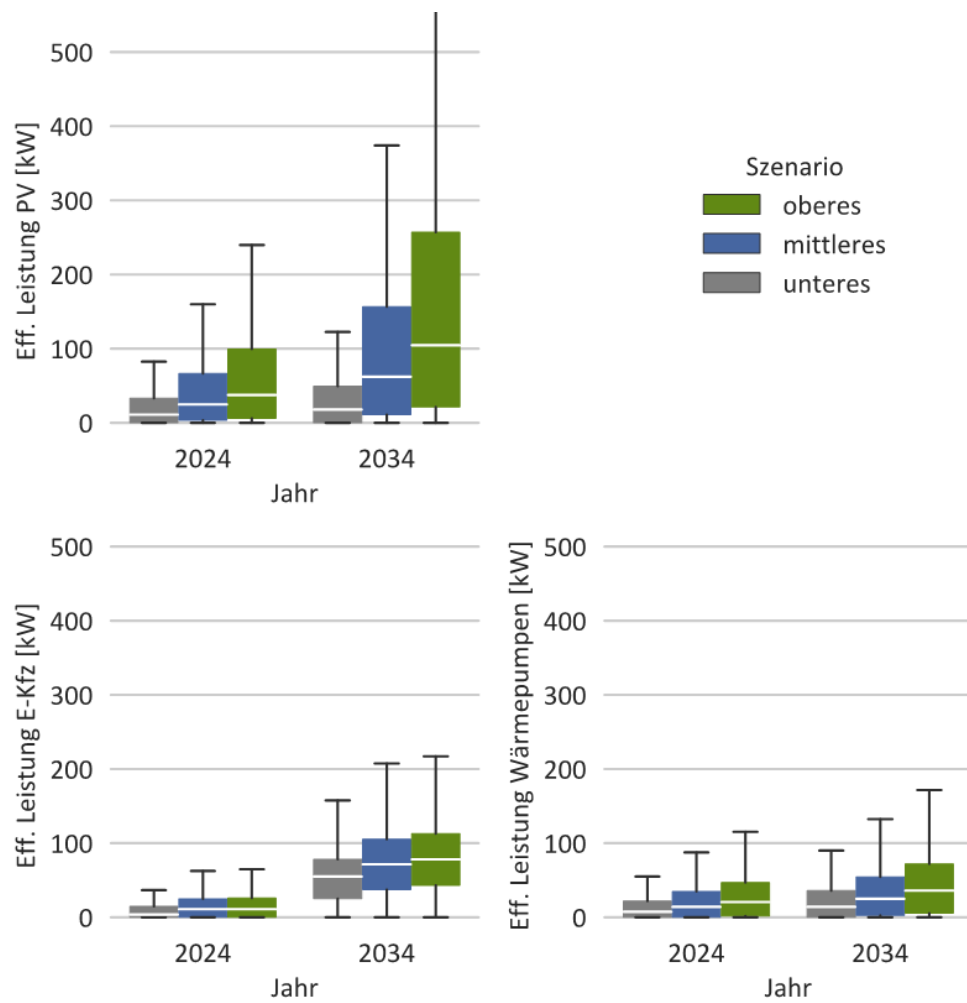


Abbildung 75: Verteilung des durchschnittlicher PV-, E-Kfz- und Wärmepumpen-Zubaus je NS-Netz¹

¹ effektive Leistung: Eingespeiste bzw. bezogene Wirkleistung unter Berücksichtigung der angewendeten Gleichzeitigkeitsfaktoren

Die zusätzliche Einspeise- und Verbraucherleistung in den betrachteten Niederspannungsnetzen wird zunehmend zu strom- oder spannungsbedingten bzw. auch kombinierten Grenzwertverletzungen führen.

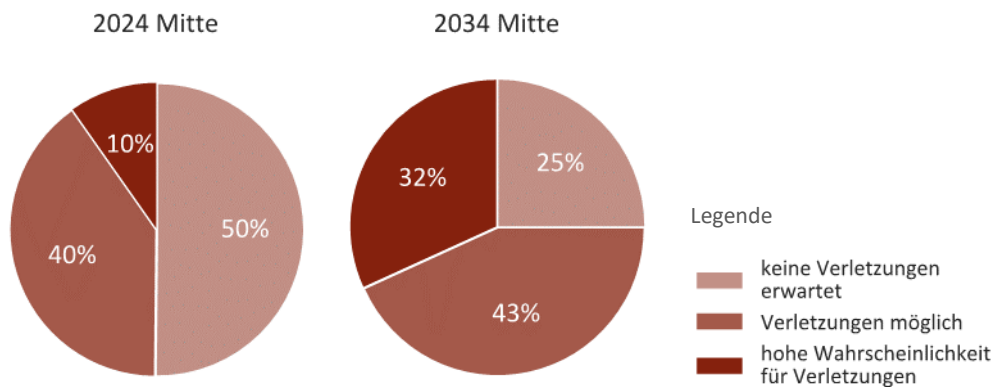


Abbildung 76: Verteilung der Wahrscheinlichkeiten von Grenzwertverletzungen über die Netze

Die Abbildung 76 zeigt die Anteile der Niederspannungsnetze mit den zugehörigen, über die Menge der Energieszenario-Ausprägungen errechneten, Wahrscheinlichkeiten für das Eintreten solcher Grenzwertverletzungen für das mittlere Energieszenario. Wenn in einem Netz für keine der berechneten Energieszenario-Ausprägungen Grenzwertverletzungen auftreten, wird dieses Netz als robust, d. h. im gegenwärtigen Ausbauzustand bereits zukunftssicher ausgebaut, betrachtet. Ein, auf die Energieszenarioannahmen zurückzuführender, Netzausbau wird hier voraussichtlich nicht erforderlich werden. Werden für ein Netz in mindestens einer Energieszenario-Ausprägung Grenzwertverletzungen festgestellt, kann Netzausbaubedarf erforderlich werden. Sind für alle Energieszenario-Ausprägungen des Netzes Grenzwertverletzungen erkannt worden, wird Netzausbau mit hoher Wahrscheinlichkeit erforderlich.

Bis 2024 wird sich noch ein Anteil von fünfzig Prozent der betrachteten Niederspannungsnetze im gegenwärtigen Netzausbauzustand als robust erweisen. Für weitere vierzig Prozent kann abhängig von den tatsächlich eintretenden Zubauverteilungen ein Netzausbaubedarf entstehen, der trotz der relativen zeitlichen Nähe aus heutiger Sicht noch nicht sicher festgestellt werden kann. Nur für zehn Prozent der Netze ist der Netzausbaubedarf unter den Energieszenarioannahmen sehr wahrscheinlich.

Durch den im anschließenden Zeitraum von 2024 bis 2034 folgenden deutlichen Anstieg der zugebauten Leistung erhöht sich unter den Energieszenarioannahmen der durch Grenzwertverletzungen verursachte Netzausbaubedarf wesentlich. Der Netzausbaubedarf gilt dann bis zum Jahr 2034 für ein Drittel der Netze als sehr wahrscheinlich und für mehr als vierzig Prozent der Netze als wahrscheinlich. Ein Viertel der Netze wird allerdings auch für die bis 2034 wesentlich veränderten Versorgungsaufgaben in ihrem gegenwärtigen Netzausbauzustand sicher sein.

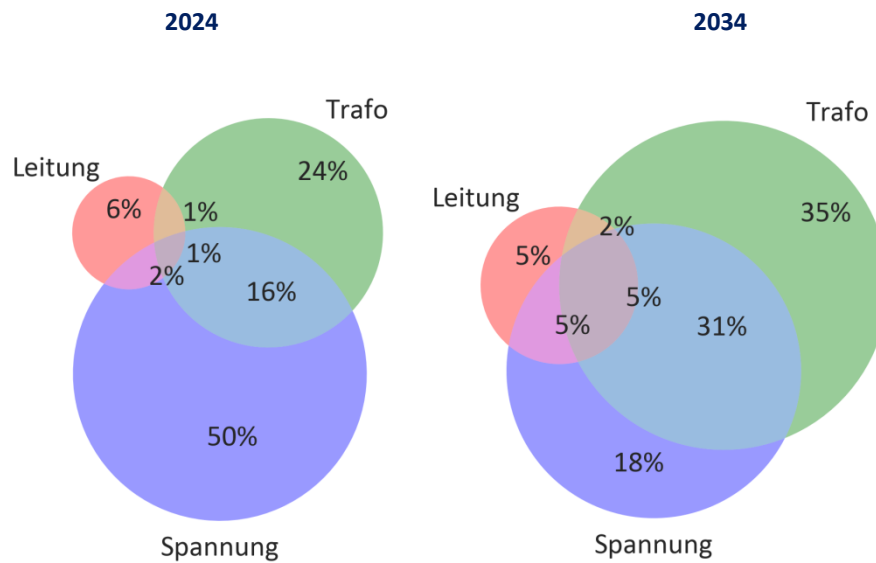


Abbildung 77: Anteil der Grenzwertverletzungen je Kategorie an der Gesamtzahl der Verletzungen

Die zuvor über die Eintrittswahrscheinlichkeiten dargestellten Grenzwertverletzungen untergliedern sich für die beiden Stützjahre der Verteilnetzstudie nach Art der Grenzwertverletzungen verschieden. Die Abbildung 77 weist die Anteile der Grenzwertverletzungen nach Art als Spannungsverletzung, Leitungsüberlastung, Transformatorüberlastung sowie die jeweils vorliegenden Kombinationen bezogen auf die Gesamtzahl der Verletzungen aller Energieszenario-Ausprägungen pro Stützjahr aus.

Bis 2024 werden in den betrachteten Niederspannungsnetzen noch vorrangig spannungsbedingte Grenzwertverletzungen auftreten. Bis 2034 werden insbesondere die Überlastungen von Transformatoren deutlich zunehmen. Diese Beobachtung steht im Einklang mit den in 2034 im Vergleich zu 2024 deutlich größeren Zubauleistungen, die über die bestehenden Ortsnetztransformatoren nicht mehr übertragen werden können.

Des Weiteren werden sich die kombinierten Befunde in der relativen Verteilung mehr als verdoppeln, was bei einer rein konsekutiven Umsetzung des Netzausbaus vermehrt dazu führen kann, dass für 2024 vorgenommene spannungsbezogene Netzausbaumaßnahmen bis 2034 teilweise ersetzt, aber häufig um weitere Maßnahmen ergänzt werden müssen.

Leitungsüberlastungen treten in beiden Stützjahren voraussichtlich nur verhältnismäßig selten auf, größtenteils auch dadurch bedingt, dass in den Ausgangsnetzen die Mehrzahl der Leitungen eine große Auslastungsreserve aufweist.

6.4.2 Erwarteter Netzausbaubedarf

6.4.2.1 Verteilung der Netzausbaukosten über die betrachteten Realnetze bei rein konventionellem Netzausbau

Entsprechend der oben betrachteten Verteilung der Wahrscheinlichkeiten von Grenzwertverletzungen leitet sich für die betrachteten Niederspannungsnetze ein sehr

heterogener Netzausbaubedarf ab, der in der Abbildung 78 für beide Stützjahre der Verteilnetzstudie im mittleren Energieszenario zusammenfassend dargestellt ist. Alle im Folgenden zur Beschreibung der Netzberechnungen anhand dieser Abbildung aufgeführten Werte beziehen sich auf den Median der berechneten Energieszenario-Ausprägungen.

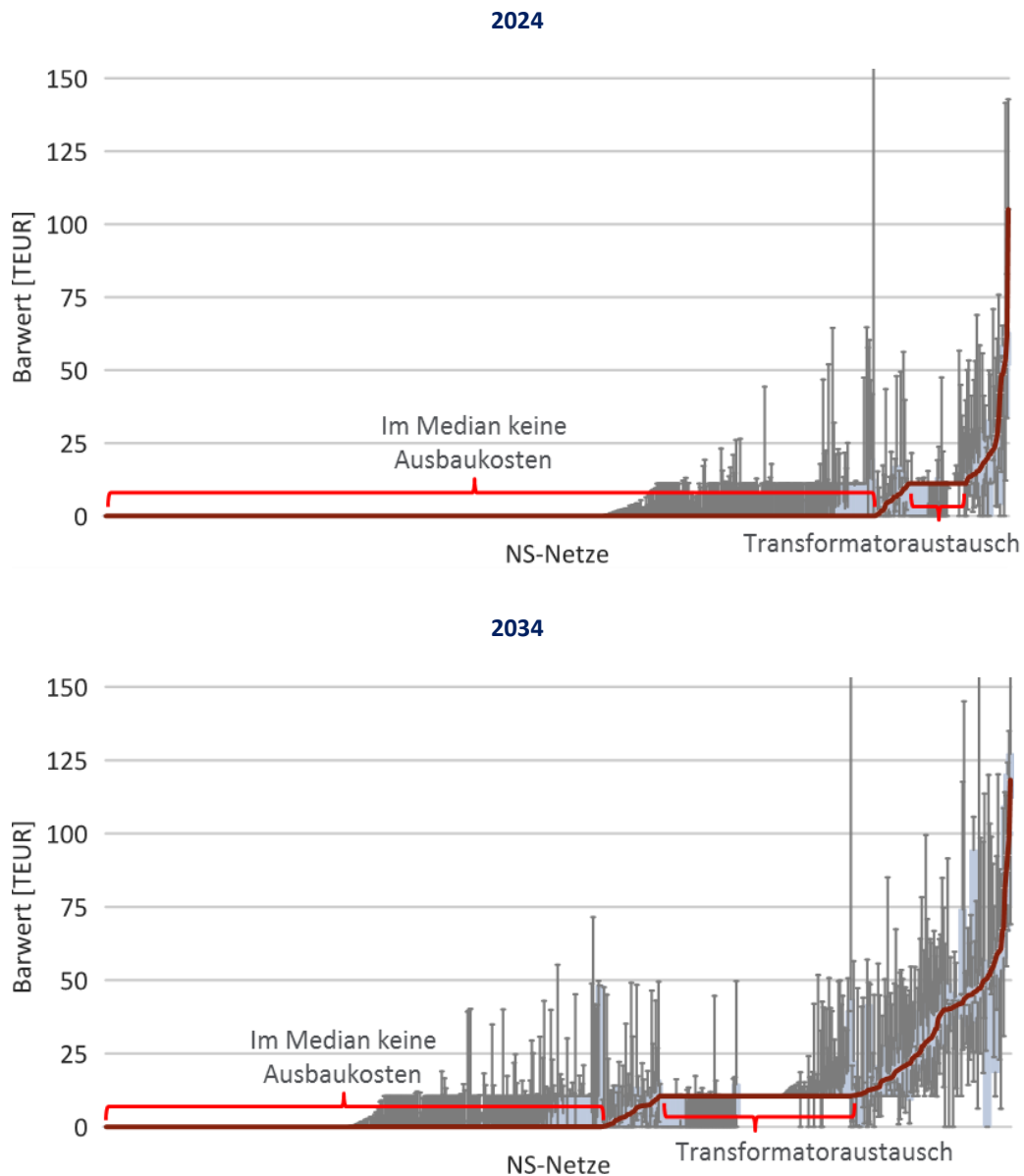


Abbildung 78: Netzausbaukosten der betrachteten Niederspannungsnetze für 2024 und 2034¹

¹ Die Netze sind nach Mediankosten für die berechneten Energieszenario-Ausprägungen sortiert.

Bis 2024 werden für rund 83 Prozent der Netze im Median keine Netzausbaumaßnahmen erforderlich sein. Dieser Anteil setzt sich aus Netzen zusammen, die über ausreichend große Kapazitätsreserven verfügen oder zum Teil bereits ausgebaut wurden und solchen, in denen aufgrund einseitiger Spannungsbandverletzungen (z. B. nur im Rückspeisefall)

eine Umstufung des Ortsnetztransformators vollständig ausreicht, um auf Ausbaumaßnahmen verzichten zu können. Letzteres ist für 2,8 Prozent der Netze der Fall. In sechs Prozent der Netze lassen sich Grenzwertverletzungen mit großer Sicherheit nur durch Austausch des Ortsnetztransformators vermeiden.

Bis 2034 verschieben sich diese Anteile im Vergleich zu 2024 aufgrund der steigenden Zubauleistungen. Demnach werden bis 2034 für 54 Prozent der Niederspannungsnetze im gegenwärtigen Netzausbauzustand geeignet bleiben, um die zukünftige Versorgungsaufgabe zu erfüllen. Nur noch in 1,3 Prozent der Netze lässt sich Netzausbau durch optimierende Maßnahmen wie Transformatorumstufungen vollumfänglich vermeiden. Der Anteil der Netze, in denen Grenzwertverletzungen mit großer Sicherheit erst durch einen Austausch des Ortsnetztransformators behoben werden können, steigt auf neunzehn Prozent.

Der Netzausbau in der Niederspannungsebene bleibt jedoch weiterhin auf einem geringen Mengenanteil der Netze konzentriert. Rund achtzig Prozent des bis 2024 erforderlichen Netzausbaus in der Niederspannung werden innerhalb lediglich eines Zehntels der Niederspannungsnetze stattfinden. Durch die größere Zahl ausbaubedürftiger Netze verteilt sich 2034 der Anteil von achtzig Prozent der Ausbaukosten in rund einem Viertel der Netze.

In den von deutlichem Netzausbaubedarf betroffenen Netzen stellt sich zudem eine außerordentlich hohe Bandbreite des erwarteten Netzausbaubedarfs abhängig von den konkreten Energieszenario-Ausprägungen ein. Damit ist in diesen Netzen von einer hohen Sensitivität des Netzausbaubedarfs von der sich bis 2034 tatsächlich einstellenden konkreten räumlichen Verteilung des Zubaus, vorrangig von Photovoltaik-Aufdachanlagen und E-Kfz-Ladesäulen, auszugehen.

6.4.2.2 Summe der Investitionskosten und Verteilung über die Netzebenen

Bezogen auf die betrachteten Realnetze in der Niederspannungsebene werden Netzausbaukosten für den rein konventionellen Netzausbau für 2024 im Umfang von knapp zwei Mio EUR und für 2034 im Umfang von sechs Mio EUR (Mediane des mittleren Energieszenarios) erwartet.

Im unteren Energieszenario ergibt sich ein verminderter Netzausbaubedarf von einer Mio EUR (2024) bzw. drei Mio EUR (2034); im oberen Energieszenario von drei Mio EUR (2024) bzw. zehn Mio EUR (2034, vergleiche Abbildung 79).

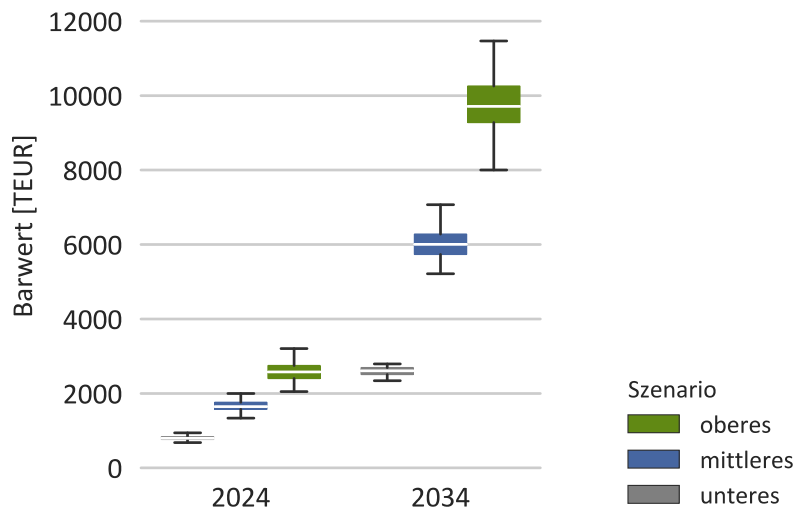


Abbildung 79: Verteilungen der Netzausbaukosten über alle gerechneten Netze je Energieszenario

Die Differenzen zwischen den Energieszenarien folgen dabei dem beschleunigten Zubau der Photovoltaik-Aufdachanlagen und E-Kfz-Ladesäulen, welcher den Energieszenarioannahmen zugrunde liegt. Zugleich vergrößern sich die Varianzen innerhalb der Netzausbaukosten vom unteren bis zum oberen Energieszenario jedes Stützjahrs verbunden mit der wachsenden Unsicherheit über die konkreten Standorte der neuen Einspeiser und Verbraucher und dem davon abhängigen Netzausbaubedarf deutlicher als auf anderen Netzebenen, weil die betreffenden Leistungen direkt an die Niederspannungsnetze angeschlossen sind und keine Glättung durch Aggregation über mehrere Netze erfolgt.

Die zur Verstärkung der Niederspannungsnetze erforderlichen Netzausbaumaßnahmen und Netzausbaukosten verteilen sich auf die Ebenen von Niederspannung (Netzebene 7), Transformationsebene (Netzebene 6) und auch Mittelspannung (Netzebene 5, vergleiche Abbildung 80).

Zum Stützjahr 2024 verteilen sich die ermittelten Ausbaukosten nahezu gleich auf die Niederspannungs- und Transformationsebene. Die Netzausbaukosten der Transformationsebene werden dabei durch Transformatortausch bei auftretenden Transformatorüberlastungen und aufgrund von erforderlich werdenden Neugründungen von Ortsnetzstationen verursacht.

Die Neugründung einer Ortsnetzstation ist beispielsweise erforderlich, wenn ein Austausch des existierenden Ortsnetztransformators nicht mehr ausreichend ist, um die erwarteten Transformatorüberlastungen zu vermeiden. Wenn Ortsnetzstationen neu gegründet werden, müssen auch auf der Mittelspannungsseite Netzausbaumaßnahmen zum Anschluss der Ortsnetzstationen durchgeführt werden. Damit werden durch den in der Niederspannung verursachten Netzausbau auch Netzausbaumaßnahmen und -kosten in der Mittelspannungsebene induziert. Diese Anschlusskosten werden hier und in der späteren Hochrechnung auf den gesamten in Hessen erwarteten Verteilnetzausbau sachgerecht der Mittelspannungsebene zugeordnet.

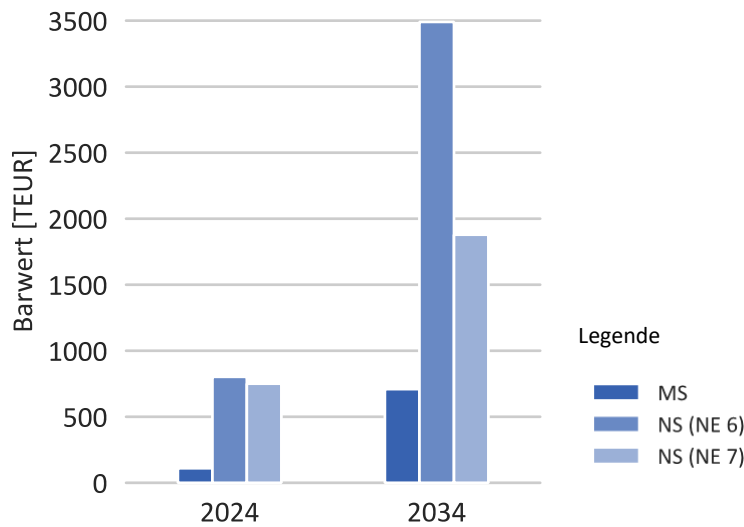


Abbildung 80: Aufteilung der in der Niederspannung verursachten Netzausbaukosten auf die Netzebenen¹
¹ jeweils Medianwerte des mittleren Energieszenarios.

Zwischen 2024 und 2034 nehmen mit dem zubaubedingten deutlichen Anstieg an Transformatorüberlastungen Maßnahmen des Transformatorentauschs und des Einbaus zusätzlicher Transformatoren zu. In der Folge wächst für 2034 der Kostenanteil der Transformationsebene stark und überwiegt die Kosten der anderen Netzebenen deutlich. Der von 2024 zu 2034 gestiegene Betrag der Kosten der Mittelspannungsebene indiziert zudem eine Zunahme von Ortsnetzstationsneugründungen. Der Bedarf an Neugründungen versiebenfacht sich unter den Planungsprämissen und Energieszenarioannahmen der Verteilnetzstudie zwischen den Stützjahren 2024 und 2034.

6.4.2.3 Hochrechnung für die Niederspannungsnetze auf Hessen

Die Hochrechnung für die Niederspannung basiert auf einem statistischen Modell, welches in Abhängigkeit des erwarteten Zubaus von Photovoltaik-Aufdachanlagen und dem erwarteten effektiven Leistungsbezug von E-Kfz und Wärmepumpen für jede erweiterte Ortslage die Ausbaurkosten schätzt.

In der Hochrechnung des in der Niederspannungsebene verursachten Netzausbaubedarfs in Hessen werden die Netzausbaukosten bei rein konventionellem Netzausbau auf 100 Mio EUR für das Stützjahr 2024 und 200 Mio EUR für das Stützjahr 2034 (bezogen auf die Mediane der Energieszenario-Ausprägungen) erwartet.

Die Spanne der Netzausbaukosten zwischen unterem und oberem Energieszenario beträgt 80 bis 125 Mio EUR für 2024 und 120 bis 280 Mio EUR (vergleiche Abbildung 81).

Bedingt durch die Hochrechnung vergleichmäßigen sich die Ergebnisse im Vergleich zu den summierten Ausbaurkosten der Realnetze (vergleiche Abbildung 79) in Bezug auf die Varianzen innerhalb der Energieszenarien je Stützjahr.

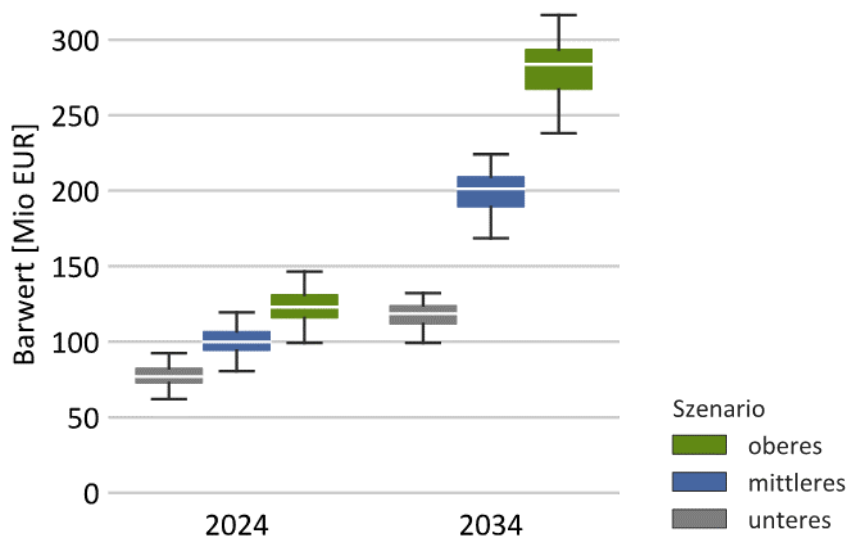


Abbildung 81: Hochrechnung der Netzausbaukosten in der Niederspannung auf Hessen

6.4.2.4 Ausbaubedarf bei Einsatz innovativer Technologien

Die Abbildung 82 zeigt den Vergleich der erwarteten Netzausbaukosten bei Einsatz der verschiedenen innovativen Maßnahmen zum rein konventionellen Netzausbau für das mittlere Energieszenario im Stützjahr 2024 hochgerechnet auf ganz Hessen.

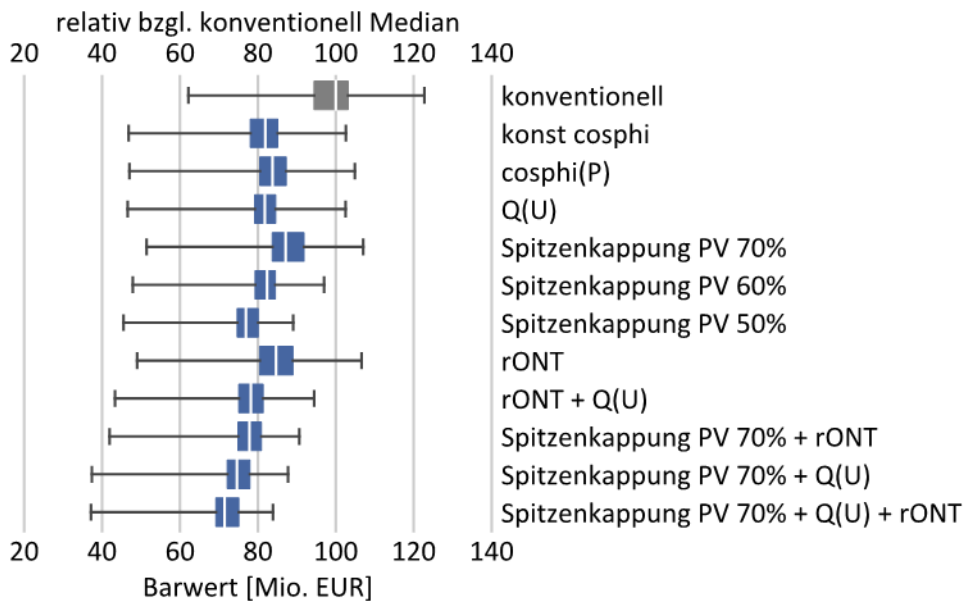


Abbildung 82: Kostenvergleich für innovativen und konventionellen Netzausbau für 2024¹

¹ bezogen auf das mittlere Energieszenario. Regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT) werden nur in den Netzen eingesetzt, in denen sie wirtschaftlich vorteilhaft sind.

Die Kombination aus Photovoltaik-Spitzenkappung, spannungsabhängiger Blindleistungsbereitstellung und Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren erweist sich als besonders effektiv. Die nach Einsatz dieser Kombination der innovativen Maßnahmen verbleibenden Netzausbaukosten betragen nur noch etwa 75 Prozent der Kosten des rein konventionellen Netzausbaus in den entsprechend geeigneten Netzen.

Die Spitzenkappung für sich allein genommen kann insbesondere in den Netzen mit Transformator- und Leitungsüberlastungen eine Wirkung auf die Reduktion des Netzausbaus mit sich bringen, wobei die gesamtwirtschaftliche Bewertung dieser Maßnahme netzspezifisch unter Anrechnung des jeweils konkreten Wertersatzes notwendig wird. Bei der hier für die Photovoltaik-Aufdachanlagen zur betrieblichen Umsetzung der Spitzenkappung unterstellten überwiegenden statischen Leistungsbegrenzung kann jedoch angenommen werden, dass sich die Vorteilhaftigkeit dieser Maßnahmenkombination auch bei gesamtwirtschaftlicher Bewertung bestätigt, da für abgeregelte Energie zu leistender Wertersatz gesetzlich bereits als erfüllt gilt (vergleiche dazu Kapitel 6.7).

Die dynamische Blindleistungsbereitstellung mittels Q(U)-Regelung kann in den Niederspannungsnetzen gleichfalls „standardmäßig“ eingesetzt werden, da sie unter den geltenden Rahmenbedingungen mit keinen unmittelbaren netzbezogenen Kosten verbunden ist. In den Netzen, in denen lediglich Spannungsgrenzwertverletzungen auftreten, können allerdings auch statische Blindleistungsbereitstellungsstrategien hinreichend sein.

Falls gravierende Spannungsprobleme durch die Q(U)-Regelung nicht beseitigt werden können, können zusätzlich regelbare Ortsnetztransformatoren eingesetzt werden. Deren Einsatz ist jedoch unter den Kostenannahmen der Verteilnetzstudie mit wesentlichen Investitionskosten verbunden, so dass er in jedem Fall nachrangig zur Blindleistungsbereitstellung realisiert wird. Infolge der verhältnismäßig hohen Investitionskosten kann der Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren nur in vierzehn Prozent der Netze tatsächlich wirtschaftlich vorteilhaft werden. In Kombination mit der Q(U)-Regelung und Spitzenkappung reduziert sich der Anteil des wirtschaftlichen Einsatzes von regelbaren Ortsnetztransformatoren auf rund sieben Prozent der Netze.

Die oben getroffenen Aussagen sind auch für das Stützjahr 2034 grundsätzlich zutreffend (vergleiche Abbildung 83). Die potenziellen Vorteile des Einsatzes der innovativen Maßnahmen nehmen bis 2034 allerdings relativ ab, da die hohen zubauten Leistungen zunehmend wesentlichen Netzausbau erfordern, der mit konventionellen Maßnahmen wirtschaftlich erzielbar ist. Die Wirksamkeit der innovativen Maßnahmen bleibt im Verhältnis zu den überlagerten Netzen weiterhin hoch.

Durch die Kombination verschiedener Technologien können etwa zwanzig Prozent der Netzausbaukosten im Vergleich zu konventionellem Netzausbau eingespart werden.

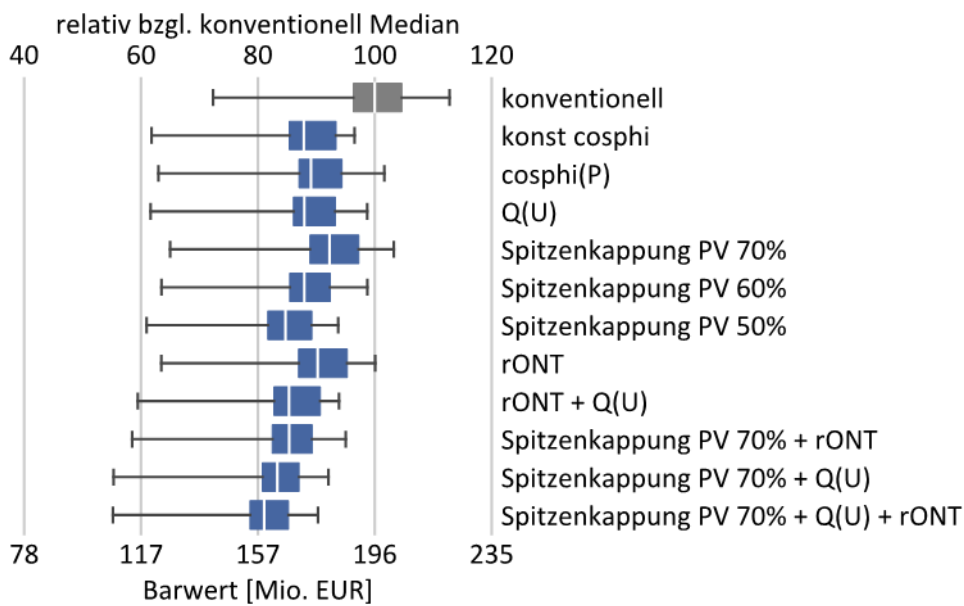


Abbildung 83: Kostenvergleich für innovativen und konventionellen Netzausbau für 2034, Teil 1^{1,2}

¹ bezogen auf das mittlere Energieszenario. ² Regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT) werden nur in den Netzen eingesetzt, in denen sie wirtschaftlich vorteilhaft sind.

Durch die Zunahme gravierender Spannungsprobleme erhöht sich der Anteil der Netze, in denen regelbare Ortsnetztransformatoren wirtschaftlich eingesetzt werden können, auf rund achtzehn Prozent (bezogen auf alle Netze mit Ausbaurkosten). In Kombination mit anderen Technologien verringert sich dieser Anteil auf bis zu sechs Prozent, etwa vergleichbar mit dem betreffenden Anteil in 2024.

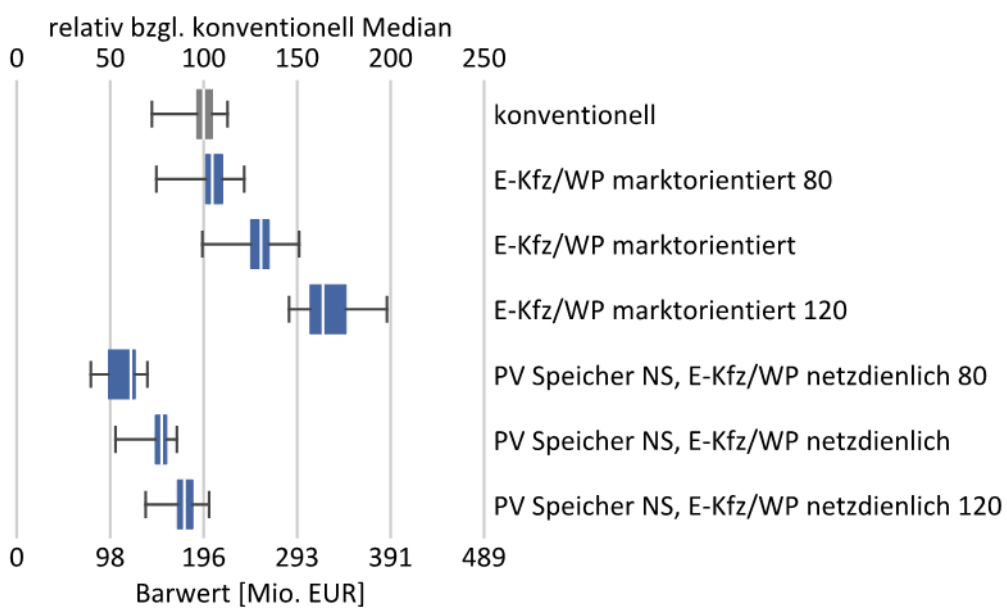


Abbildung 84: Kostenvergleich für innovativen und konventionellen Netzausbau für 2034, Teil 2¹

¹ bezogen auf das mittlere Energieszenario.

Sehr große Auswirkungen auf den erwarteten Netzausbau und die resultierenden Netzausbaukosten hat das unterschiedlich motivierte Verhalten von Prosumer-Anwendungen in der Niederspannungsebene. Die Abbildung 84 stellt diese Auswirkungen des netzdienlichen und des marktorientierten Einsatzes von Prosumer-Anwendungen dar. Unter den auch für die anderen Netzebenen betrachteten Skalierungsfaktoren kann der netzdienliche Einsatz von Prosumer-Anwendungen rund zwanzig Prozent der Netzausbaukosten gegenüber dem rein konventionellen Netzausbau einsparen. Ein überwiegend marktorientierter Einsatz der Prosumer-Anwendungen würde dagegen Mehrkosten von rund dreißig Prozent gegenüber dem rein konventionellen Netzausbau bedingen.

Aufgrund der hohen Wirkung in der Niederspannung werden als zusätzliche Sensitivitäten jeweils eine zwanzig prozentige Erhöhung und Verringerung der verwendeten Skalierungsfaktoren geprüft. D. h. die netzdienliche bzw. marktorientierte Wirkung des Prosumerverhaltens wird jeweils einmal verstärkt und einmal abgeschwächt, um dessen mögliche Bandbreite besser abzubilden. Durch entsprechend verstärktes netzdienliches Verhalten von Prosumer-Anwendungen lassen sich im Vergleich zum rein konventionellen Netzausbau im Median zehn bis vierzig Prozent der Netzausbaukosten einsparen, soweit die netzdienliche Aktivierung der Prosumer gewährleistet ist.

Ein noch weiter synchronisiertes marktorientiertes Verhalten von Prosumer-Anwendungen wird dagegen die zu erwartenden Netzausbaukosten um bis zu sechzig Prozent treiben.

Mit diesem beidseitigen Potenzial auf den Netzausbaubedarf und die Netzausbaukosten über alle Netzebenen, jedoch mit besonderem Schwerpunkt in den Niederspannungsnetzen, wird das zukünftige tatsächliche Verhalten der Prosumer-Anwendungen an Bedeutung gewinnen und in seiner Relevanz auf die Netzauslegung andere Entwicklungen in den Netzen überwiegen.

6.4.3 Auswirkungen von Batteriespeichern für Niederspannungsnetze (Netzspeicher)

Der netzdienliche Betrieb von Batteriespeichern in Niederspannungsnetzen bietet eine Möglichkeit, lokale Überlastungen durch Einspeisungsspitzen Erneuerbarer Erzeugungsanlagen, d. h. primär der Photovoltaik-Aufdachanlagen, zu vermeiden. Der Betrieb entsprechender Speicher kann folglich eine zusätzliche planerische Option werden, Netzüberlastungen nachhaltig zu vermeiden und den daraus folgenden Netzausbau zu reduzieren.

Für einen solchen Betrieb von Speichern sind grundsätzlich zwei Fälle denkbar. Einerseits können die Speicher durch Netzkunden betrieben und deren netzdienliches (bzw. Flexibilitäts-) Potenzial durch die Netzkunden an die Netzbetreiber bereitgestellt werden. Die hierbei zu erwartende netz- und netzausbauentlastende Wirkung ist in den vorausgegangenen Analysen als innovative Maßnahme (netzdienlicher Einsatz von Prosumer-Anwendungen) grundsätzlich aufgezeigt worden. Andererseits könnte unter der Voraussetzung einer entsprechenden Weiterentwicklung der Regulierung auch die Möglichkeit eröffnet werden, dass Netzbetreiber selbst zu Eigentümern und Betreibern von Speichern werden

(vergleiche z. B. Entwurf EU-Elektrizitätsbinnenmarkt Richtlinie, Art. 36 II [44]). Unter den Entflechtungsvorgaben der Energiewirtschaft würden solche Speicher (nachfolgend Netzspeicher) zumindest wie Netzbetriebsmittel behandelt und netzgeführt eingesetzt werden können. Dementsprechend ließen sie sich als zusätzliche, von der Mitwirkung anderer Marktteilnehmer unabhängige, innovative Maßnahme in der Netzplanung berücksichtigen. Dieser Fall wird im Weiteren näher betrachtet.

Damit durch den Einsatz eines Netzspeichers zu jedem Zeitpunkt die Einhaltung der Strom- und Spannungsgrenzen gewährleistet werden kann, muss dieser in Bezug auf seine Nennleistung und Kapazität jeweils für den schlimmsten anzunehmenden Fall im konkreten Netz dimensioniert werden. Dies wird nachfolgend bei der Modellierung berücksichtigt. Je Engpassart (Spannungsgrenzwertverletzung, Leitungsüberlastung, Transformatorüberlastung) wurde aus den über 670 betrachteten realen Niederspannungsnetzen ein beispielhaftes Netz ausgewählt, das einen solchen Engpass in entsprechend starker Ausprägung aufweist. Die Untersuchung wird je Netz für eine Energieszenario-Ausprägung vorgenommen. Der Speicher wird dabei als statische Last im Einspeisefall modelliert und die Speicherleistung für diesen Lastfall ausgelegt. Die benötigte Speicherkapazität wird auf Basis eines zeitreihenbasierten Verfahrens nach [45] ermittelt. Die Platzierung des Speichers wird pro Einsatzfall individuell optimiert. So wird der Speicher beispielsweise in unmittelbarer Nähe einer Photovoltaik-Anlage platziert, die Spannungsgrenzwertverletzungen an ihrem Netzverknüpfungspunkt verursacht oder im Falle einer Transformatorüberlastung niederspannungsseitig am Transformator angeschlossen. In den vorgenommenen Netzberechnungen wurden auf dieser Basis Netzspeicher mit Speicherkapazitäten von 20 bis 120 kWh eingesetzt.

Ob Netzspeicher eine wirtschaftlich sinnvolle Alternative zum Netzausbau sein können, hängt überwiegend von der weiteren Entwicklung der Kosten geeigneter Batterien ab, da die energetische Speicherkapazität der mit Abstand größte Kostenfaktor des Netzspeichereinsatzes ist. Um die Wirtschaftlichkeit eines Netzspeichers mit konventionellen Netzausbaumaßnahmen vergleichen zu können, wird daher im Folgenden anhand mehrerer Zielpreisanalysen in nach Zielnetzplanungen ausgebauten beispielhaften Netzen ermittelt, was die Speicherkapazität in EUR/kWh kosten darf, um das Kostenniveau eines gleich wirksamen anderweitigen Netzausbaus zu erreichen. Zum Vergleich werden der optimierte konventionelle Netzausbau sowie auch der zusätzliche unterstützende Einsatz von relevanten innovativen Maßnahmen berücksichtigt.

Die Analysen unterscheiden des Weiteren die Wirtschaftlichkeit des Einsatzes von Netzspeichern abhängig von der Art der auftretenden Netzüberlastung, d. h. den Einsatz der Netzspeicher zur Behebung von Spannungsbandverletzungen bzw. von strombedingten Leitungs- oder Transformatorenüberlastungen.

Der Einsatz von Netzspeichern zur Behebung von Spannungsbandverletzungen wird verglichen mit in den vorgelagerten Auswirkungsanalysen für die Niederspannung als wirksam identifizierten Maßnahmen:

- (Rein) konventioneller Netzausbau,
- Photovoltaik-Spitzenkappung auf siebzig Prozent der Anlagen-Nennleistung,
- Statische Blindleistungsbereitstellung durch Photovoltaik-Anlagen, $\cos \varphi = 0,9$,

- Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren.

Für strombedingte Leitungs- oder Transformatorenüberlastungen werden Netzspeicher jeweils mit dem konventionellen Netzausbau verglichen, der hierfür die wahrscheinlichste Maßnahme in der Niederspannung ist.

Die Kosten werden annuitätisch abgebildet, um die unterschiedlichen Zusammensetzungen der Betriebskosten und die verschiedenen Lebensdauern der jeweiligen Betriebsmittel vergleichen zu können. Hierbei werden zusätzlich folgende Sensitivitäten berücksichtigt:

- Wirtschaftliche Nutzungsdauer der Netzspeicher: zehn bis zwanzig Jahre,
- Wirtschaftliche Nutzungsdauer von Kabeln in der Niederspannung: vierzig bis fünfzig Jahre,
- Betriebskosten der Netzspeicher: drei bis sieben Prozent der Investitionskosten pro Jahr,
- Leistungsabhängige Kosten der Netzspeicher: 100 bis 200 EUR/kWh.

Die genannten Kosten beziehen sich grundsätzlich auf Systemkosten und nicht die auf die alleinigen Kosten der Batteriezellen.

Die Abbildung 85 stellt je betrachtetem Anwendungsfall den Kostenrahmen dar, in welchem sich die Netzspeicher (Speicherkapazität in EUR/kWh) befinden müssten, um wirtschaftlich gleichwertig zu den betrachteten konventionellen und innovativen Netzausbaumaßnahmen zu werden.

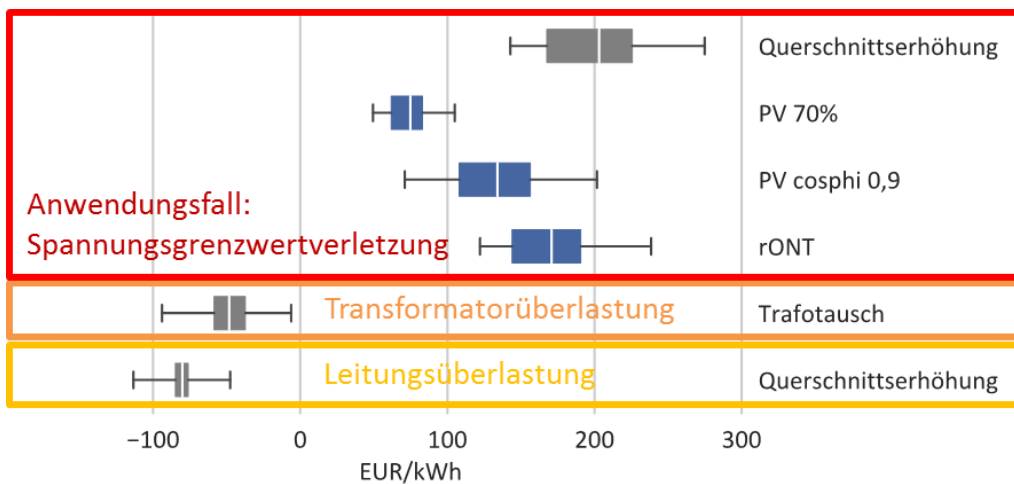


Abbildung 85: Zielkosten für Speicherkapazität für einen wirtschaftlichen Einsatz von Netzspeichern

Die gegenwärtigen Kosten für Speicherkapazität liegen im Bereich von 400 bis 700 EUR/kWh [46]. Bei Annahme dieser Kosten kann der Einsatz eines Netzspeichers im Vergleich zu anderen Maßnahmen in keinem der geprüften Anwendungsfälle wirtschaftlich sein.

Für die nächsten Jahre wird erwartet, dass die Kosten für Speicherkapazität unter 200 EUR/kWh fallen können [47]. Unter Annahme dieser Kosten, wäre bezogen auf die betrachteten Einsatzfälle ein im Vergleich zum konventionellen Netzausbau wirtschaftlicher Einsatz zur Spannungshaltung tendenziell möglich. Werden jedoch zusätzlich innovative Technologien eingesetzt, wären damit wirtschaftlichere Möglichkeiten des Netzausbaus gegenüber dem Einsatz von Netzspeichern gegeben. Auch bei weiterer Kostensenkung bliebe der wirtschaftliche Einsatz von Netzspeichern vorerst fraglich.

Der Einsatz eines Speichers zur Vermeidung von strombedingten Betriebsmittelüberlastungen ist in den betrachteten Fällen unabhängig von der Kostenentwicklung für Speicherkapazität absehbar nicht wirtschaftlich. Bereits die leistungsabhängigen Kosten der Netzspeicher überwiegen die Kosten für konventionellen Netzausbau und führen somit dazu, dass negative Preise pro kWh Speicherkapazität notwendig wären, um dieselbe Wirtschaftlichkeit wie konventionelle Netzausbaumaßnahmen zu erreichen.

Insgesamt sind unter den gegebenen Annahmen die verfügbaren Alternativen dem Einsatz von Netzspeichern vorzuziehen. Eine Neubewertung kann sich allerdings ergeben, wenn abweichend von der gegenwärtigen und der erwarteten Regulierung die gespeicherte Energie aktiv vermarktet oder zur Substitution von Marktprodukten eingesetzt werden dürfte. Die durch solche Vermarktung erzielten Erlöse könnten abzüglich neuer Prozesskosten die Wirtschaftlichkeit der Netzspeicher verbessern.

6.5 Vergleich von Zielnetzplanung und konsekutivem Netzausbau

6.5.1 Vorbetrachtungen

Die Verteilnetzstudie bewertet den unter den Energieszenarien zu erwartenden Netzausbaubedarf wie vergleichbare Untersuchungen für Verteilnetze primär auf Grundlage von Zielnetzplanungen.

Bei solchen Zielnetzplanungen wird die Versorgungsaufgabe für das Stützjahr in einem Schritt gebildet, indem die entsprechend eines Energieszenarios bis zum Stützjahr erwartete zusätzliche Einspeisung und der zusätzliche Verbrauch gesamthaft angerechnet werden. Die Netzplanung wird nach Anwendung der so ermittelten Versorgungsaufgabe auf die betrachteten Netze in ihrem vorliegenden Netzausbauzustand (Referenznetz bzw. Grundnetz) durchgeführt. Dabei wird der möglichst kosteneffizienteste Netzausbau gesucht, der alle durch die veränderte Versorgungsaufgabe entstandenen Grenzwertverletzungen (Betriebsmittelüberlastungen und Spannungsgrenzwertverletzungen) unmittelbar behebt. Die betrachteten Netze werden damit direkt von ihrem ursprünglichen Netzausbauzustand auf den Zielzustand (Zielnetz) ausgebaut, auch wenn sich die Versorgungsaufgabe erst im Zeitverlauf auf den Zielzustand des Stützjahres hin entwickelt.

In der Realität werden die Netze überwiegend konsekutiv ausgebaut, einerseits aufgrund der Unsicherheiten über die sich erst zukünftig einstellende Versorgungsaufgabe und andererseits aufgrund der durch die Regulierung gestellten Effizienzanforderung, die grundsätzlich dazu motiviert, die im Zeitpunkt nachweislich kostengünstigste Maßnahme zu realisieren.

Die konsekutiven Netzausbauplanungen erfolgen, wenn sich der entsprechende Netzausbaubedarf durch die sich sukzessiv verändernde Versorgungsaufgabe konkret abzeichnet. Die Netzplanungen werden unter Anrechnung von Sicherheiten auf die für den jeweiligen relevanten Zeitpunkt zutreffende Versorgungsaufgabe durchgeführt und die resultierenden Maßnahmen realisiert. Durch die konsekutive Planung werden so die im jeweiligen Planungszeitpunkt kostengünstigsten Maßnahmen umgesetzt. Durch die schrittweise Anpassung an die Versorgungsaufgabe können sich allerdings zur Zielnetzplanung deutlich abweichende Netzausbaupfade entwickeln und sich für den Netzausbau zum Stützjahr andere Endausbaulösungen als bei Zielnetzplanung herausbilden. Abhängig vom Zeitverlauf der veränderten Versorgungsaufgabe besteht allerdings auch das Risiko, wiederholt Netzausbaumaßnahmen an gleicher Stelle durchzuführen.

In der Verteilnetzstudie wird die konsekutive Netzplanung im Vergleich zur Zielnetzplanung untersucht, um die erwarteten Unterschiede zwischen dem nach Zielnetzplanung ermittelten Netzausbaubedarf und möglichen realen Netzausbaupfaden im Land Hessen am Beispiel der Ebenen Hochspannung, Umspannung und Mittelspannung abzuschätzen.

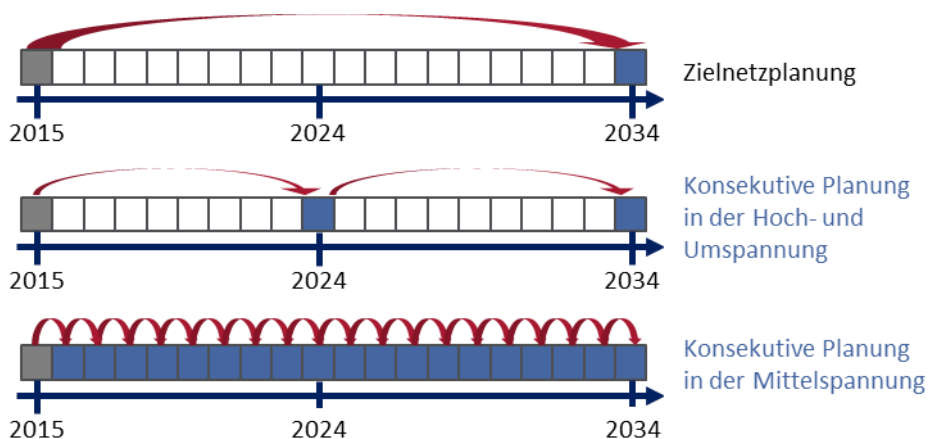


Abbildung 86: Schematischer Vergleich von Zielnetz- und konsekutivem Planungen der Verteilnetzstudie

Dazu werden die Netzplanungen für die Hoch- und Umspannebene ausgehend vom Netzausbauzustand im Referenzjahr 2015 zuerst für das Stützjahr 2024 und anschließend aufbauend auf dem Zielnetz für 2024 für das Stützjahr 2034 durchgeführt (vergleiche Abbildung 86). Die hierbei betrachteten, etwa zehnjährigen Zeitabstände bilden die für die Hochspannung relevanten Planungs- und Umsetzungszeiträume für wesentliche Netzausbaumaßnahmen ab, welche überwiegend auch längeren Genehmigungs- und Projektdauern unterliegen.

Für die Mittelspannung werden die Netzplanungen ausgehend vom Referenzjahr 2015 aufeinander aufbauend in Jahresschritten bis zum Stützjahr 2034 durchgeführt. Die verkürzten Zeiträume bilden die erhöhten Netzveränderungen infolge der für die Mittel- und Niederspannung zunehmende Anzahl von Betriebsmitteln und der höheren möglichen lokalen Veränderungsrate der Versorgungsaufgaben ab.

Die konsekutive Netzplanung für die genannten Netzebenen wird auf Grundlage des mittleren Energieszenarios durchgeführt. Die Ergebnisse der konsekutiven Netzplanung für die untersuchten Realnetze werden nachfolgend je betrachteter Netzebene den Ergebnissen der Zielnetzplanung zum Stützjahr 2034 gegenübergestellt. Eine Hochrechnung wird aufgrund der zusätzlichen planerischen Freiheitsgrade entlang der Netzausbaupfade und der möglichen verschiedenen Strategien zur regulatorischen Optimierung der Netzausbaupfade nicht vorgenommen. Es wird angenommen, dass die Ergebnisse aber grundsätzlich ähnlich wie die für die Zielnetzplanung durchgeführten Hochrechnungen skalieren.

Die vergleichende Betrachtung verdeutlicht die aus den Planungsansätzen resultierenden Unterschiede in den Netzausbaupfaden und die damit verbundenen Kosten. Sie kann aufgrund der in beiden Fällen getroffenen Annahme einer sicher prognostizierten Zukunft (für das Jahr 2034), die in der Praxis auftretenden Abweichungen zur Zielnetzplanung allerdings nur anteilig erklären.

6.5.2 Ergebnisse der vergleichenden Untersuchung

Hochspannung

In den betrachteten Netzgruppen des Hochspannungsnetzes in Hessen zeichnen sich für die Zielnetzplanung und die konsekutive Netzplanung die Netzausbaubedarfe in vergleichbarer Größenordnung ab. Bei der konsekutiven Netzplanung sind überwiegend nur eher geringe Verschiebungen des Medians der erwarteten Netzausbaukosten im Vergleich zur Zielnetzplanung beobachtbar.

Die eher geringen Unterschiede sind auf mehrere Gründe zurückzuführen. In der Hochspannungsebene wird das NOVA-Prinzip obligatorisch ausgeschöpft, so dass tendenziell für 2024 noch hinreichende Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen erst bis 2034 mit querschnittserhöhenden Ausbaumaßnahmen ergänzt werden. Durch die Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen werden verfrühte Investitionen in stärker kostentreibenden Netzausbau vermieden. Die durchgeführte Robustheitsanalyse zeigt auch auf, dass im Zeitverlauf neue Überlastungen auftreten, die sich nur bedingt mit bereits durchgeführten Ausbaumaßnahmen überschneiden. Die konsekutive Netzplanung wird des Weiteren nur über einen Zwischenstützpunkt in 2024 berechnet, aus dem verminderte Pfadabhängigkeiten folgen können.

Dennoch wird zumindest für die Netzgruppe Borken 3 ein deutlicher Unterschied zwischen den beiden Planungsvarianten ausgewiesen. Die Kosten des konsekutiven Planungsfalls übersteigen die Kosten der Zielnetzplanung um etwa ein Drittel. Diese Mehr-

kosten entstehen, da sich die für Anforderungen in 2024 dimensionierten querschnittserhöhenden Ausbaumaßnahmen nicht als hinreichend erweisen, um die bis 2034 auftretende zusätzliche Einspeisung aus Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen aufzunehmen.

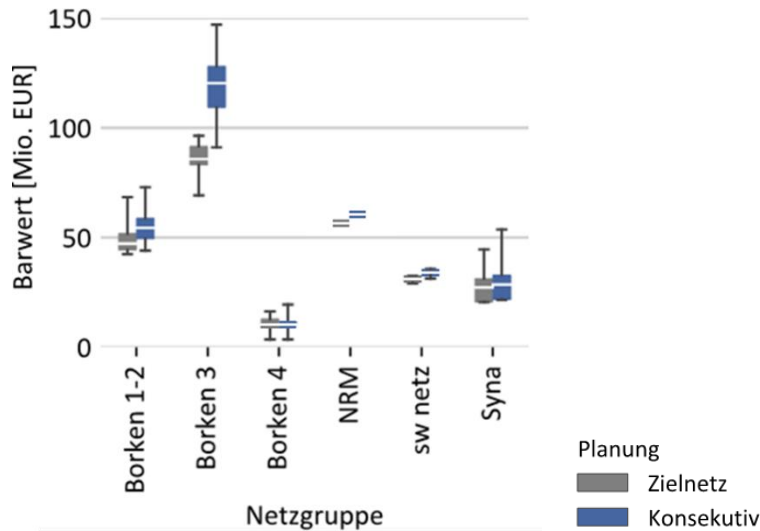


Abbildung 87: Vergleich von Zielnetz- und konsekutiven Netzausbau in der Hochspannungsebene

Die detailliertere Einzelbetrachtung der Netzgruppe Borken 3 verdeutlicht die verschiedenen Netzausbaupfade und damit verbundenen Kosten (vergleiche Abbildung 88).

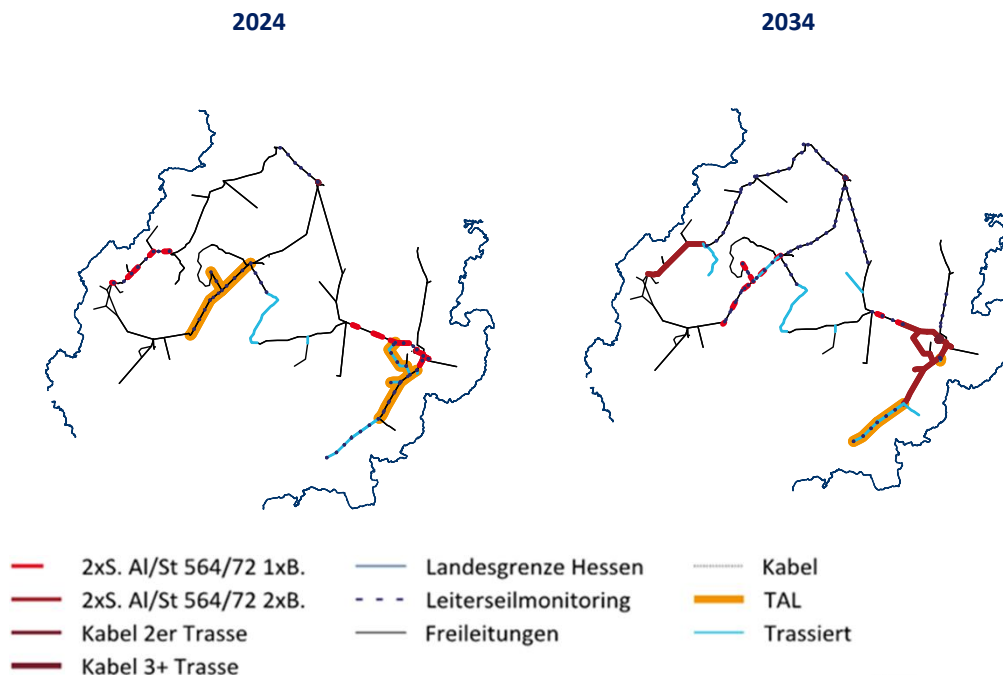


Abbildung 88: Netzverstärkung für Borken 3 bei konsekutiver Netzplanung¹

¹ Netzausbauschritte der konsekutiven Netzplanung ausgehend vom Referenzjahr 2015 für das mittlere Energieszenario.

Für das Jahr 2024 werden in verschiedenen Teilen dieser Netzgruppe bereits querschnittserhöhende Ausbaumaßnahmen ausgeführt. Einige dieser Leitungen, die in 2024 noch lediglich um Einerbündel-Leitungen ausgebaut werden, müssen bis 2034 nochmals querschnittserhöhend ausgebaut und auf Zweierbündel-Leitungen erweitert werden. Die wiederholte Netzausbaumaßnahme an gleichen Leitungen führt zu den im Vergleich zur Zielnetzplanung erhöhten Kosten.

Weitere kostentreibende Netzausbaupfade treten für verschiedene Leitungen auf, für die bis 2024 noch keine querschnittserhöhenden Ausbaumaßnahmen vorgenommen werden müssen, da Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen (Leiterseilmonitoring, temperaturbeständige Aluminiumleiterbeseilung, Masterhöhung) hinreichend greifen. Erst für das Jahr 2034 werden die verstärkten Leitungen durch neue Leitungen höheren Querschnitts ersetzt. Bei Zielnetzplanung würden unmittelbar die für 2034 benötigten Querschnittserhöhungen, hier Zweierbündel-Leitungen, ausgeführt.

Umspannebene (Hoch-/Mittelspannung)

In der Umspannebene zwischen Hoch- und Mittelspannung bestätigen sich die Bewertungen, die für den Unterschied zwischen Zielnetz- und konsekutiver Netzplanung für die Hochspannungsnetze getroffen wurden.

Für alle betrachteten Netzgebiete verschiebt sich der Median der erwarteten Netzausbaukosten nach oben. Die Abbildung 89 stellt den Kostenvergleich zwischen Zielnetzplanung und konsekutiven Planung in der Umspannebene dar.

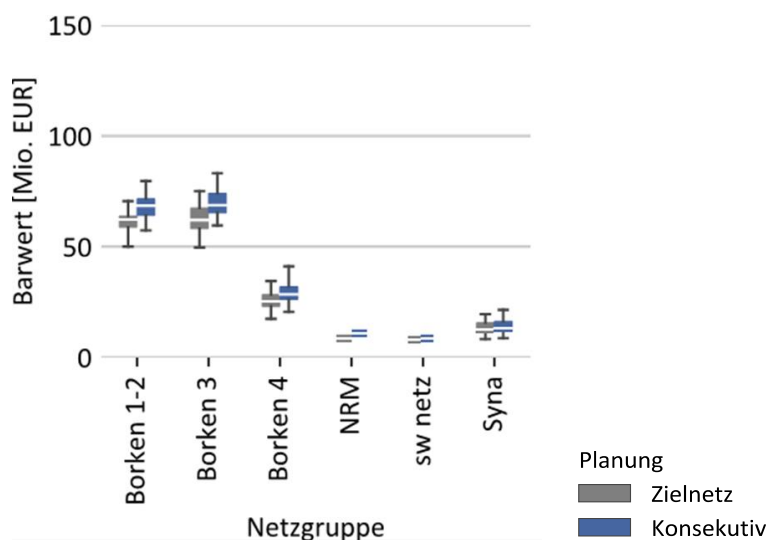


Abbildung 89: Kostenvergleich für Zielnetzplanung und konsekutive Planung in der Umspannebene

Die Mehrkosten der konsekutiven Netzplanung resultieren in den betrachteten Netzen daraus, dass aufgrund des Zwischenausbaus im Vergleich zur Zielnetzplanung zusätzliche Transformatoren und Schaltanlagen verbaut werden müssen. In der Detailprüfung einer exemplarischen Energieszenario-Ausprägung erhöht sich der Netzausbau

über die Netzgruppen von 64 auf 72 Transformatoren und von 35 auf 37 Umspannwerkneugründungen sowie den Ausbau von 64 auf 72 Hochspannungsschaltanlagen. Bei Zielnetzplanung würden unmittelbar Betriebsmittel höherer Leistungsklassen verbaut.

Die mögliche Weiterverwendung von, bei konsekutiven Netzausbau ersetzten, Transformatoren wird bei der Bewertung nicht berücksichtigt. Die ersetzten Transformatoren behalten einen kalkulatorischen Restwert und können bei zustands- bzw. altersbedingtem Ersatzbedarf oder Netzausbau an anderem Ort durchaus weiterverwendet werden. Diese Weiternutzungsmöglichkeit wirkt sich jedoch nicht auf die Effizienz der Netzausbaupfade der beiden verglichenen Planungsansätze aus.

Mittelspannungsebene

Durch die größere Sensitivität gegenüber lokalen Zubauentwicklungen wirken sich in der Mittelspannungsebene die zeitlichen Verläufe und räumlichen Verteilungen der Energieszenario-Ausprägungen deutlicher als auf den höheren Netzebenen aus.

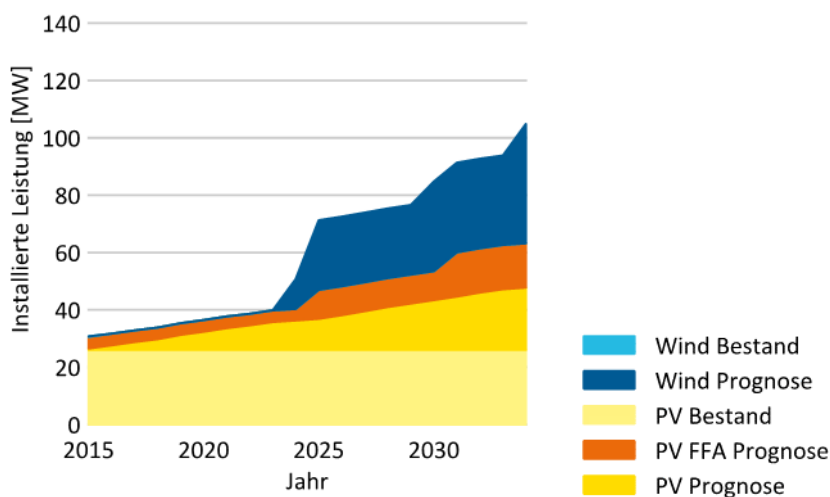


Abbildung 90: Zubauverlauf in einem Mittelspannungsnetz für eine konkrete Energieszenario-Ausprägung

Die Abbildung 90 zeigt beispielhaft die Entwicklung der installierten Einspeiseleistung in einem Mittelspannungsnetz im Zeitverlauf für eine einzelne Energieszenario-Ausprägung. Sie verdeutlicht die diskreten Veränderungen des Zubaus an Erneuerbaren Erzeugungsanlagen, der sich insbesondere durch Windenergie- und Photovoltaik-Freiflächenanlagen ergibt. Bei lastdominierten Netzen würden die Zubauschritte durch neue Verbraucher wie E-Kfz und Wärmepumpen aufgrund ihrer Granularität auf der Verbrauchsseite tendenziell ähnlich geglättet, wie für die in Abbildung 90 dargestellte Einspeisung aus Photovoltaik-Aufdachanlagen. Der Anschluss von Rechenzentren oder anderen großen Verbrauchern würde sich verbrauchsseitig wie der Zubau von Windenergieanlagen in Leistungssprüngen im Zeitverlauf abbilden.

Infolge der für die Mittelspannung in der Verteilnetzplanung in Jahresschritten simulierten konsekutiven Netzplanungen wird der Netzausbau unmittelbar in den Jahren vorgenommen, zu denen die veränderte Versorgungsaufgabe wirksam wird. Damit erfolgen im exemplarisch dargestellten Zubauverlauf anfänglich eher gering dimensionierte Ausbaumaßnahmen, die geeignet sind, die Versorgungsaufgabe zu gewährleisten. Durch das weitere Wachsen der Netzanforderungen wird ein wiederholter Netzausbau in bereits ausgebauten Netzbereichen erforderlich.

Die Abbildung 91 vergleicht für das Mittelspannungsnetz, dessen Energieszenario-Ausprägung zuvor dargestellt wurde, die sich nach Zielnetz- und konsekutiver Netzplanung in Jahresschritten einstellenden Ergebnisse. Die bei Zielnetzplanung errechneten Netzausbaukosten betragen 4,6 Mio EUR. Die Netzausbaukosten der konsekutiven Netzplanung sind um rund ein Viertel gegenüber der Zielnetzplanung auf 5,8 Mio EUR erhöht.

In der Zielnetzplanung wird aufgrund der angenommenen Einspeisung im Stützjahr 2034 mit der Herstellung einer parallelen Leitung zwischen Schaltwerk und Umspannwerk (in Abbildung 91 rot dargestellt) unmittelbar eine verhältnismäßig kostenintensive konventionelle Netzausbaumaßnahme durchgeführt, die in keinem der konsekutiven Netzplanungsschritte gerechtfertigt werden könnte. Die Maßnahme schafft jedoch genügend Kapazität, um drei bis 2034 erwartungsgemäß zugebaute Windparks direkt an das Netz anzuschließen.

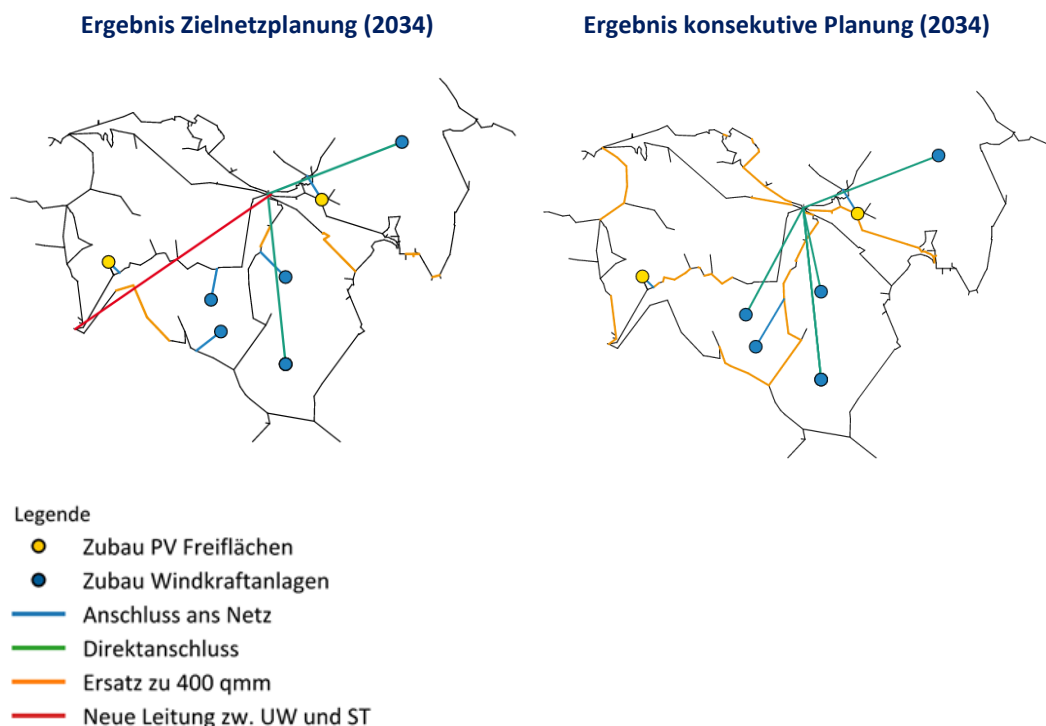


Abbildung 91: Vergleich von Zielnetz- und konsekutiver Planung für ein Beispielnetz der Mittelspannung

Bei konsekutiver Planung tritt die Zunahme der Netzauslastung nicht geballt, sondern nur inkrementell ein, so dass der Bau einer solchen Leitung in keinem der einzelnen Netzausbau-schritte wirtschaftlich wäre. Stattdessen werden im Laufe der einzelnen Jahre nacheinander Teilabschnitte im Querschnitt erhöht, da diese Maßnahmen die im jeweiligen Planungszeitpunkt am günstigsten sind.

Ein weiterer Grund, der in anderen Energieszenario-Ausprägungen des Netzes zur relativen Verteuerung des konsekutiven Netzausbaus führt, liegt darin, dass Windparks aufgrund steigender Einspeisungsleistung im Zeitverlauf gegebenenfalls mehrfach angebunden werden. In der Zielnetzplanung wird hingegen der Anschluss eines Windparks gleich auf die erwartete Leistung des Stützjahrs dimensioniert.

Die Abbildung 92 vergleicht für den Netzausbau nach Zielnetzplanung und nach konsekutiver Netzausbauplanung eintretenden Kosten über alle in der Verteilnetzstudie betrachteten Realnetze der Mittelspannung. Die Kosten der konsekutiven Netzausbauplanung übersteigen in zunehmendem Maß die Kosten der Zielnetzplanung, insoweit die sich über die beiden Planungsansätze entwickelnden Netzausbaupfade auseinanderentwickeln.

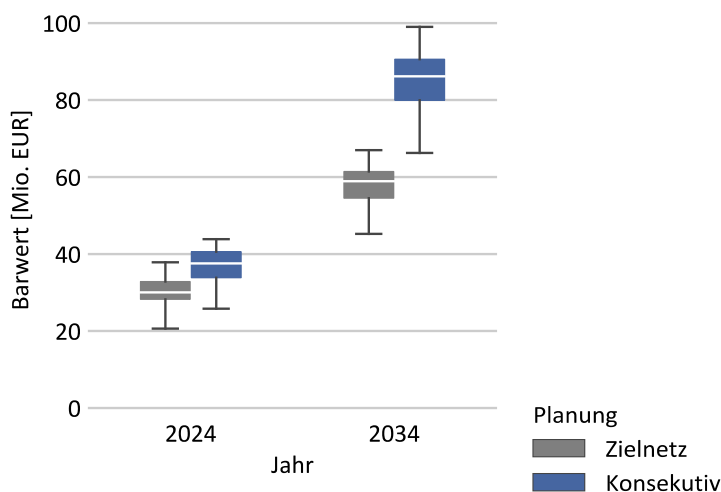


Abbildung 92: Kostenvergleich zwischen Zielnetz- und konsekutiver Netzplanung in der Mittelspannung

6.6 Netzebenenübergreifende Netzplanung

6.6.1 Ausgangssituation konventionelle Netzplanung in der Nieder- und Mittelspannung

Bei der Bestimmung des konventionellen Netzausbaus in der Nieder- und Mittelspannung wurden die jeweiligen Berechnungen in den vorherigen Kapiteln getrennt voneinander

vorgenommen, d. h., die Ausbaukosten für die Mittelspannungsnetze wurden unabhängig von den Ausbaukosten der Niederspannungsnetze bestimmt. Dies entspricht überwiegend der aktuellen Netzplanungspraxis.

Für die Verteilnetzstudie wurden einheitliche Planungsprämissen für die Spannungsgrenzwerte festgelegt, um die Einhaltung der von der Norm DIN EN 50160 geforderten maximalen Spannungsdifferenz von zehn Prozent zur Nennspannung an den Netzverknüpfungspunkten der jeweiligen Netzebene zuzusichern.

Für die Auslegung der Mittelspannungsnetze wird im Einspeisefall ein Grenzwert für die maximal erlaubte Spannung von 107 Prozent der Nennspannung und im Lastfall für die minimal erlaubte Spannung von 97 Prozent der Nennspannung gesetzt. Die Mittelspannungsnetze werden so ausgelegt, dass diese absoluten Spannungsgrenzen an keiner Ortsnetzstation verletzt werden. Diese Werte werden für die mittelspannungsseitige Spannung an der Ortsnetzstation in der Niederspannungsnetzplanung genutzt und die Netze so ausgelegt, dass die Spannungsgrenzen von 90 Prozent bis 110 Prozent der Nennspannung in der Niederspannung nicht verletzt werden. Das heißt, im Einspeisefall wird ein maximaler Spannungshub von drei Prozent über den Ortsnetztransformator und die Niederspannungsleitungen zugelassen. Im Lastfall wird ein maximaler Spannungsfall von sieben Prozent erlaubt.

Mit diesen Grenzwerten für beide Netzebenen kann die Planung auf jeder Netzebene unabhängig durchgeführt und die Grenzwerteinhaltung dennoch netzebenenübergreifend sichergestellt werden.

Dieser Planungsansatz berücksichtigt dabei allerdings nicht, dass für Netzbetreiber, die sowohl Mittel- als auch Niederspannungsnetze betreiben, planungsrelevante Daten netzebenenübergreifend verfügbar sind bzw. planungsrelevante Daten auch zwischen den unabhängigen Netzbetreibern in zunehmendem Maß geteilt werden.

Der dargestellte Planungsansatz führt dazu, dass in den Netzen noch verfügbare Potenziale zur Optimierung des Netzausbaus nicht voll erschlossen werden. Denn selbst, wenn der maximale Spannungshub im Mittelspannungsnetz nur ein Prozent betragen würde, müsste ein angeschlossenes Niederspannungsnetz mit dem konventionellen Planungsansatz bereits ausgebaut werden, sobald der erlaubte Spannungshub von drei Prozent überschritten wird. Auch andere Parameter wie die Entfernung zwischen Umspannwerk und Ortsnetzstation haben einen Einfluss auf die maximale Spannung, die mittelspannungsseitig am Ortsnetztransformator zu erwarten ist. Wäre für ein Niederspannungsnetz eine bessere Abschätzung der, in den einzelnen Lastfällen am Anschlusspunkt zum Mittelspannungsnetz zu erwartenden, Spannungen gegeben, so könnte diese in die Netzplanung einbezogen und das erlaubte Spannungsband in der Niederspannung erweitert werden. Durch diese Maßnahme ließen sich die Kosten für den Netzausbau in geeigneten Netzen reduzieren.

6.6.2 Exemplarische Potenzialanalyse

Wenn die Netzplanung übergreifend über die Mittel- und Niederspannungsebene (Netzebenen 5, 6 und 7) durchgeführt wird, kann die Einhaltung der Spannungsgrenzen nach

DIN EN 50160 im Gesamtnetz sichergestellt und das zulässige Spannungsband dennoch vollständig ausgeschöpft werden.

Im Folgenden wird exemplarisch an einem Mittelspannungsnetz mit 77 unterlagerten Niederspannungsnetzen untersucht, welches Potential eine netzebenenübergreifende Netzplanung haben kann. Für die Untersuchung wird zunächst folgende iterative Vorgehensweise für die netzebenenübergreifende Planung gewählt:

Zunächst werden die aggregierten Leistungsflüsse der Niederspannungsnetze an den jeweiligen Ortsnetzstationen berechnet. Mit diesen Leistungswerten für den Last- und Einspeisefall wird die automatisierte Netzausbauoptimierung des Mittelspannungsnetzes vorgenommen. Für den Last- und Einspeisefall sind mit dem Ergebnis der Netzberechnungen auch die konkreten Spannungswerte an den Ortsnetzstationen bekannt, welche nun für die Auslegung der Niederspannungsnetze herangezogen werden. Damit erweitert sich das zulässige Spannungsband zu den Spannungsgrenzen von 90 Prozent bis 110 Prozent der Nennspannung in den meisten Niederspannungsnetzen deutlich.

Die nachfolgende Abbildung 93 weist den Median über fünfzig Energieszenario-Ausprägungen der nach Anwendung der beschriebenen netzebenenübergreifenden Planung erwarteten Ausbaurkosten für das Mittelspannungsnetz und die unterlagerten Niederspannungsnetze aus.

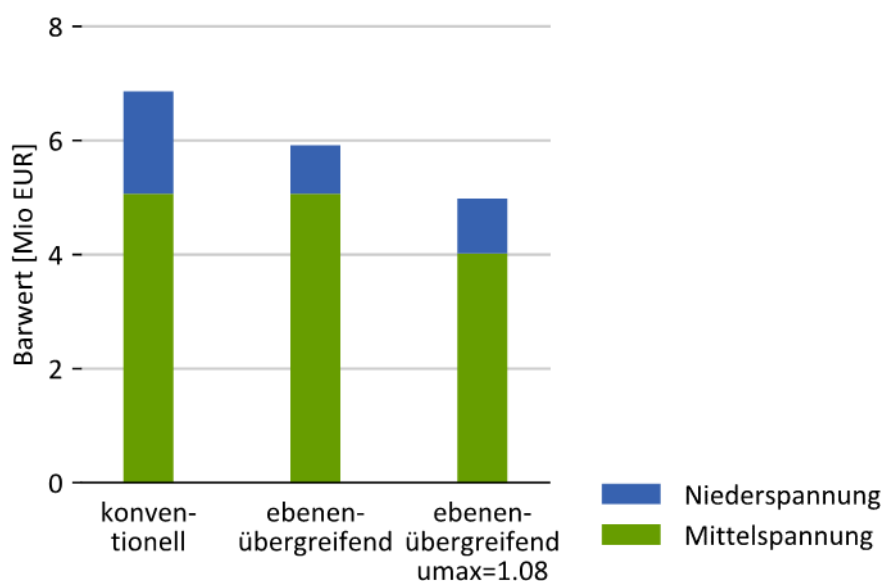


Abbildung 93: Kostenvergleich für konventionelle und netzebenenübergreifende Planung¹

¹ Der zweite Balken weist die resultierenden Netzausbaukosten nach Anwendung des iterativen Verfahrens aus. Der dritte Balken die in diesem Verfahren erzielten Kosten nach zusätzlicher Erweiterung des Spannungsbands in der Mittelspannung.

In den untersuchten Netzen kann die netzebenenübergreifende Planung die über Mittel- und Niederspannungsebene summierten Ausbaurkosten im Vergleich zum konventionellen Planungsansatz um dreizehn Prozent reduzieren (Abbildung 93, erster und zweiter

Balken). Die Einsparung wird dabei ausschließlich auf der Niederspannungsebene erzielt, weil für die Planung der Mittelspannung zunächst unveränderte Spannungsgrenzen gelten. Der hohe Gesamtkostenanteil der Netzausbaukosten im Mittelspannungsnetz bleibt dementsprechend unverändert.

Deshalb wird weitergehend auch eine Erweiterung des Spannungsbands in der Mittelspannung betrachtet, um auch das Einsparpotenzial im Mittelspannungsnetz zu untersuchen.

Werden im Mittelspannungsnetz beispielhaft die Spannungsgrenzwerte auf 96 Prozent bis 108 Prozent angepasst, so verringern sich die Kosten für das Ertüchtigen des Mittelspannungsnetzes durch das erweiterte Spannungsband deutlich. Zwar sind die Netzausbaukosten in der Niederspannungsebene gleichzeitig geringfügig erhöht gegenüber dem Ergebnis mit engerem Spannungsband, jedoch werden netzebenenübergreifend zusätzliche Gesamtkosteneinsparungen erzielt. Diese betragen in den untersuchten Netzen insgesamt 26 Prozent gegenüber dem konventionellen Planungsansatz (Abbildung 93, dritter Balken). Die Werte für die angenommenen Spannungsgrenzen in der Mittelspannung können weiter optimiert werden, um über beide Netzebenen die Gesamtkosten zu minimieren.

Die exemplarische netzebenenübergreifende Netzplanung zeigt die hohen Einsparpotenziale für das konkret untersuchte Mittelspannungsnetz und dessen unterlagerte Niederspannungsnetze. Die hierfür ausgewiesenen Einsparpotenziale sind aufgrund der Heterogenität der Netze auf Basis dieser Untersuchung noch nicht verallgemeinerbar und weiterhin netzspezifisch zu bestimmen. Eine belastbare Hochrechnung ist aufgrund der geringen Anzahl an bewertbaren Netzdaten (es müssten für jedes Mittelspannungsnetz möglichst alle Niederspannungsnetze vorliegen) im Rahmen der vorliegenden Studie noch nicht möglich.

6.7 Detailbetrachtung und gesamtwirtschaftliche Bewertung der Spitzenkappung

Die Spitzenkappung erweist sich in den zuvor ausgeführten Bewertungen in allen Netzebenen als überwiegend vorteilhafte Maßnahme. Die Bewertung erfolgt dabei allein unter der Netzausbauperspektive und unter der Annahme, dass die Einspeisemanagementmaßnahmen, die abhängig von der Steuerbarkeit der Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen zur betrieblichen Umsetzung der Spitzenkappung eingesetzt werden, ausgenommen zusätzlicher Prozesskosten für die Netzbetreiber als im Sinne der Anreizregulierung dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten betriebswirtschaftlich nahezu neutral bleiben (ARegV § 11 II Nr. 17, EEG § 15 II).

Die zuvor ausgewiesene Vorteilhaftigkeit ergibt sich aus den Ersparnissen des nach Spitzenkappung verbleibenden verminderten Netzausbaus gegenüber dem Netzausbau, der erforderlich wäre, wenn die gesamte in den Energieszenario-Ausprägungen prognostizierte Einspeisung aus Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen von den Netzen aufgenommen werden müsste.

Der Vorteil der Spitzenkappung ist jedoch mit der Einschränkung verbunden, dass bis zu drei Prozent der mittels Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen generierten Energie abgeregelt und somit dem Energiesystem „entzogen“ werden. Soweit keine Ausnahmeregelungen gelten (beispielsweise infolge EEG § 9 II S. 2), ist den Anlagenbetreibern für diese abgeregelte Energie durch die Netzbetreiber ein Wertersatz zu leisten (EEG § 11 II), der anschließend über die Netzentgelte sozialisiert wird. Dieser Wertersatz muss im Rahmen einer gesamtwirtschaftlichen Kostenbewertung der Spitzenkappung berücksichtigt werden, um die Auswirkungen der Spitzenkappung mit denen von anderen Maßnahmen aus Perspektive der Netznutzer vergleichen zu können.

Die nachfolgenden Untersuchungen berücksichtigen daher sowohl den eingesparten Netzausbau als auch den Wertersatz für die (gesamtwirtschaftliche) Bewertung der Spitzenkappung. Sie basieren auf den Realnetzen mit ihren Versorgungsaufgaben für das mittlere Energieszenario im Stützjahr 2034.

Für die Bewertung der, durch Einsatz von Spitzenkappung im Vergleich zum konventionellen Netzausbau eingesparten, Netzausbaukosten werden Zielnetzplanungen unter Variation der Parameter der Spitzenkappung jeweils vollständig neu durchgeführt. Abhängig von der jeweils betrachteten Konfiguration der Spitzenkappung können dabei andere Kombinationen von Netzausbaumaßnahmen als wirtschaftlich vorteilhaft ermittelt werden.

Der Wertersatz wird nach dem Ansatz „Menge mal Preis“ aus der erstattungspflichtig abgeregelten Energie (Menge) und den anlagenbezogenen Erstattungskostensätzen bzw. Arbeitspreisen (Preis) für abgeregelte Energie berechnet. Er unterliegt den vielfältigen anlagen-, netz-, aber auch wetterbezogenen Parametern dieser beiden Komponenten, deren tatsächliche Ausprägungen auch für konkrete Netze individuell sehr unterschiedlich und schwer prognostizierbar sind.

Unter der geltenden Regulierung ist Spitzenkappung bis zu einem Umfang von drei Prozent bezogen auf die prognostizierte jährliche Einspeisearbeit aus Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen zulässig (EnWG § 11 II). Drei Prozent der erzeugten Jahresenergie in der Einspeisespitze entsprechen dabei unterschiedlichen Leistungsbeschränkungen je nach Anlage und Wetterjahr.

Angelehnt an die Planungshinweise des technischen Regelsetzers VDE FNN [36] erfolgt die detaillierte Untersuchung der Spitzenkappung im Grundfall durch Anrechnung der Leistungsbeschränkungen auf siebenzig Prozent der Anlagen-Nennleistung für Photovoltaik-Anlagen und 87 Prozent für Windenergieanlagen, mit welchen im Mittel die zulässige Spitzenkappung von drei Prozent der Jahreseinspeisung erzielbar sein soll. Exemplarische Untersuchungen an Einspeisezeitreihen zeigen aber, dass eine Begrenzung von Photovoltaik-Anlagen auf siebenzig Prozent der Anlagen-Nennleistung eine abgeregelte Energie in der Bandbreite von null bis sechs Prozent (Mittelwert drei Prozent) erreicht und die Begrenzung von Windenergieanlagen auf 87 Prozent eine abgeregelte Energie in der Bandbreite von null bis drei Prozent (gewichteter Mittelwert ein Prozent). Die tatsächlich netzplanerisch ansetzbare Leistungsreduktion ist folglich über mehrere Wetterjahre und für

die konkreten Netze mit ihren konkreten Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen zu betrachten und kann dabei gegenüber den Planungshinweisen verändert in den Netzen vorliegen.

Hinzu kommt vor allem in der Niederspannung bei Photovoltaik-Anlagen der Einfluss des zeitgleichen Verbrauchs (Eigenverbrauch) und des zunehmenden Speichereinsatzes, welcher die tatsächlich abgeregelte Energie deutlich reduzieren kann. Aus diesen Gründen werden in den folgenden Untersuchungen nicht nur drei Prozent, sondern auch verringerte Beträge für abgeregelte Energie betrachtet und die Leistungsbegrenzung für die Anlagen variiert.

Als weitere Sensitivitäten sind die wechselnden Anteile erstattungspflichtiger abgeregelter Energie an der gesamten abgeregelten Energie speziell für die Niederspannung, die Reduktion der tatsächlich abgeregelten Energie durch dynamische Spitzenkappung in der Mittelspannung und verschiedene Erstattungskostensätze berücksichtigt.

Des Weiteren wird insbesondere die netzebenenübergreifende kumulative Wirkung der Spitzenkappung untersucht, die ein besonderes Potenzial der Spitzenkappung darstellt, da sie anders als andere Maßnahmen auch Einsparungen in überlagerten Netzebenen erzielen kann.

Im Grundfall gelten jeweils die Annahmen:

- Leistungsbegrenzung für Photovoltaik-Anlagen auf siebenzig Prozent der Anlagen-Nennleistung,
- Leistungsbegrenzung für Windenergieanlagen auf 87 Prozent der Anlagen-Nennleistung,
- Abgeregelte Energie von drei Prozent (der Jahreseinspeisung),
- Erstattungskostensatz von 50 EUR/MWh,
- Vollständige Erstattungspflicht für die abgeregelte Energie.

Für die Darstellung der Ergebnisse wird Spitzenkappung als jährlich wiederkehrender Wertersatz mit den annuitätischen Kosten der Netzausbaumaßnahmen (Investition und Betrieb) der Zielnetzplanung summiert. Für die differenzierte Bewertung der flächigen und der für Netze selektiven Anwendung der Spitzenkappung werden die Netze, in denen Spitzenkappung vorteilhaft ist, von der Gesamtheit der untersuchten Realnetze unterschieden.

6.7.1 Spitzenkappung innerhalb der Niederspannungsnetze

Die Umsetzung der Spitzenkappung in der Niederspannung erzielt bei Bewertung lediglich der Netzausbaukosten gegenüber dem konventionellen Netzausbau eine Kostenreduktion von dreizehn Prozent (vergleiche Abbildung 94, dort dargestellt mit dem Boxplot „0 % abg. Energie“) innerhalb der Netzebene. Da hierbei kein Wertersatz angerechnet wird, ist dieser Vorteil bereits bei einem pauschalen Einsatz der Spitzenkappung in der Niederspannung gegeben. Bei der gesamtwirtschaftlichen Bewertung verändert sich allerdings der durch Spitzenkappung erzielbare Vorteil deutlich, wie in den nachfolgenden Sensitivitätsbetrachtungen erläutert wird.

Statische Leistungsbegrenzung

Das Erneuerbare Energien Gesetz fordert grundsätzlich die Ertüchtigung aller Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen, um die Einspeisung in die Netze auf Anforderung durch Netzbetreiber reduzieren zu können. Für Betreiber von Photovoltaik-Anlagen mit installierter Anlagenleistung bis zu 30 kW stellt das Gesetz alternativ zur Auswahl, die Einspeisung statisch auf siebzig Prozent der Anlagenleistung zu begrenzen (EEG §9 II S. 2), um die Mehrkosten der Steuerungstechnik zu vermeiden. Der Beitrag dieser statisch einspeisungsbegrenzten Anlagen zur Reduktion des Netzausbaus gilt als bereits durch die realisierten Einsparungen an den Anlagen und deren Betriebsprozessen als vergütet.

Durch den nur geringen Anteil von Photovoltaik-Anlagen mit installierter Leistung über 30 kW in den Niederspannungsnetzen kann sich, unter Annahme der Fortgeltung dieser gesetzlichen Regelung, die verschiedene Inanspruchnahme der Wahlmöglichkeit in diesen Netzen deutlich auswirken.

Sofern für die Niederspannungsnetze angenommen werden kann, dass auch zukünftig die statische Leistungsbegrenzung deutlich überwiegt, würde die erstattungspflichtig abgeregelte Energie insgesamt minimiert. Der verbleibende Wertersatz wäre vernachlässigbar, so dass die Spitzenkappung hier auch bei gesamtwirtschaftlicher Bewertung nahezu dieselben Vorteile wie bei der rein auf die Netzausbaueinsparungen bezogenen Bewertung ausweisen könnte (Abbildung 94, Boxplot „0 % abg. Energie“).

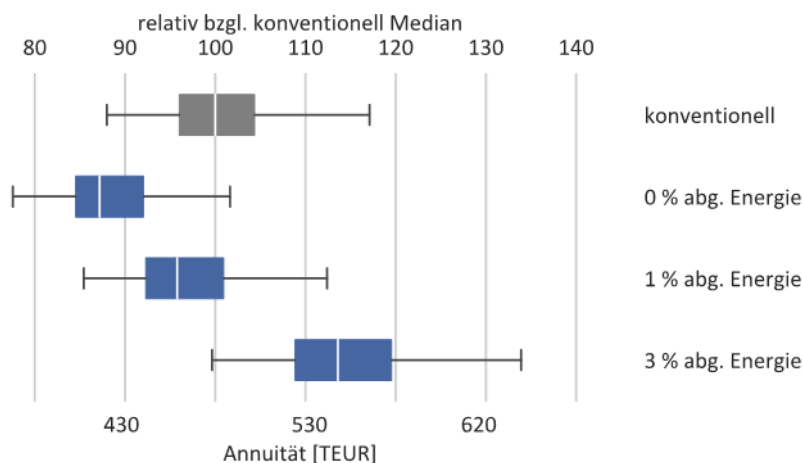


Abbildung 94: Netzausbaukosten mit Wertersatz bei Spitzenkappung in der Niederspannung^{1,2}

¹ gesamtwirtschaftliche Kosten als Annuitäten. Erstattungskostensatz 50 EUR/MWh. Leistungsbegrenzung auf 70 Prozent. Realnetze im mittleren Energieszenario 2034. ² Auswirkungen nur innerhalb der Niederspannung.

Unter dieser Prämisse wäre eine pauschale Spitzenkappung in den Niederspannungsnetzen denkbar, die sich bei einem zukünftigen Überangebot von Erzeugung aus Erneuerbaren Energien nur eher gering auf die Energiesystemeffizienz niederschlagen würde. Das betreffende Einsparungspotenzial für den Netzausbau wäre verbindlich und könnte folglich in den Netzplanungen berücksichtigt werden.

Wenn aufgrund der erwarteten Kostenentwicklung für Informations- und Kommunikationstechnik oder durch den Smart Meter Rollout zukünftig vermehrt Anlagen beobacht- und steuerbar werden, erhöht sich der Anteil der erstattungspflichtigen abgeregelten Energie. Abhängig von der Höhe dieses Anteils reduziert sich in der Niederspannung der Vorteil der Spitzenkappung gegenüber dem konventionellen Netzausbau bei einem Prozent erstattungspflichtig abgeregelter Energie auf nur noch vier Prozent. Würde der volle Wert der zulässigen drei Prozent an abgeregelter Energie erstattet werden müssen, entstünde daraus ein gesamtwirtschaftlicher Nachteil, bei dem dreizehn Prozent Mehrkosten gegenüber dem konventionellen Netzausbau einträten.

Anlagenleistungsbegrenzung und selektiver Einsatz

Potenziell hohe Auswirkungen hat ebenfalls die angewendete Anlagenleistungsbegrenzung, mit der die Spitzenkappung realisiert wird. In den Annahmen des Grundfalls werden die für die Niederspannung relevanten Photovoltaik-Anlagen auf siebzig Prozent ihrer Anlagen-Nennleistung begrenzt. Möglich sind allerdings auch davon abweichende Leistungsbegrenzungen, wie sie auch beispielsweise gegenwärtig in den Förderbedingungen für speichergekoppelte Photovoltaik-Anlagen vorgesehen sind [48] [49].

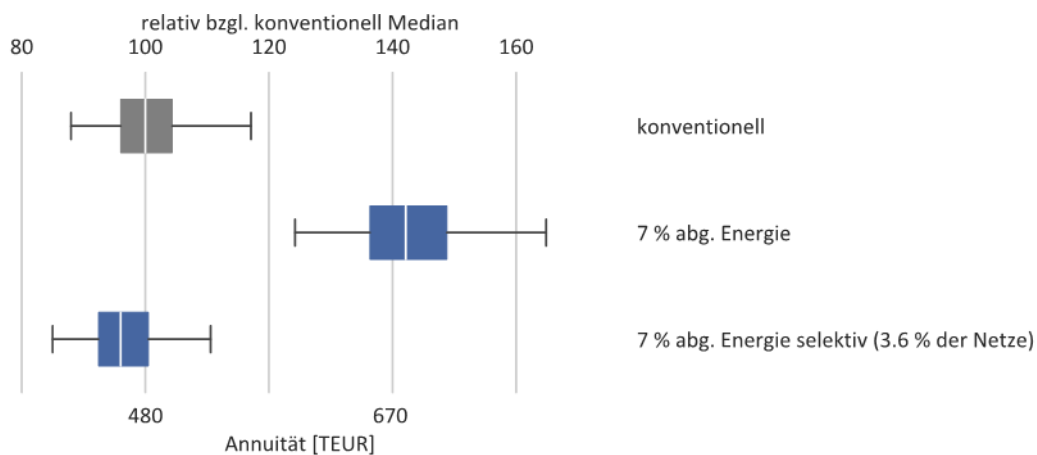


Abbildung 95: Netzausbaukosten mit Wertersatz bei Einsatz von Spitzenkappung auf 60 Prozent¹

¹ gesamtwirtschaftliche Kosten als Annuitäten. Erstattungskostensatz 50 EUR/MWh. Mittleres Energieszenario 2034.

Um eine größere Entlastung der Netze zu erzielen, könnten die Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen stärker als in den Standardannahmen vorgesehen abgeregelt werden.

Eine Leistungsbegrenzung auf sechzig Prozent der Anlagenennleistung würde anhand exemplarischer Einspeisezeitreihen von Photovoltaik-Anlagen die abgeregelte Energie auf fünf bis elf Prozent erhöhen; die Leistungsbegrenzung auf fünfzig Prozent der Anlagen-Nennleistung auf elf bis achtzehn Prozent. Der zu leistende Wertersatz wächst dann proportional zur abgeregelten Energie und verändert die gesamtwirtschaftliche Bewertung entsprechend zu Ungunsten der Spitzenkappung, weshalb keine bessere Bewertung für eine flächige Spitzenkappung als in den vorausgehenden Betrachtungen erzielt werden kann (vergleiche Abbildung 95 und Abbildung 96).

Die flächige Umsetzung der Spitzenkappung wäre mit diesen Leistungsbegrenzungen unter der gegebenen Regulierung selbst dann nicht zulässig, wenn nach weiterem umfangreichem Zubau an Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen die bereits früher diskutierte, auf fünf Prozent der Jahresenergie erhöhte, Bemessungsgrenze [50] für abgeregelte Energie eingesetzt würde.

Wenn dennoch stärkere Leistungsbegrenzungen vorgesehen werden, muss auch bei erhöhten Bemessungsgrenzen folglich der Einsatz der Spitzenkappung auf die Netze beschränkt werden, die durch Betriebsmittelüberlastungen gekennzeichnet sind.

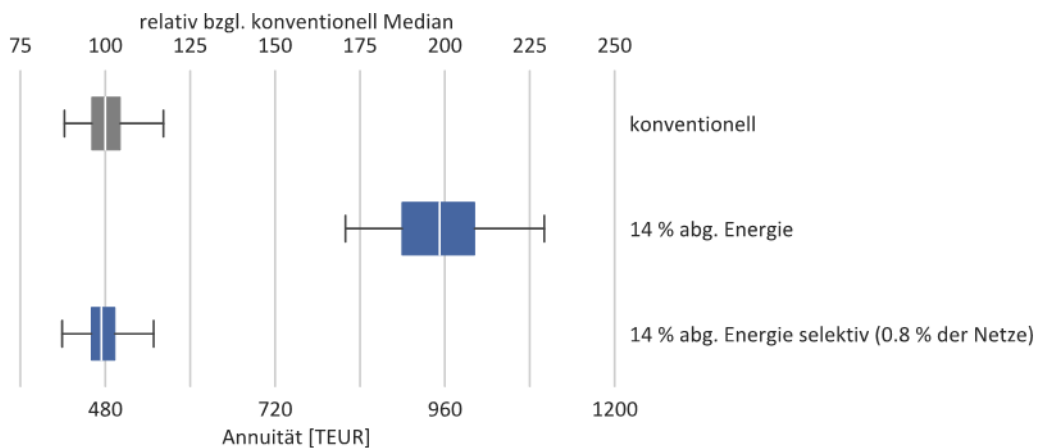


Abbildung 96: Netzausbaukosten mit Wertersatz bei Einsatz von Spitzenkappung auf 50 Prozent¹

¹ gesamtwirtschaftliche Kosten als Annuitäten. Erstattungskostensatz 50 EUR/MWh. Mittleres Energieszenario 2034.

Bei einem solchen selektiven Einsatz der Spitzenkappung lässt sich der Netzausbau in den betreffenden Niederspannungsnetzen im Vergleich zu den vorangegangenen Betrachtungen zusätzlich reduzieren. Die zusätzlichen Einsparungen sind dabei so hoch, dass auch bei voller Anrechnung des Wertersatzes ein gesamtwirtschaftlicher Vorteil erzielt wird. Bei der Leistungsbegrenzung auf sechzig Prozent des Anlagen-Nennwerts beträgt dieser Vorteil rund vier Prozent gegenüber dem konventionellen Netzausbau (vergleiche Abbildung 95); bei Leistungsbegrenzung auf fünfzig Prozent verbleibt ein gesamtwirtschaftlicher Vorteil von einem Prozent (vergleiche Abbildung 96), jeweils unter Ansatz der mittleren abgeregelten Energie. Die Bewertung verbessert sich deutlich unter der Annahme sinkender Erstattungskostensätze bzw. der zuvor geprüften Annahme, dass der überwiegende Anteil der Anlagen statisch leistungsbegrenzt wäre.

Bereits mit dem Erstattungskostensatz des Grundfalls wäre der Einsatz der Spitzenkappung innerhalb der Niederspannung potenziell sowohl als wirtschaftliche Interimsmaßnahme zur Überbrückung bis zur Ausführung von investiven Maßnahmen als auch als dauerhafte Maßnahme zur Einsparung von Netzausbau potenziell relevant.

Speichergekoppelte Photovoltaik-Anlagen

In veränderter Weise bildet sich gesamtwirtschaftlich die Planungssituation bei vermehrtem Zubau von Photovoltaik-Anlagen mit gekoppelten lokalen Speichern ab. Für diese ist

in den gegenwärtigen Förderbedingungen bereits eine Leistungsbegrenzung auf fünfzig Prozent der installierten Leistung der Photovoltaik-Anlage vorgesehen [48], welche ohne Erstattung des Wertersatzes für die abgeregelte Energie vorgenommen werden kann. Der betreffende Wertersatz an die Anlagenbetreiber gilt durch die Nutzung der in die lokalen Speicher umgeleiteten Energie und die anderweitigen Vorteile aus der Förderung von lokalen Speichern als erbracht.

In der gesamtwirtschaftlichen Bewertung bilden sich speichergekoppelte Photovoltaik-Anlagen sowohl in der anrechenbaren Leistungsbegrenzung als auch in veränderter abgeregelter Energie ab.

Bereits ein anteiliger Zubau von speichergekoppelten Photovoltaik-Anlagen kann bei den derzeitigen Förderbedingungen dazu beitragen, die gesamtwirtschaftliche Bewertung der Spitzenkappung wesentlich zu verbessern. Wie die Abbildung 97 zeigt, kann Spitzenkappung im optimalen Fall, in dem alle Photovoltaik-Anlagen mit Speichern gekoppelt sind, zur Reduktion der Kosten gegenüber dem konventionellen Netzausbau um rund ein Viertel führen.

Sofern sich die Rahmenbedingungen verändern und Wertersatz für einen Anteil der abgeregelten Energie geleistet werden muss, kann sich der gesamtwirtschaftliche Vorteil auch für speichergekoppelte Photovoltaik-Anlagen in einen Nachteil umkehren, wenn die Spitzenkappung nicht selektiv umgesetzt wird.

Bei der selektiven Anwendung der Spitzenkappung kann der Vorteil dagegen auch bei moderatem Wertersatz gesamtwirtschaftlich vorteilhaft bleiben, der durch nur anteilige Erstattungspflicht für abgeregelte Energie oder sinkende Erstattungskostensätze erreicht werden kann. In der Abbildung 97 ist diese Sensitivität anhand einer erstattungspflichtig abgeregelten Energie im Umfang von drei Prozent der jährlichen Einspeisung nachgebildet. Vergleichbare Verschiebungen in Bezug auf die erstattungspflichtig abgeregelte Energie können auftreten, wenn auch langfristig keine vollständige Durchdringung speichergekoppelter Photovoltaik-Anlagen eintritt.

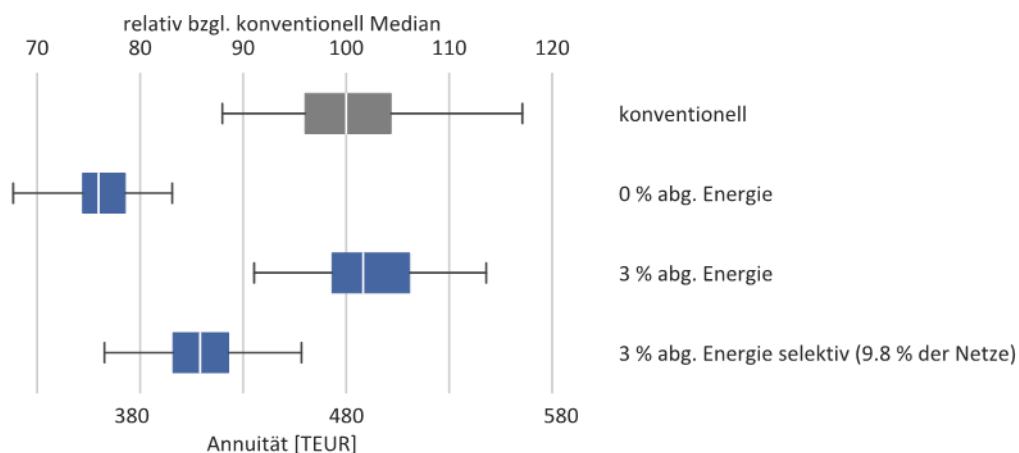


Abbildung 97: Netzausbaukosten mit Wertersatz bei Einsatz von Spitzenkappung mit PV-Speicher¹

¹ gesamtwirtschaftliche Kosten als Annuitäten. Leistungsbegrenzung auf fünfzig Prozent. Erstattungskostensatz 50 EUR/MWh. Mittleres Energieszenario 2034.

Die oben genannte anteilige Erstattungspflicht kann dabei eintreten, wenn die durch den Regulator anhand des Einspeisemanagements erläuterten Bewertungsgrundsätze für das Einspeisemanagement analog auf die Spitzenkappung für speichergekoppelte Photovoltaik-Anlagen übertragen würden.

Die geltende Regulierung sieht den Wertersatz für das Einspeisemanagement grundsätzlich nur für die auf Anforderung durch Netzbetreiber abgeregelte Energie nach Aufrechnung mit etwaigen Zusatzkosten oder Einsparungen des Anlagenbetreibers infolge der Abregelung vor (analog [51] bzw. [52]). Die Regulierung beabsichtigt dabei den wirtschaftlichen Ausgleich der Anlagenbetreiber, deren Anlagen zur Unterstützung der Netze tatsächlich abgeregelt wurden, mit denen, welche die volle Erzeugung in die Netze einspeisen konnten. Zugleich soll sie dazu beitragen, dass nach Abregelungsaufforderung von den Anlagenbetreibern anderweitig genutzte Energie (z. B. erhöhter Eigenverbrauchsanteil, Wärme-/Kälteerzeugung, Speicherung, E-Kfz-Ladung) nicht zusätzlich vergütet wird.

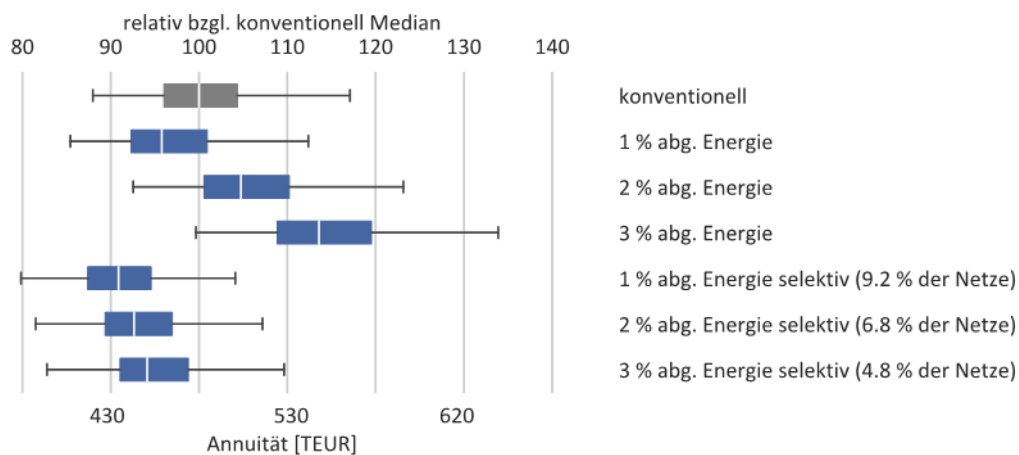


Abbildung 98: Netzausbaukosten mit Wertersatz bei Spitzenkappung mit PV-Speicher, Sensitivität

¹ gesamtwirtschaftliche Kosten als Annuitäten. Leistungsbegrenzung auf siebenzig Prozent. Erstattungskostensatz 50 EUR/MWh. Mittleres Energieszenario 2034.

Da sich mit solcher Andersnutzung der erzeugten Energie bei gleichen Netzausbaueinsparungen der Wertersatz verringert und der gesamtwirtschaftliche Vorteil steigt, sollte die alternative Nutzung selbst erzeugter Energie durch Anlagenbetreiber durchaus weiter motiviert werden.

In der Abbildung 98 ist als Sensitivätsbetrachtung ergänzend dargestellt, wie sich die gesamtwirtschaftliche Bewertung unter auf siebenzig Prozent der Anlagen-Nennleistung vermindelter Leistungsbegrenzung bei Variation der erstattungspflichtig abgeregelten Energie für flächig bzw. selektiv angewendete Spitzenkappung verändert.

Erstattungskostensatz

Die gesamtwirtschaftliche Bewertung der Spitzenkappung hängt maßgeblich auch von den Erstattungskostensätzen bzw. Arbeitspreisen ab, zu denen die abgeregelte Energie bewertet und der zu leistende Wertersatz errechnet werden.

Die tatsächlich heranzuziehenden Erstattungskostensätze ermitteln sich heute abhängig von einer nennenswerten Anzahl von Kriterien [51] [52], darunter neben der tatsächlich abgeregelten Energie

- der vom Anlagenbetreiber gewählten Vermarktungsart (EEG- oder Direktvermarktung),
- der primärenergieträgerabhängigen und anlagengebundenen zugesicherten EEG-Vergütung bzw. marktpreisabhängigen Marktprämie und Degression,
- dem vom Anlagenbetreiber wählbaren Abrechnungsverfahren (pauschales Verfahren oder Spitzabrechnung) und Selbstbehalt sowie gegebenenfalls Bilanzausgleich [52].

Die für die Bewertung des Netzausbaus heranzuziehenden mittleren Erstattungskostensätze unterliegen durch Änderungen im Anlagenbestand und der anlagenbezogenen Degression der zugesicherten Vergütung jährlichen Änderungen, die in den Netzplanungen und gesamtwirtschaftlichen Netzausbaukostenbewertungen kaum abbildbar sind.

Die Auswirkung veränderter Annahmen für die Erstattungskostensätze werden in der nachfolgenden Sensitivitätsanalyse dargestellt (vergleiche Abbildung 99).

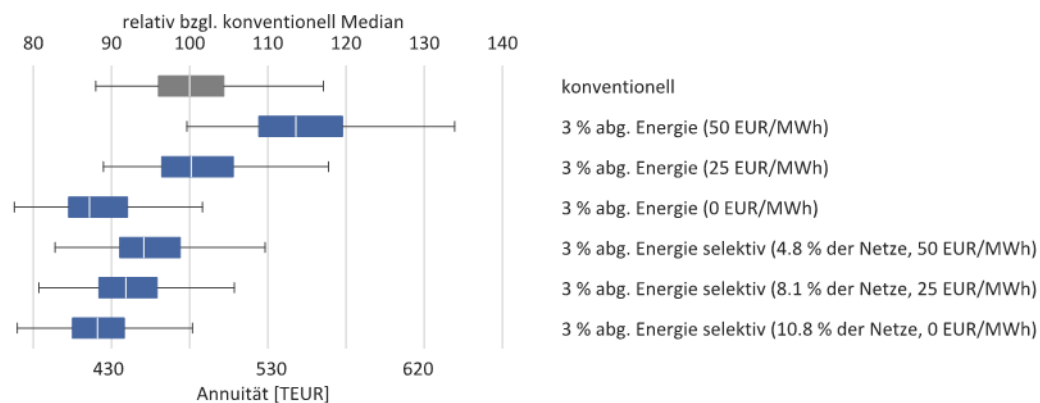


Abbildung 99: Netzausbaukosten mit Wertersatz bei Spitzenkappung (Preissensitivitäten)^{1,2}

¹ gesamtwirtschaftliche Kosten als Annuitäten. Leistungsbegrenzung auf siebzig Prozent. Mittleres Energieszenario 2034. ² Die ausgewiesene geringfügig verschlechterte Bewertung der selektiven gegenüber der flächigen Spitzenkappung bei 0 EUR/MWh geht auf Schwellenwerte zurück, die zur sicheren Abgrenzung der Netze angewendet wurde, in denen die Spitzenkappung effektiv ist. Die Schwellenwerte führen dazu, dass bei selektiver Spitzenkappung in einigen Netzen keine Spitzenkappung angewendet wird, obwohl dies wirtschaftlich geringfügig vorteilhaft wäre.

Der Erstattungskostensatz im Grundfall wird in Orientierung an der Größenordnung heutiger Ausschreibungs- und Großhandelspreise (korrigiert um eine erwartete Steigerung der allgemeinen Stromgestehungskosten [53]) mit 50 EUR/MWh angenommen. Dieser Wert liegt noch deutlich unter den gesetzlichen Vergütungssätzen (um 110 EUR/MWh für neue bzw. gewichtet über den Bestand und im Zeitverlauf zwischen 290 bis 200 EUR/MWh) älterer Photovoltaik-Bestandsanlagen, die bis 2024 von Bedeutung bleiben. Bis zum hier betrachteten Stützjahr 2034 kann bei den in der Verteilnetz-

studie angenommen wirtschaftlichen Nutzungsdauern der Anlagen jedoch davon ausgegangen werden, dass der Anlagenbestand nahezu vollständig ersetzt sein wird, und damit der angenommene Erstattungskostensatz eintreten kann.

Zum Vergleich wird der Wertersatz mit Erstattungskostensätzen von 25 EUR/MWh sowie mit 0 EUR/MWh angesetzt. Die 25 EUR/MWh sind mit sinkenden Stromgestehungskosten für Erneuerbare Energieerzeugung und vermehrt marktorientierter Vergütung motiviert. Die wertersatzfreie Spitzenkappung kann eintreten, wenn marktorientierte Vergütung an Intraday-Handelspreisen ausgerichtet würde. Dabei würde durch ein regelmäßiges Überangebot an gleichzeitiger Einspeisung aus Photovoltaik-Anlagen die Energie mit minimalen Preisen gehandelt. Die Preisminima würden mit den Einsatzzeiten der Spitzenkappung korrelieren.

Ab Erstattungskostensätzen von nahe 25 EUR/MWh könnte in der Niederspannung der flächige Einsatz der Spitzenkappung bei vollends erstattungspflichtiger abgeregelter Energie gesamtwirtschaftlich vorteilhaft werden. Bei selektivem Einsatz der Spitzenkappung erhöht sich mit den abnehmenden Erstattungskostensätzen die Anzahl der Netze, in denen die Spitzenkappung gesamtwirtschaftlich vorteilhaft wird. Zugleich werden weitere zunehmende Einsparungen gegenüber dem konventionellen Netzausbau realisiert.

6.7.2 Netzebenenübergreifende Wirkung der in der Niederspannung umgesetzten Spitzenkappung

Die Wirkung der Spitzenkappung kann über die Netze kumuliert erzielt werden, wenn in unterlagerten Netzen durchgeführte Spitzenkappung zu verminderter Rückspeisung in zeitgleich durch hohe Einspeisung ausgelastete überlagerte Netze führt. Daher resultiert auch das Potenzial, dass ein Einsatz der Spitzenkappung zusätzlich zu Einsparungen für den Netzausbau auf der eigenen Netzebene auch zu weiteren Einsparungen in den überlagerten Netzen führen kann.

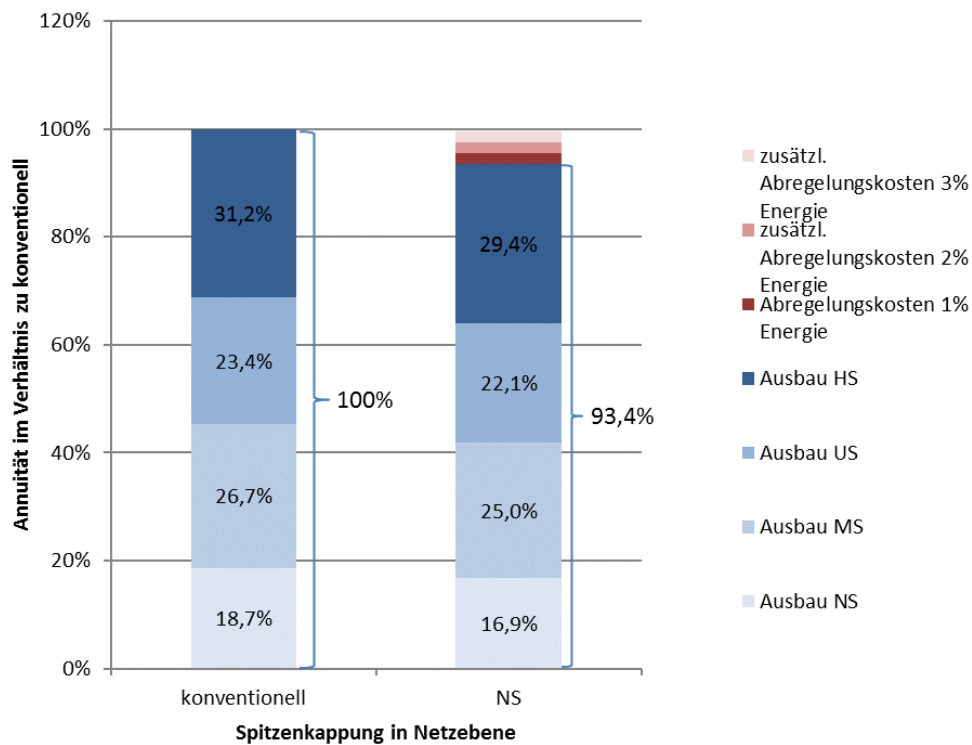


Abbildung 100: Spitzenkappung in der Niederspannung, netzebenenübergreifende Kosten¹

¹ gesamtwirtschaftliche Kosten als Annuitäten. Erstattungskostensatz 50 EUR/MWh. Mittleres Energieszenario 2034.

Die Abbildung 100 stellt die nach Einsatz von flächiger Spitzenkappung in der Niederspannung resultierenden Netzausbaukosten annuitätisch je Netzebene dar. Der Wertersatz wird analog den früheren Sensitivitätsbetrachtungen von null bis drei Prozent an erstattungspflichtig abgeregelter Energie variiert und gestaffelt ausgewiesen.

Durch den Einsatz der Spitzenkappung mittels Leistungsbegrenzung von Photovoltaik-Anlagen auf siebzig Prozent der Anlagen-Nennleistung werden in den betrachteten Realnetzen kumuliert über alle Netzebenen 6,6 Prozent der Netzausbaukosten eingespart. Die Einsparungen verteilen sich vergleichsweise homogen über die Netzebenen, wobei mit 1,8 Prozent Einsparungen eine erwartbare erhöhte Wirkung in der Niederspannung als der Netzebene, auf welcher die Spitzenkappung unmittelbar greift, erzielt wird. In den konkreten Netzen gleich hohe Wirkung wird ebenfalls in der Hochspannungsebene erzielt, in der sich nur noch die reduzierten kaskadierten Rückspeisungen mit der direkten Einspeisung aus Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen überlagern.

Sofern in der Niederspannung die statische Leistungsbegrenzung von Photovoltaik-Anlagen deutlich überwiegt, lassen sich nahezu die vollen Einsparungen des Netzausbaus auch gesamtwirtschaftlich realisieren. Mit dem in Abbildung 100 ausgewiesenen steigendem Anteil an erstattungspflichtig abgeregelter Energie verkürzt sich der gesamtwirtschaftliche Vorteil. Erst bei Wertersatz für die vollständigen zulässigen drei Prozent an abgeregelter Energie wird unter den für den Grundfall getroffenen Annahmen zur Höhe der Leistungsbegrenzung und des Erstattungskostensatzes etwa die Parität zum konventionellen Netzausbau wiederhergestellt.

Unter Berücksichtigung ihrer kumulierten Wirkung kann die Spitzenkappung in der Niederspannung somit eine grundsätzlich vorteilhafte Maßnahme sein.

6.7.3 Netzebenenübergreifende Wirkung der bis zur Mittelspannung umgesetzten Spitzenkappung

In der Mittelspannung werden aufgrund der vermehrten Beobacht- und Steuerbarkeit der Anlagen und Netze nachfolgend die Auswirkungen statischer und dynamischer Spitzenkappung vertieft betrachtet.

Statische Spitzenkappung

Durch den flächigen Einsatz von Spitzenkappung in der Mittelspannungsebene der untersuchten Realnetze können in dieser und den überlagerten Netzebenen insgesamt 2,6 Prozent der Netzausbaukosten eingespart werden. Eine Entlastung der Niederspannungsnetze ist über diese Maßnahme nicht möglich (vergleiche Abbildung 101).

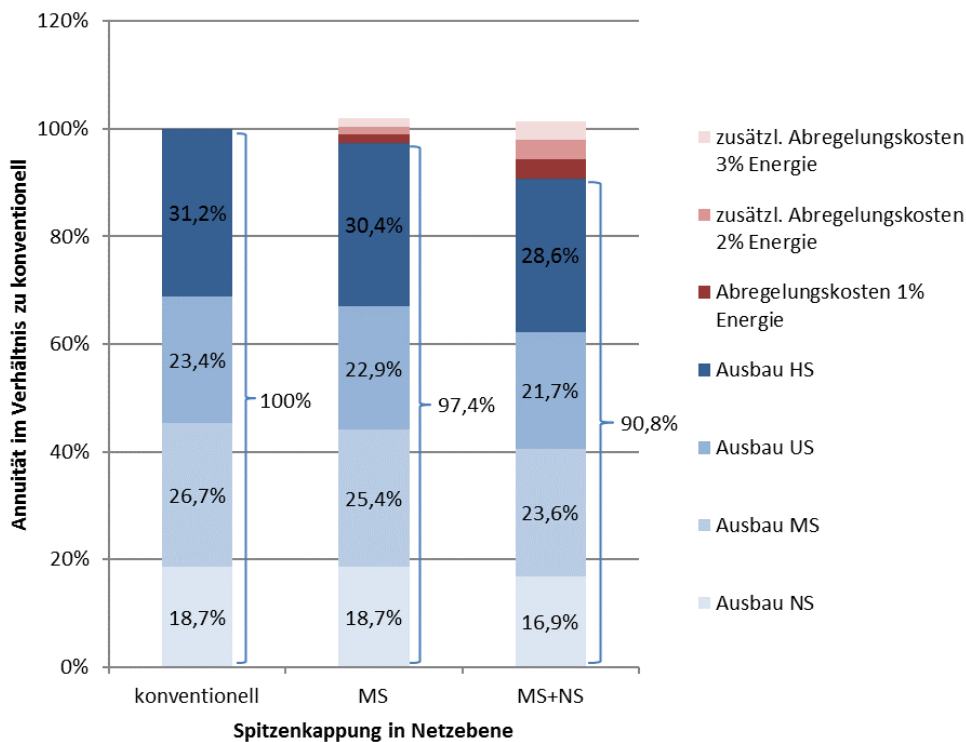


Abbildung 101: Spitzenkappung in der Mittelspannung und in Nieder- und Mittelspannung (kumulativ)^{1,2}

¹ gesamtwirtschaftliche Kosten als Annuitäten. Erstattungskostensatz 50 EUR/MWh. Mittleres Energieszenario 2034. ² Wirkung von flächig in der Netzebene umgesetzter Spitzenkappung kumulativ über die eigene und überlagerte Netzebenen.

Im Vergleich zur kumulativen Wirkung von flächig in der Niederspannung eingesetzter Spitzenkappung findet verringerte Entlastung des Netzausbaus in der Mittelspannung

statt, weil Rückspeisungen aus den Niederspannungsnetzen weiterhin vollständig durch die Mittelspannungsnetze aufgenommen werden müssen. Ebenso wird durch in der Niederspannung ohne Spitzenkappung verbliebene Ausbaumaßnahmen (Neugründungen von Ortsnetzstationen) in begrenztem Umfang zusätzlicher Netzausbaubedarf in der Mittelspannung induziert.

Wenn ergänzend zur Mittelspannung der flächige Einsatz der Spitzenkappung auch in der Niederspannung erfolgt, erhöht sich die Einsparung für den Netzausbau auf 9,2 Prozent über alle Netzebenen. Die im Verhältnis höchste Netzentlastung wird dann in der Mittelspannungsebene erzielt, in welcher unmittelbar die Spitzenkappung und die verminderten Rückspeisungen wirken. In etwa gleicher Größenordnung wird auch der Netzausbau in der Hochspannung entlastet.

Auch wenn für die Niederspannung weiterhin überwiegend die statische Leistungsbegrenzung der Photovoltaik-Anlagen angenommen werden kann, muss für die in der Mittelspannung abgeregelter Energie ein Wertersatz angerechnet werden. Die dort angeschlossenen Anlagen mit höherer Anlagen-Nennleistung sind notwendig für Netzbetreiber steuerbar ausgeführt (EEG § 9) und würden auf Anforderung der Netzbetreiber abgeregelt.

Abhängig vom erforderlichen Umfang der tatsächlichen Abregelung würde gesamtwirtschaftlich die Parität zum konventionellen Netzausbau beim Erstattungskostensatz des Grundfalls tendenziell überschritten. Für die nur in der Mittelspannung eingesetzte kumulative Spitzenkappung wäre aber bereits bei etwa zwei Prozent erstattungspflichtig abgeregelter Energie oder einer Verringerung des Erstattungskostensatzes um ein Drittel die Parität zum konventionellen Netzausbau erreicht. Für die gemeinsam in der Niederspannung und Mittelspannung eingesetzte flächige Spitzenkappung würde aufgrund der höheren Netzausbaukosteneinsparungen bei zwei Prozent erstattungspflichtig abgeregelter Energie bereits ein marginaler gesamtwirtschaftlicher Vorteil verbleiben. Aufgrund der verhältnismäßig hohen Energiemengen wirkt sich die Veränderung des Erstattungskostensatzes sehr deutlich aus.

Dynamische Spitzenkappung

Um die abgeregelter Energie möglichst gering zu halten, können bei Durchmischung von Photovoltaik-Anlagen und Windenergieanlagen standortabhängig der Gleichzeitigkeitseffekt, das konkrete individuelle Einspeiseverhalten der Anlagen sowie die engpassbezogene Abregelungsdauer optimiert berücksichtigt werden. Diese netz- und anlagenspezifische zeitabhängige Spitzenkappung wird im Folgenden als dynamische Spitzenkappung bezeichnet.

Erste Untersuchungen zeigen, dass durch dynamische Spitzenkappung eine deutliche Reduktion der abzuregelnden Energie erreicht werden kann [54], im Besonderen dadurch begründet, dass die Einspeisung nur dann begrenzt wird, wenn tatsächlich Engpasssituationen aufgetreten sind. Unter günstigem Zusammenwirken der zuvor genannten Stellgrößen kann die effektiv abgeregelter Energie nur ein anstelle der zulässigen drei Prozent betragen.

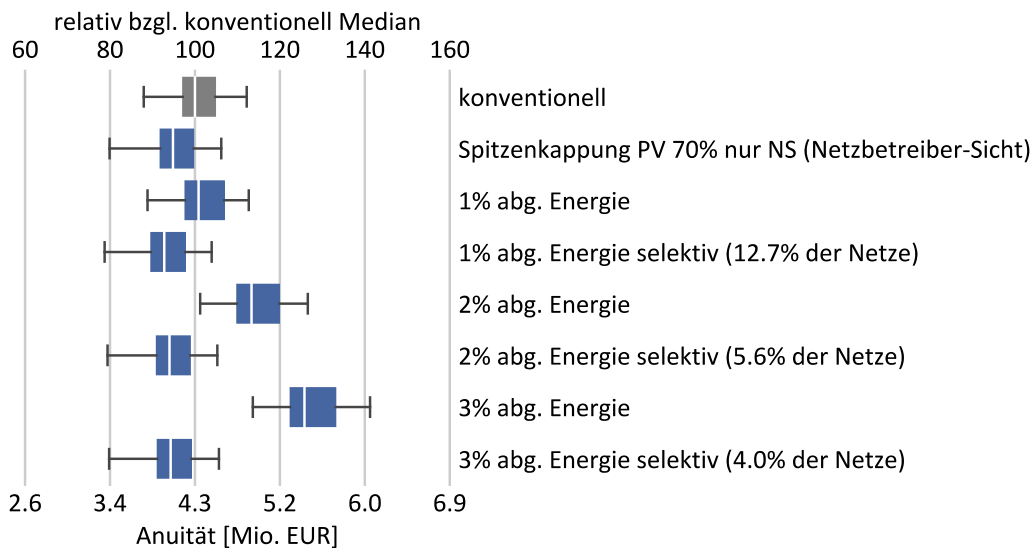


Abbildung 102: Netzausbaukosten mit Wertersatz bei Spitzenkappung in Nieder- und Mittelspannung^{1,2}

¹ gesamtwirtschaftliche Kosten als Annuitäten. Erstattungskostensatz 50 EUR/MWh. Mittleres Energieszenario 2034. ² Abregelung durch dynamische Spitzenkappung im Umfang von effektiv einem Prozent im Vergleich zur statischen Spitzenkappung im Umfang von drei Prozent.

Bei einem selektiven (netzspezifischen) Einsatz der dynamischen Spitzenkappung zusätzlich zur statischen Spitzenkappung in der Niederspannung können in der Mittelspannung in den ausgewählten Netzen zusätzliche Kosteneinsparungen erzielt werden.

Die Abbildung 102 zeigt die Netzausbaukosten bei flächiger Spitzenkappung in der Niederspannung sowie verschiedenen Abstufungen der Spitzenkappung in der Mittelspannung. Bei einem Prozent abgeregelter Energie ist die Spitzenkappung in 12,7 Prozent der betrachteten Netze wirtschaftlich und kann zu einer Verringerung der Netzausbaukosten führen.

Eine flächige pauschale Abregelung mit dem angenommenen Wertansatz (50 EUR/MWh) und ab bereits einem Prozent erstattungspflichtig abgeregelter Energie ist in der Mittelspannungsebene nicht vorteilhaft.

Der selektive Einsatz dynamischer Spitzenkappung kann jedoch eine relevante Kosteneinsparung erzielen. In fast dreizehn Prozent der betrachteten Realnetze können durch dynamische Spitzenkappung gesamtwirtschaftlich etwa zehn Prozent an Einsparungen realisiert werden. In Einzelfällen beträgt die Ersparnis bis zu vierzig Prozent.

Zuvor wurde bereits mit einer anderen Perspektive das Kombinationsverfahren nach VDE FNN [36] angenommen (vergleiche Kapitel 6.3.2.3). Hierbei ist die Annahme, dass durch reduzierte Gleichzeitigkeit bei Durchmischung von Photovoltaik- und Windenergieanlagen in einem Mittelspannungsnetz, bei Aufrechterhaltung der drei Prozent an Abregelungsenergie eine stärkere Leistungsbegrenzung möglich wird. Es besteht folglich ein weiterer Freiheitsgrad dahingehend, ob die Leistungsreduktion bei gegebener Abregelungsenergie maximiert oder bei gegebener Leistungsreduktion die Abregelungsenergie minimiert werden soll.

Gleichfalls bleibt die Spitzenkappung innerhalb der Mittelspannungsebene relevant als Überbrückungsmaßnahme, um Netzausbau mit dem Zubau von Erneuerbaren Erzeugungsanlagen verbessert zu koordinieren.

Die bereits in der Niederspannung diskutierten Wirkungen von Speichersystemen können vergleichbar auch in den höheren Netzebenen zukünftig realisiert werden. Eine Zwischenspeicherung von Einspeisespitzen könnte den Wertansatz preislich und energetisch reduzieren.

6.7.4 Netzebenenübergreifende Betrachtung der bis zur Hochspannungsebene umgesetzten Spitzenkappung

Der flächige Einsatz von Spitzenkappung in der Hoch- und Umspannebene kann in den betrachteten Realnetzen eine Einsparung für den Netzausbau in Höhe von 1,6 Prozent gegenüber dem konventionellen Netzausbau erzielen. Eine kumulative Wirkung wird damit in den Verteilnetzen nicht erzielt. Es besteht jedoch die Möglichkeit, dass eine positive Wirkung für die Übertragungsnetze realisiert werden kann, deren Bewertung allerdings außerhalb des Rahmens der Verteilnetzstudie liegt und für die vermehrt auch die Wechselwirkungen zu Anforderungen der Systemführung geprüft werden müssten (vergleiche Kapitel 6.7.5). Weil die Abregelung von Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen der Leistungsklassen, die in der Umspannungsebene angeschlossen sind, aufgrund ihrer Steuerbarkeit notwendig mit der Erstattung von Wertersatz einhergeht, werden die geringen eingesparten Netzausbaukosten unter den angenommenen Erstattungskostensätzen sicher durch den Wertersatz überkompensiert (vergleiche Abbildung 103). Ein gesamtwirtschaftlicher Vorteil durch flächige Spitzenkappung in der Hochspannung bleibt aufgrund der geringen Einsparungen an Netzausbaukosten auch bei marginalisierten Erstattungskostensätzen und Umsetzung von dynamischer Spitzenkappung kaum erzielbar.

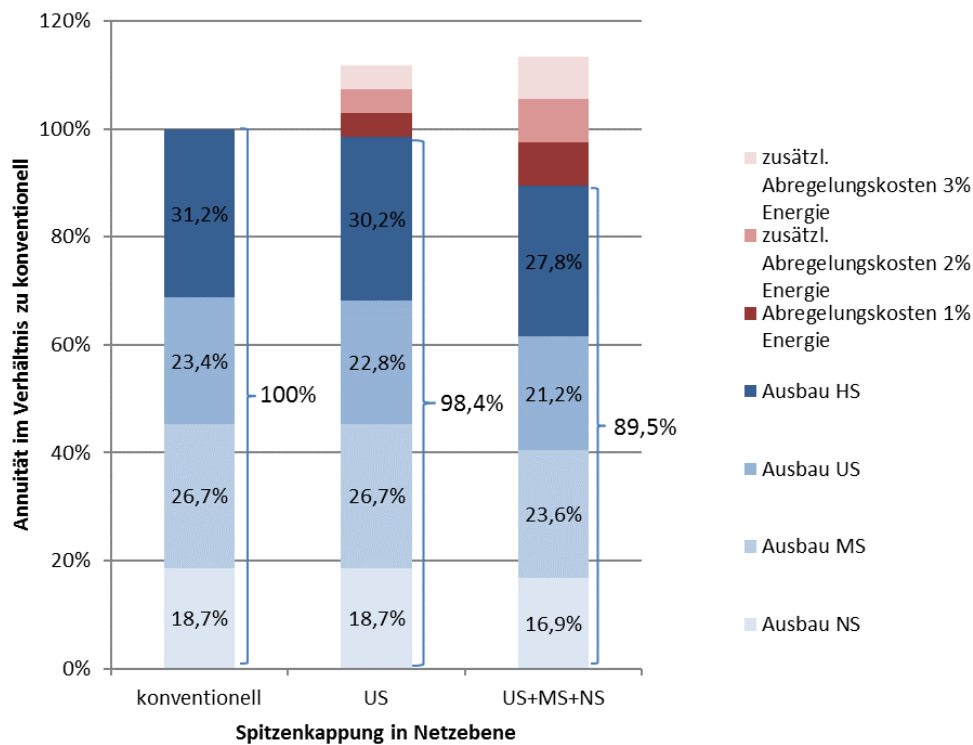


Abbildung 103: Netzausbaukosten und Wertsatz bei Spitzenkappung bis zur Hochspannungsebene^{1,2}

¹ gesamtwirtschaftliche Kosten als Annuitäten. Erstattungskostensatz 50 EUR/MWh. Mittleres Energieszenario 2034. ² jeweils flächiger Einsatz von statischer Spitzenkappung innerhalb der Netzebenen.

Allerdings kann der zuvor am Beispiel der Niederspannungsnetze erläuterte selektive Einsatz der Spitzenkappung abhängig von den konkreten Netzen und der Einspeisesituation weiterhin vorteilhaft bleiben. Gleichfalls bleibt die Spitzenkappung innerhalb der Hochspannungsebene relevant als Überbrückungsmaßnahme, um Netzausbau mit dem Zubau von Erneuerbaren Erzeugungsanlagen verbessert zu koordinieren.

Würde die flächige Spitzenkappung in der Hochspannungsebene durch die kumulierten Wirkungen des Einsatzes der ebenfalls flächigen Spitzenkappung in allen unterlagerten Netzebenen ergänzt, ließe sich der Netzausbau über alle Verteilnetzebenen mit insgesamt 10,5 Prozent sehr wesentlich vermindern. Jedoch stünde diesem eingesparten Netzausbau die in ebenfalls sehr hohem Umfang abgeregelte Energie gegenüber, welche bis auf statisch leistungsbegrenzte Anteile aus der Niederspannung grundsätzlich erstattungspflichtig wäre. Unter den im Grundfall angenommenen Erstattungskostensätzen wäre dann kein gesamtwirtschaftlicher Vorteil erzielbar.

Eine Halbierung der angenommenen Erstattungskostensätze würde aber bereits zur Parität mit dem konventionellen Netzausbau führen und weitere Verminderung der Erstattungskostensätze die flächige Spitzenkappung vorteilhaft werden lassen. Ebenso könnten hohe Anteile an statisch leistungsbegrenzten Anlagen in der Niederspannung und dynamische Spitzenkappung ab der Mittelspannung die erstattungspflichtig abgeregelte Energie soweit reduzieren, dass bereits unter den Erstattungskostensätzen des Grundfalls eine gesamtwirtschaftliche Vorteilhaftigkeit erzielbar wäre.

6.7.5 Rückwirkungen auf die Übertragungsnetze

Die zwischen den Verteilnetzen und dem Übertragungsnetz möglichen Wechselwirkungen einer im operativen Betrieb der Netze mittels Einspeisemanagement umgesetzten Spitzenkappung und dem für die Systemführung als System- bzw. Netzsicherheitsmaßnahme relevanten Einspeisemanagement sind in vorangegangenen Bewertungen nicht abgebildet.

Das Einspeisemanagement stellt dabei eine wesentliche Netzsicherheitsmaßnahme dar, die überwiegend durch die Übertragungsnetzbetreiber und zunehmend auch durch die Betreiber von Verteilnetzen mit hohem Anteil an Einspeisung aus Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen beansprucht wird.

Wird das Einspeisemanagement in den unterlagerten Netzen bereits aufgrund der umfassenden Anwendung der Spitzenkappung zur Reduktion des Netzausbaubedarfs eingesetzt, kann dies zu verminderter Flexibilität im Abruf dieser Netzsicherheitsmaßnahme durch überlagerte Netzbetreiber führen. Die infolge der Spitzenkappung auf der eigenen Netzebene bereits abgerufenen Abregelungspotenziale sind dann nicht mehr verfügbar, um auf Anforderung als Netzsicherheitsmaßnahme an überlagerte Netzbetreiber bereitgestellt zu werden.

Diese mögliche Wechselwirkung kann zu erhöhtem Netzausbaubedarf in den überlagerten Netzen, insbesondere auch in den Übertragungsnetzen, führen. Es besteht zudem die Möglichkeit, dass in Situationen hoher Systemauslastung die konkreten Abregelungen in den Verteilnetzen in Hessen (Mitte/Süd-West) den engpassbehebenden Maßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber (Einspeisungsreduktion in Nord-Ost, Einspeisungserhöhung in Süd-West) entgegenlaufen. Auch hieraus können erhöhte Anforderungen an den Ausbau der Übertragungsnetze folgen. Die Wechselwirkungen sollten in koordinierten Netzplanungen berücksichtigt werden.

6.8 Chancen-/Risikobetrachtung zu Netzausbau und Ersatzinvestitionen

Für die Verteilnetze in Hessen wurde ein wesentlicher Netzausbaubedarf berechnet, der erforderlich wird, um die Kapazitäten für den Anschluss und die Verteilung von zusätzlicher Einspeisung aus Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen und des hinzukommenden Verbrauchs bereitzustellen.

Dieser Netzausbau erfolgt zusätzlich zu dem Netzausbau, der von Netzbetreibern aus anderen Gründen wie beispielsweise zur Verbesserung des Betriebs oder der weiteren Erhöhung der Versorgungssicherheit durchgeführt wird. Des Weiteren erfolgt der Netzausbau parallel zu den regelmäßigen Maßnahmen für den zustands- bzw. altersbedingten Ersatz von Netzbetriebsmitteln.

Aufgrund des historischen Netzausbauverlaufs ist im Besonderen für die Ersatzinvestitionen in den kommenden Jahren eine wesentliche Häufung zu erwarten. Weil die materiellen und personellen Ressourcen zur parallelen Durchführung von Projekten im spezialisierten Marktsegment der Stromnetze begrenzt sind, kann hoher Netzausbaubedarf in Verbindung mit zeitgleichen hohen Ersatzinvestitionen zu Ressourcenengpässen führen, aus welchen wiederum Risiken einer nachfragebedingten Verteuerung oder einer ressourcenbedingt verzögerten Umsetzung des Netzausbaus folgen können. Umgekehrt kann bei geeigneter zeitlicher und räumlicher Überlappung von Netzausbau und Ersatzinvestitionen ein zusätzliches Potenzial entstehen, die Netzausbaukosten aus gesamtwirtschaftlicher Sicht in Einzelfällen weiter zu reduzieren.

Für die dezidierte Ermittlung der Potenziale einer zusätzlichen Koordinierung von Netzausbau und Ersatzinvestitionen wäre eine mit der Netzplanung kombinierte Assetsimulation erforderlich. Hierzu bedürfte es grundsätzlich auch der Kenntnis der zeitlichen Anordnung von Netzausbaumaßnahmen zwischen den Stützjahren und einer gesonderten gekoppelten Einzelsimulation unter Einbezug von vollständigen Zustands- bzw. Altersdaten aller betrachteten Netzbetriebsmittel (beispielsweise [55] und [56]). Für die laufende Regulierungsperiode müssten darüber hinaus Ersatz- und Neubauanteile bewertet werden, die sich nur bei Einzelplanung geeignet darstellen lassen. Die für nur einige Netzbetreiber verfügbaren Altersdaten für Netzbetriebsmittel deuten weiterhin auf für bei den Netzbetreibern in Hessen sehr verschiedene Altersverteilungen der Netzbetriebsmittel hin, die sich verzerrend auf eine Hochrechnung auswirken können und einer weiteren Verallgemeinerung entgegenstehen.

Daher werden im Rahmen der Verteilnetzstudie Chancen-/Risikobetrachtungen anhand einer wahrscheinlichkeitsorientierten Bewertung der möglichen zeitlichen und räumlichen Überlappung von Netzausbau und Ersatzinvestitionen angestellt.

Für die Einschätzung der möglichen zeitlichen Überlappung von Netzausbau und Ersatzinvestitionen wird als Referenz der bundesweite zeitliche Verlauf von Netzinvestitionen nach Statistiken des BDEW [57] und [58] herangezogen.

Nach Normierung kann in diesem Verlauf der Netzinvestitionen ein langfristiger Investitionszyklus für die Netze in Deutschland beobachtet werden, der sich auch weitgehend unabhängig von den Veränderungen der Regulierung, den bisherigen Regulierungsperioden und dem durch die Energiewende induzierten Netzausbaubedarf wiederholt (vergleiche Abbildung 104). Unter der Annahme, dass dieser Verlauf zeitlich fortgeschrieben werden kann und die zeitlichen Annahmen der Energieszenarien gelten, lässt sich für den bis 2024 erforderlichen Netzausbau die zeitgerechte Umsetzbarkeit ohne zusätzliche kostentreibende Effekte des Investitionszyklus erwarten. Bis 2034 werden allerdings Netzausbaubedarf und Investitionszyklus wesentlich miteinander überlappen, so dass ohne geeignete Entzerrung der Maßnahmen eine hohe Ressourcenkonkurrenz erwartet werden kann, aus der Kostensteigerungen oder verzögerte Umsetzung folgen können.

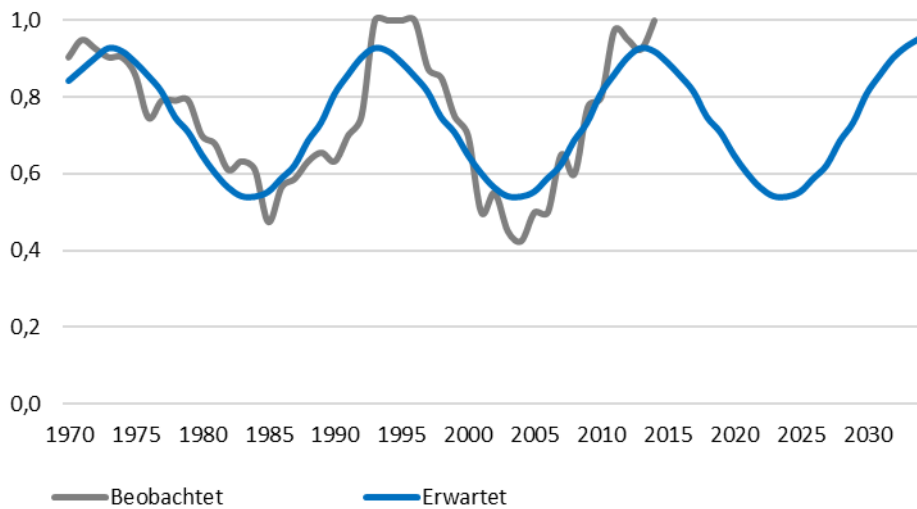


Abbildung 104: Historische Investitionen und langfristiger Investitionszyklus in Stromnetze (normiert)¹

¹ Investitionszyklus bezogen auf die Gesamtheit der deutschen Netzbetreiber. Abhängig von den Altersstrukturen der Netze, können Ersatzinvestitionsspitzen bei einzelnen Netzbetreibern bereits früher eintreten.

Sofern Netzausbaumaßnahmen und Ersatzinvestitionen sowohl zeitlich als auch räumlich zusammenfallen, kann Potenzial für zusätzliche gesamtwirtschaftliche Einsparungen entstehen. Beispielsweise können bei einer eng koordinierten Umsetzung beider Maßnahmen sonst wiederholt auszuführende Aufwände eingespart werden (z. B. Grabenarbeiten für Kabelersatz und Parallelkabel). Sofern der Bedarf für kapazitätserhöhende Maßnahmen festgestellt wurde, könnten geeignete Ersatz- und Netzausbaumaßnahmen gegebenenfalls zusammengefasst werden (z. B. Verzicht auf identischen Ersatz: Einbau von Leitungen höheren Querschnitts bzw. Einbau von Transformatoren höherer Leistungsklassen anstelle Ersatz und Hinzufügen weiterer Transformatoren). Derartige Synergien werden von den Netzbetreibern bei der Einzelplanung teilweise berücksichtigt und können sich auf die Menge der umzusetzenden Maßnahmen und damit anteilig auch positiv auf die Netzausbaukosten auswirken. Gesonderte Effekte sind im Zuge von Technologieumstellungen möglich, wenn beispielsweise wie in Hessen verschiedentlich anstehend, ein Austausch von gasisolierten (SF₆-) Schaltanlagen durch Freiluftschaltanlagen vorgenommen werden soll.

Aufgrund der, durch die vielen zusätzlichen Nebenbedingungen und planerischen Freiheitsgrade nur im konkreten Projekt planbaren, koordinierten Aufwände bzw. der nur bei Einzelplanung konkret darstellbaren, Ersatz und Ausbau zusammenfassenden, Lösungen für Netzausbaumaßnahmen lässt sich der Kosteneffekt ohne weitere umfangreiche Annahmen nicht verallgemeinert abbilden oder hochrechnen.

Jedoch lässt sich über die wahrscheinlichsorientierte Bewertung des mengenbezogenen Effekts eine gesamtwirtschaftliche Relevanz intensiver Koordinierung von Netzausbau und Ersatzinvestitionen abschätzen.

Für die Abschätzung dieses mengenbezogenen Effekts wird mit Schwerpunkt auf den Niederspannungsnetzen für Kabel und Transformatoren die Ersatzinvestition im Bereich

der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern entsprechend der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV, Anlage 1 zu § 6 V 1) angenommen. Es wird des Weiteren unterstellt, dass eine Verschiebemöglichkeit der Ausbaumaßnahme bzw. der Ersatzinvestition in einem Zeitraum von fünf Jahren zum Stützjahr besteht. Die Ersatzwahrscheinlichkeit für den Fünfjahreszeitraum zum Stützjahr 2034 wird gegenüber der Gleichverteilung mit dem Investitionszyklus moduliert.

Der in den Netzplanungen ermittelte Bedarf (Netzkilometer Kabel) an Querschnittserhöhung für Leitungen konzentriert sich auf rund dreißig Prozent der Netze (im Median). Damit folgt die Wahrscheinlichkeit, dass Netzausbau und Ersatzinvestitionen zeitlich und räumlich zusammenfallen mit 2,2 Prozent (vergleiche Abbildung 105).

Für Transformatoren wurden Maßnahmen zum Austausch durch Anlagen höherer Leistungsklasse und Einbau zusätzlicher Transformatoren ebenfalls in etwa einem Drittel der Netze (im Median) berechnet. Infolge der kürzeren gewöhnlichen Nutzungsdauer stellen sich hier die zeitlich-räumlichen Überlappungswahrscheinlichkeiten umfangreicher ein (5,7 Prozent), wobei allerdings bauliche Beschränkungen nicht berücksichtigt sind.

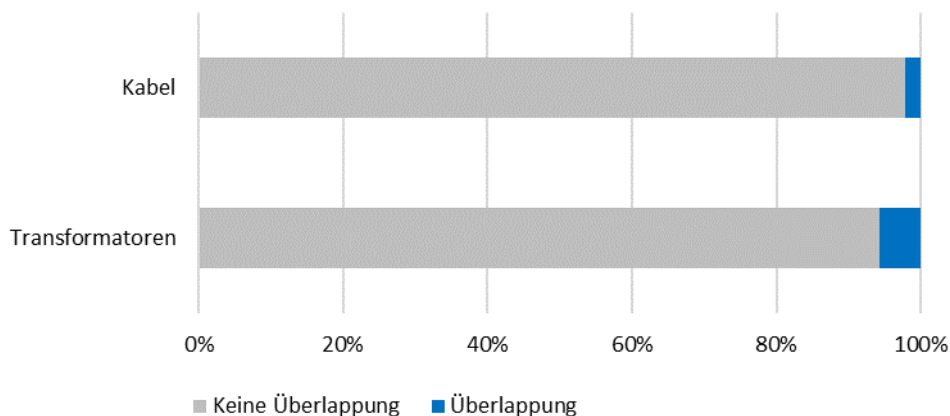


Abbildung 105: Zeitlich-räumliches Zusammenfallen von Netzausbau und Ersatzinvestition¹

¹ *abgebildet für die betrachteten Realnetze der Niederspannung.*

Sofern sich die mengenbezogenen Effekte vollständig auf eingesparte Gesamtkosten für Netzausbau und Ersatzinvestition abbilden ließen, würden diese anteilig auf die Ersatzinvestition und den eingesparten Netzbedarf angerechnet werden müssen. Die gegenüber dem zuvor ermittelten Netzausbaubedarf erzielbaren Kosteneinsparungen würden zwar in unternehmerisch relevantem Umfang entstehen können, allerdings erwartungsgemäß noch deutlich unter dem Einsatz wirksamer innovativer Maßnahmen liegen.

7 Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen

Im Rahmen der Verteilnetzstudie Hessen wurden umfassende Anstrengungen unternommen, um eine möglichst belastbare und detaillierte Abschätzung der in Hessen zu erwartenden Zubauentwicklung für Erneuerbare Energien und für neue elektrische Verbraucher sowie den dadurch bedingten Netzausbau und die zu erwartenden Netzausbaukosten zu treffen. Um dieses Ziel zu erreichen, wendet die Verteilnetzstudie auf einer sehr detaillierten Datenbasis eine wesentlich weiterentwickelte Methodik an, welche im Besonderen durch die folgenden Merkmale charakterisiert ist.

- hohe räumliche Auflösung mit rund 3000 erweiterten Ortslagen bei etwa 400 Gemeinden in Hessen,
- Netzplanung ausschließlich auf Basis realer Netze: über 670 Niederspannungsnetze, 60 Mittelspannungsnetze (entspricht 26 Prozent der Fläche Hessens) und acht Hochspannungsgruppen (entspricht 83 Prozent der Fläche Hessens),
- Betrachtung aller Netzebenen von der Niederspannung bis zur Höchstspannung (letztenannte als Randnetz),
- netzebenenübergreifende Berechnungen: kumulative Bewertung der Spitzenkapazität, integrierte Netzplanung für Mittelspannungs- und Niederspannungsnetze sowie Hochspannungsnetzplanung mit einem detaillierten Randnetzmodell des Übertragungsnetzes,
- probabilistische Netzberechnungen mit fünfzig Ausprägungen je Energieszenario für die Leistungs- und Standortverteilungen der angeschlossenen Erneuerbaren Energieanlagen, E-Kfz und Wärmepumpen (hausanschlusscharfe Zuordnung auf detaillierter GIS-Datenbasis, u. a. Solarkataster Hessen, Zensusdaten),
- automatisierte Netzplanung der realen Netze auf allen Verteilnetzebenen unter Anwendung abgestimmter Planungsprämissen,
- neben Zielnetzplanungen für 2024 und 2034 auch Netzplanungen entlang jahresscharfer Transformationspfade (konsequente Netzplanung) mit einem differenzierten Kostenmodell sowie
- Hochrechnung der Ergebnisse für Realnetze über multivariate funktionale Zusammenhänge auf Hessen.

7.1 Gesamtergebnis

Wenn der für die Verteilnetzstudie abgestimmte Energieszenariorahmen realisiert wird, werden in Hessen bis 2024 bzw. 2034 wesentliche Veränderungen bei der Einspeisung und dem Verbrauch von elektrischer Energie eintreten. Diese umfassen im Besonderen

- den Zuwachs an Einspeisung aus Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen um 108 Prozent (2024) bzw. um 239 Prozent (2034) und
- die Steigerung des Verbrauchs insbesondere durch Hinzukommen neuer elektrischer Anwendungen wie Elektromobilität, Wärmepumpen und Rechenzentren, um sechs Prozent (2024) bzw. elf Prozent (2034)

jeweils betrachtet für das mittlere Energieszenario und verglichen mit dem Jahr 2014.

Die Veränderung in der Erzeugungslandschaft wird wesentlich durch den Zubau von Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen geprägt sein (vergleiche Abbildung 106). Der Zubau und auch das Repowering von Windenergieanlagen werden dabei ausschließlich in den durch das Land Hessen dafür ausgewiesenen Windvorrangflächen erfolgen. In der Photovoltaik behalten die in der Niederspannung angeschlossenen Aufdachanlagen mit rund achtzig Prozent den deutlich überwiegenden Anteil an der betreffenden Einspeisung. Hier werden Regionen mit bereits heute hohen installierten Leistungen auch weiterhin vermehrt zubauen. Der regionale Zubau von Photovoltaik-Freiflächenanlagen lässt sich derzeit nur schwer prognostizieren. Für diesen wird von der bevorzugten Erschließung von Randstreifen ausgegangen.

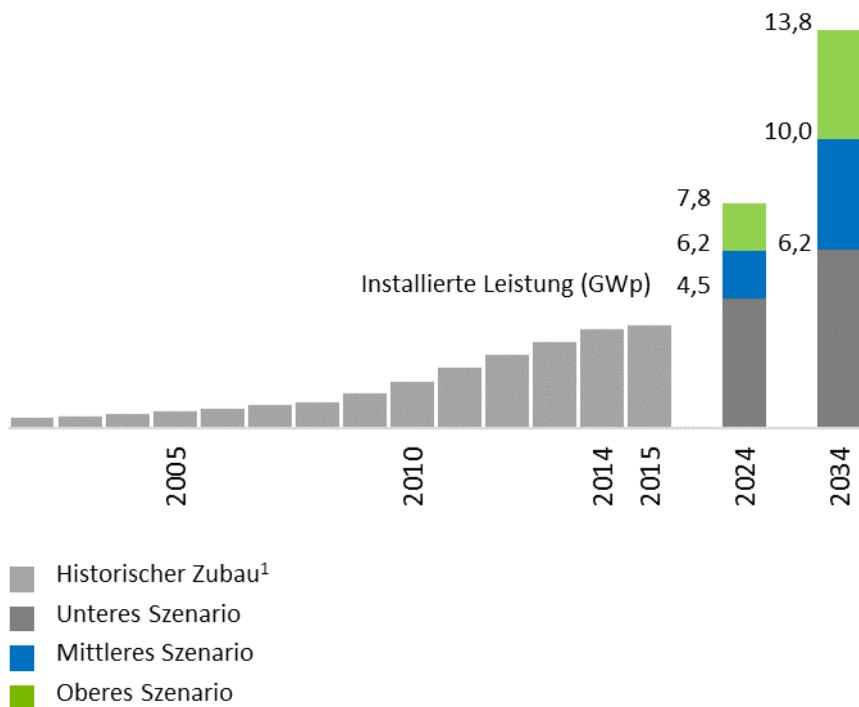


Abbildung 106: Zubau erneuerbarer Energien in Hessen

¹ bezogen auf Windenergie und Photovoltaik ohne sonstige Erneuerbare Energien

Für andere Arten der an die Verteilnetze angeschlossenen Erzeugung werden nur geringfügige Änderungen erwartet.

Mit dem Zubau an Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen wird der Anteil an Erneuerbaren Energien am elektrischen Verbrauch in Hessen auf 28 Prozent (2024) bzw. 43 Pro-

zent (2034) steigen. Er wird zugleich dazu führen, dass Hessen sich zukünftig in umfangreicherem Ausmaß selbst mit elektrischer Energie versorgen kann. Hessen bleibt aber unter den getroffenen Annahmen auch bis 2034 bilanziell ein Strom-Importeur für elektrische Energie.

Der heute vorliegende konventionelle Verbrauch wird grundsätzlich aufgrund von Effizienzmaßnahmen sinken, der Gesamtverbrauch an elektrischer Energie aber durch Sektorenkopplung und Integration neuer elektrischer Anwendungen insgesamt geringfügig wachsen. Die bereits beobachtbare räumliche Verlagerung des Zubaus durch demographischen Wandel und Bevölkerungsumzug vom Land in die Stadt wird fortgeführt und bekommt netzplanerische Relevanz.

Die Sektorenkopplung und neue elektrische Anwendungen sind in der Verteilnetzstudie durch E-Kfz, Wärmepumpen und Rechenzentren repräsentiert.

Die Diffusion von E-Kfz und der, zu deren Versorgung erforderliche, Ausbau der Ladeinfrastruktur wird sich überwiegend in den Ballungszentren und insbesondere in der Metropolregion konzentrieren. Die öffentliche und teilöffentliche Ladeinfrastruktur sowie Ladepunkte an Firmenstandorten und Fernverkehrsstraßen werden wesentlich ausgebaut. Dennoch wird für E-Kfz bis 2024 bzw. 2034 das Heimladen deutlich überwiegen (knapp achtzig Prozent Anteil an den Ladepunkten).

Der Zubau von Wärmepumpen ist unmittelbar an die Wohn- und Arbeitsstandorte der Bevölkerung gekoppelt. Er erfolgt überwiegend in den Ballungszentren.

Der Anschluss neuer Rechenzentren konzentriert sich auf die Metropolregion.

Der beschriebene Umbau des Energiesystems bildet sich auf die auslegungsrelevanten Planungsfälle für die Verteilnetze ab.

Ein Teil der Verteilnetze ist bereits heute ausreichend dimensioniert, um der prognostizierten Versorgungsaufgabe gerecht zu werden. Dennoch wird für einen großen Teil der Verteilnetze ein Netzausbau erfolgen müssen. So wird vielfach eine deutlich höhere Aufnahmefähigkeit der Verteilnetze für Einspeisung aus Erneuerbaren Energien benötigt. Im Schwachlast- bzw. Rückspeisefall entstehen in vielen, für die bisherige Versorgungsaufgabe optimierten, Verteilnetzen Spannungsgrenzwertverletzungen. Den Spannungsgrenzwertverletzungen und den Verletzungen der thermischen Belastbarkeit der Netzbetriebsmittel muss durch Verstärkung und Ausbau der Netze vorgebeugt werden. Durch die neuen elektrischen Anwendungen (E-Kfz und Wärmepumpen) entstehen höhere Verbrauchsspitzen im Starklastfall, denen ebenfalls in einigen Netzen durch geeignete Netzausbaumaßnahmen begegnet werden muss.

Die folgenden Zahlen zu Betriebsmittelverstärkungen und -erweiterungen beziehen sich auf das jeweilige Median-Zielnetz der Netzebenen im Stützjahr 2034 für die untersuchten Realnetze bei konventionellem Netzausbau. Die Verteilnetzstudie erwartet in den gerechneten Netzen einen durch die Energiewende bedingten Netzausbaubedarf in den Hoch- und Umspannebenen im Umfang von 1120 Kilometern an Netzoptimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen (Mehrfachzählung bei Kombinationen), 359 Kilometern an querschnittserhöhenden Netzausbaumaßnahmen sowie Ersatz und Neubau von 62 Transformatoren. Für die Mittelspannung wird der Netzausbau um 288 Kilometer neue Kabel und

Parallelleitungen sowie um 495 Kilometer Leitungen für den Anschluss neuer Anlagen erwartet. In der Niederspannung werden weitere 135 Kilometer querschnittserhöhende Maßnahmen verursacht sowie Ersatz und Neubau von 298 Transformatoren durchgeführt werden müssen. Die Größenordnung des in Hessen erforderlichen Netzausbaus ist mit Skalierung dieser Zahlen um 1,2 (Hoch- und Umspannung), 3,8 (Mittelspannung) bzw. 16,7 (Niederspannung) repräsentiert.

Der sonstige Netzausbau, der beispielsweise für eine verbesserte Betriebsführung oder zur Erhöhung der lokalen bzw. regionalen Versorgungssicherheit durchgeführt wird, ist darin nicht enthalten.

Die nachfolgend beschriebenen Netzausbaukosten für Hessen sind im Gegensatz zu dieser Größenordnungsangabe differenziert über funktionale Zusammenhänge über die erweiterten Ortslagen hochgerechnet.

Die mit dem betrachteten Netzausbaubedarf verbundenen Investitionen in die Verteilnetze in Hessen werden auf 570 Mio EUR zum Stützjahr 2024 bzw. 1.040 Mio EUR zum Stützjahr 2034 hochgerechnet (jeweils Mittelwerte des mittleren Energieszenarios, vergleiche Abbildung 107). Diese Netzausbaukosten stehen den Kosten des Zubaus von Erneuerbaren Energien und neuen Verbrauchern bzw. Ladeinfrastrukturen in Hessen gegenüber. Verglichen allein mit den Erneuerbaren Energien entspricht dies etwa sieben Prozent (2024) bzw. neun Prozent (2034) der Kosten für die hinzukommende installierte Leistung von Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen.

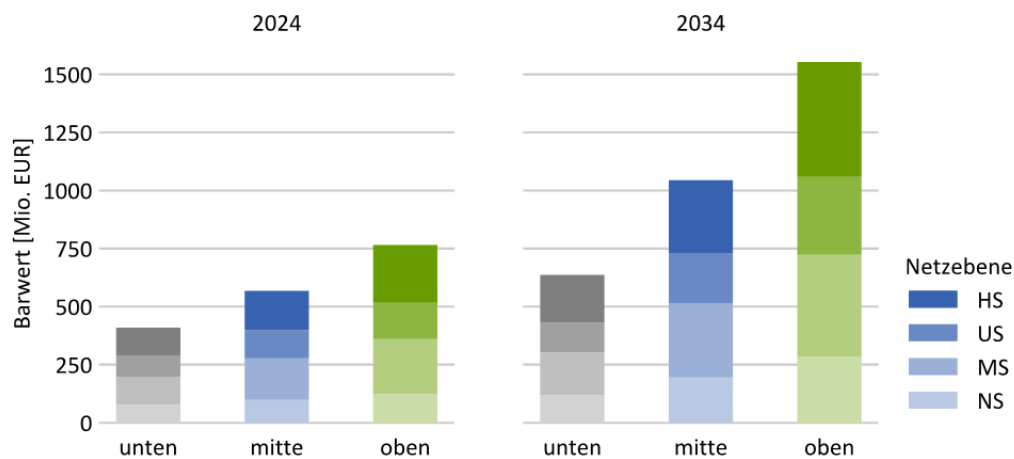


Abbildung 107: Hochrechnung des für die Stützjahre 2024 und 2034 erforderlichen Netzausbaus¹

¹ Kosten in Barwerten.

Sofern das untere Energieszenario realisiert werden sollte, vermindern sich die erwarteten Netzausbauinvestitionen auf 410 Mio EUR (2024) bzw. 640 Mio EUR (2034).

Beim Erreichen des oberen Energieszenarios werden höhere Investitionen von 770 Mio EUR (2024) bzw. von 1.550 Mio EUR (2034) erforderlich werden. Unter den zwischenzeitlich veränderten Rahmenbedingungen, welche sich deutschlandweit beschränkend auf die Zubaudynamik von Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen auswirken,

werden die Annahmen des oberen Energieszenarios aus gegenwärtiger Sicht ohne unterstützende Maßnahmen allerdings eher nicht zu den ausgewiesenen Stützjahren erzielt werden können. Die für die Stützjahre getroffenen Hochrechnungen des erforderlichen Netzausbaus werden dann mit Zeitverzug eintreffen und behalten ihre grundsätzliche Relevanz.

Unter der Annahme der abgestimmten Energieszenarien wird rund die Hälfte der Netzausbauinvestitionen bereits recht kurzfristig, d. h. bis zum Stützjahr 2024, durchgeführt werden müssen, wenn die vorgesehene Menge an Einspeisung aus Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen und der Verbrauch aus neuen elektrischen Anwendungen vollständig durch die Verteilnetze aufgenommen werden soll. Die für das mittlere Energieszenario für 2024 ermittelten Netzinvestitionen erweisen sich bei bilanzieller Betrachtung dabei als robust, insoweit sie bis 2034 auch bei einer insgesamt nur verzögert umgesetzten Energiewende in ihrem Betrag überwiegend gerechtfertigt sein werden.

Der ermittelte Netzausbaubedarf wird sich relativ homogen über die Netzebenen von Hoch-, Um-, Mittel- und Niederspannung verteilen und folglich Investitionen bei nahezu allen Netzbetreibern in Hessen bedingen. Die Herausforderungen unterscheiden sich dabei in den Netzebenen, wobei in der Niederspannung primär die weiter wachsende Einspeisung aus Photovoltaik-Aufdachanlagen und die Leistungen der neuen Verbraucher (Elektromobilität und Wärmepumpen) zu integrieren sind, während auf Mittel- und Hochspannungsebene vermehrt Netzausbau zur Integration zusätzlicher Einspeisung aus Windenergie- und Photovoltaik-Freiflächenanlagen sowie die damit verbundene, mögliche Neuansbindung von bisher nicht erschlossenen Windvorrangflächen zu bewältigen ist.

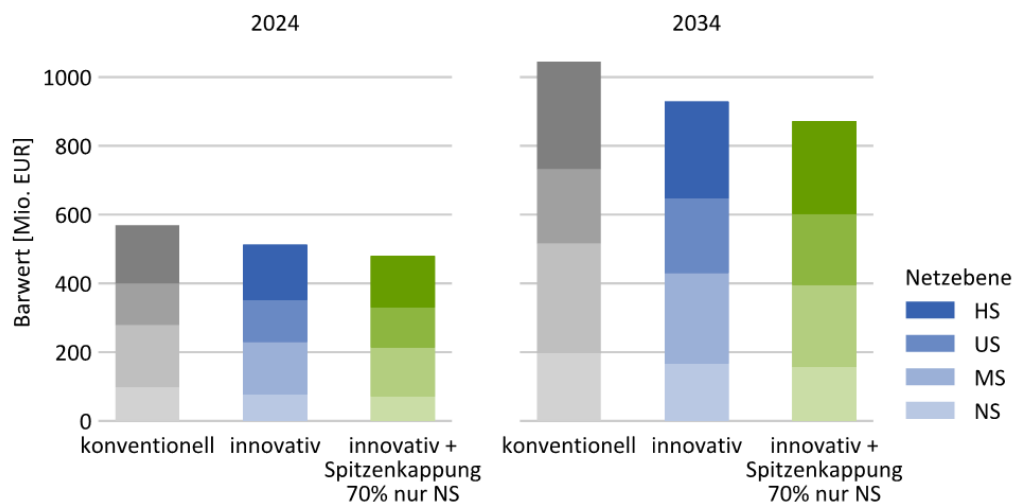


Abbildung 108: Kostensenkungspotenziale als gesichert verfügbar erachteter innovativer Technologien und Planungsansätze^{1,2}

¹ Kosten als Barwerte jeweils bezogen auf das mittlere Energieszenario des Stützjahres, ² als gesichert verfügbar werden dabei je Netzebene berücksichtigt: HS (Hochtemperaturleiterseile und Blindleistungsbereitstellung/Q(U)), MS (Leistungskompoundierung und Blindleistungsbereitstellung/Q(U)), NS (regelbare Ortsnetztransformatoren und Blindleistungsbereitstellung/Q(U), Spitzenkappung der Einspeisung aus Photovoltaik-Aufdachanlagen auf 70 Prozent der Nennleistung). Die je Netzebene genannten Maßnahmen sind die dort überwiegend wirksamsten Maßnahmen.

Der Verteilnetzausbau in Hessen lässt sich insgesamt reduzieren, wenn umfangreich von den neuen netzplanungsrelevanten Möglichkeiten des Einsatzes von innovativen Betriebsmitteln und von innovativen Planungsansätzen Gebrauch gemacht wird.

Werden nur die im gegenwärtigen Handlungsrahmen als gesichert verfügbar betrachteten innovativen Maßnahmen berücksichtigt, lassen sich die hochgerechneten Netzausbaukosten des mittleren Energieszenarios um rund zehn Prozent (2024) bzw. elf Prozent (2034), d. h. auf 510 Mio EUR (2024) bzw. 930 Mio EUR (2034) unter der Annahme einer Zielnetzplanung senken (jeweils Mittelwerte, vergleiche Abbildung 108). Als gesichert verfügbar werden dabei Hochtemperaturleiterseile (Hochspannung), Leistungskompoundierung (Mittelspannung), regelbare Ortsnetztransformatoren (Niederspannung) sowie über alle genannten Spannungsebenen die spannungsgeregelte Blindleistungsbereitstellung angesehen.

Eine zusätzliche Reduktion der Netzausbaukosten um jeweils sechs Prozent in den Stützjahren lässt sich erzielen, wenn ergänzend auch die ebenfalls bereits verfügbare Möglichkeit der Spitzenkappung in der Niederspannung angewendet würde. Die Spitzenkappung in der Niederspannung würde sowohl lokal in den betroffenen Netzen als auch kumulativ in den überlagerten Netzebenen wirken und damit zur Reduktion der Netzausbaukosten über alle Netzebenen beitragen können. Bei einer gesamtwirtschaftlichen Bewertung müssen diesen Einsparungen zusätzliche Kosten durch Wertersatz gegenübergestellt werden, welcher für die abgeregelte Energie (potenziell) zu leisten ist. Unter den getroffenen Erstattungskostenannahmen würde der Wertersatz in 2034 die annuitätischen Netzausbaukosten nicht aufwiegen. Die Spitzenkappung würde damit vorteilhaft sein. Sofern für die Zukunft angenommen werden kann, dass die heute überwiegende statische Leistungsbegrenzung für Photovoltaik-Anlagen in der Niederspannung, für die der Wertersatz gesetzlich bzw. durch Förderbedingungen als erbracht gilt, weiterhin angewendet würde, oder der Wertersatz zu erwarteten sinkenden Energiepreisen zu erstatten wäre, würde sich der gesamtwirtschaftliche Vorteil dieser Spitzenkappung weiter verbessern.

Durch eine netzdienliche Mitwirkung von Prosumer-Anwendungen ließe sich eine wesentliche zusätzliche Reduktion des Netzausbaubedarfs erzielen, wobei diese Reduktionspotenziale bei den heutigen beschränkten Möglichkeiten, diese Mitwirkung bedarfsgerecht zu aktivieren, nur mit höchsten Unsicherheiten erschlossen werden können. Umgekehrt muss jedoch mit zusätzlichem Netzausbaubedarf gerechnet werden, wenn Prosumer-Anwendungen zukünftig vorrangig marktorientiert agieren. Die Bandbreite der Auswirkungen des Prosumerverhaltens auf den Netzausbaubedarf ist insgesamt sehr hoch. Sie umfasst anhand einer Sensitivitätsbetrachtung am Beispiel der Niederspannung die mögliche Reduktion der Netzausbaukosten auf 61 Prozent und die mögliche Erhöhung auf 164 Prozent gegenüber den für den konventionellen Netzausbau ermittelten Netzausbaukosten (jeweils Mediane). Die gesamtwirtschaftliche Bewertung kann abhängig von heute nicht absehbaren wirtschaftlichen Kompensationsmechanismen ähnlich der Spitzenkappung von der Bewertung der reinen Netzausbaukosteneffekte abweichen.

Wie die vergleichenden Netzberechnungen der Zielnetz- und konsekutiven Netzausbauplanung ausweisen, werden die oben genannten erwarteten Netzinvestitionen deutlich

überschritten, wenn der Netzausbau entsprechend der gegenwärtigen betriebswirtschaftlichen Notwendigkeiten tatsächlich konsekutiv realisiert werden müsste. Durch die sich nur sukzessiv verändernde Versorgungsaufgabe würden dann vermehrt Netzausbau-pfade realisiert, die zu weniger effizienten Netzen führen, oder vereinzelt auch die wiederholte Verstärkung von Netzabschnitten erforderlich. Die in der Verteilnetzstudie durchgeführten Robustheitsanalysen zeigen auf, dass die Zusatzkosten des konsekutiven Netzausbaus zumindest in einem Teil der Verteilnetze, in denen der Netzausbaubedarf relativ unabhängig von der konkreten Regionalisierung neuer Einspeisung und neuen Verbrauchs ist, vermieden werden können, wenn Zielnetze zur regulatorischen und wirtschaftlichen Begründung von Netzausbaumaßnahmen herangezogen werden könnten.

Die Verteilnetzstudie nimmt aufgrund der angewendeten Zuordnungslogiken bereits eine netzübergreifend optimierte Planung von Anschlüssen an. Weiteres Potenzial zur Reduktion der Netzausbaukosten kann durch netzebenenübergreifende Netzausbauplanung erschlossen werden. Bei Bewertung der Netzausbaukosten für die getrennte und die gekoppelte Netzausbauplanung für Netze der Mittel- und Niederspannung wurde in einem beispielhaften Netzgebiet eine mögliche Einsparung von 26 Prozent ermittelt. Eine Reduktion der Netzgesamtkosten kann auch durch eine auf der Grundlage von Zielnetzplanungen vertiefte Koordinierung von Ersatzinvestitionen und Netzausbaunahmen erreicht werden. Die Wahrscheinlichkeit, dass beide innerhalb eines planungsrelevanten Zeitfensters zusammenfallen, wurde für die Niederspannung auf zwei (Kabel) bis sechs Prozent (Transformatoren) geschätzt.

7.2 Handlungsempfehlungen

Auf Grundlage der Auswirkungsanalyse und der Bewertung der damit gewonnenen Erkenntnisse leitet die Verteilnetzstudie Handlungsempfehlungen an die weitere Ausgestaltung des zukünftigen Verteilnetzausbaus in Hessen sowie das damit verbundene Planungsvorgehen ab. Durch kritische Evaluation der dieser Auswirkungsanalyse zugrundeliegenden Annahmen sowie der gegenwärtigen Rahmenbedingungen werden die Umsetzbarkeit dieser Handlungsempfehlungen geprüft und daraus ergänzende Handlungsempfehlungen abgeleitet, welche energiepolitischen, regulatorischen oder wirtschaftlichen Anpassungen aus Sicht der Verteilnetzstudie für einen wirtschaftlichen und nachhaltigen Netzausbau voraussetzungsschaffend bzw. unterstützend vorgenommen werden sollten.

Die resultierenden Handlungsempfehlungen sind zusammenfassend, thematisch gegliedert und mit Kennzeichnung ihrer jeweiligen primären Adressaten in der Abbildung 109 dargestellt. Sie werden nachfolgend in gegenüber der Abbildung veränderter Reihenfolge beschrieben. Dabei werden die Handlungsempfehlungen im Kontext der obigen Herleitungskette erläutert und die Abhängigkeiten zwischen den Empfehlungen über die Reihenfolge verdeutlicht. Die den Handlungsempfehlungen vorangestellten Indizes referenzieren zur Orientierung auf die Abbildung 109 zurück.



Abbildung 109: Übersicht über die Handlungsempfehlungen der Verteilnetzstudie

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

Die Auswirkungsanalyse der Verteilnetzstudie baut auf den Annahmen eines mit den Beteiligten abgestimmten Energieszenariorahmens auf, der eine nachhaltige Transformation des Energiesystems im Rahmen der Energiewende beschreibt und insbesondere das zeitgerechte Erreichen der energiepolitischen Zubauziele für Erneuerbare Energien voraussetzt. Die Analysen bestätigen die Umsetzbarkeit der bis 2034 zutreffenden Zubauziele mit heutigen Technologien auf den bekannten Potenzialflächen. Im oberen Energieszenario wären sechzig Prozent der Windvorrangflächen und 22 Prozent der bekannten Photovoltaik-Potenzialflächen zu erschließen und damit sowohl der Zubau rechnerisch möglich als auch Reserven für weiteren Zubau sichergestellt.

Während sich der Zubau an Erneuerbarer Energieerzeugung in Hessen noch in den letzten Jahren beschleunigen konnte [2], ist unter den zwischenzeitlich veränderten Rahmenbedingungen die Erfüllung der Zubauziele des Landes sowohl zeitlich als auch bilanziell nicht uneingeschränkt gewährleistet. Dieser Zubau ist unter anderem aufgrund veränderter Förderbedingungen deutschlandweit zeitweise verlangsamt worden [59]. Auch ist durch die auf Bundesebene inzwischen eingeführten Ausschreibungsverfahren für Photovoltaik und Windkraft an Land ein grundsätzlich zu begrüßender Wettbewerb geschaffen worden, der sich aber gemessen an den Bezuschlagungen der bereits durchgeführten Ausschreibungen ungünstig auf den Zubau Erneuerbarer Energieerzeugung in Hessen auswirkt und generell Regionen bevorzugt, deren Ertragspotenziale höher bzw. deren Anlagenschließungskosten niedriger sind, als beispielsweise in den für Hessen vorherr-

schenden Waldstandorten für Windenergieanlagen. Der Anteil der in diesen Ausschreibungen erreichten Zuschlagsmengen (installierte Leistung) an den insgesamt bezuschlagten Mengen betrug 5,2 Prozent für Windenergieanlagen (vergleiche [60]) und nur 0,9 Prozent für Photovoltaik-Freiflächenanlagen (vergleiche [24] [25]).

Ein nachhaltiger und wirtschaftlicher Ausbau der Verteilnetze setzt die Stabilität der Planungsannahmen, insbesondere für die den Ausbau treibende Erneuerbare Energieerzeugung, voraus. Um den erwarteten Zubau unter den neuen Rahmenbedingungen zu erreichen, sollten daher die Möglichkeiten der Unterstützung des regionalen Zubaus überprüft werden. Mögliche Ansätze hierfür zielen auf die Minderung der initialen Risiken von Zubauprojekten oder die Stärkung kommunaler Investitionen, mit denen zugleich positive Folgewirkungen auf die regionale Wertschöpfung eintreten können (vergleiche [61]).

Im Besonderen sollten die bundesweiten Ausschreibungsverfahren dahingehend überprüft werden, ob geeignete Ausgleichsverfahren (z. B. Korrekturfaktoren/Regionalfaktoren) eingesetzt werden können, um die Unterschiede in der standortbedingten Wettbewerbssituation abzubilden. Diese Maßnahme würde verstärkt die Energiesystemeffizienz anstelle lediglich der Anlageneffizienz gewichten und damit verminderten Netzausbaubedarf durch verbrauchsnahe Zubau in die Bewertung einbeziehen sowie vermehrt die gesamtwirtschaftliche Vorteilhaftigkeit bewerten.

In Bezug auf die Diffusion neuer Verbraucher, wie den in der Verteilnetzstudie betrachteten E-Kfz und deren Ladeinfrastruktur sowie Wärmepumpen, liegen zusätzliche Unsicherheiten vor. Einerseits soll die Diffusion vorrangig über die Mechanismen des Marktes erfolgen. Andererseits wurden aufgrund der preisbedingten Wettbewerbsfähigkeit auch unter den bisherigen Anreizmodellen (z. B. Steuerbefreiung, Kaufprämie) nicht die gewünschten Diffusionsraten erzielt. Vor diesem Hintergrund und der in der Verteilnetzstudie ermittelten wesentlichen Auswirkungen dieser neuen Verbraucher auf den Netzausbau sollten zusätzliche Kenntnisse über die Verhaltensweisen und Lenkungsmöglichkeiten für neue Verbraucher geschaffen werden (vergleiche Handlungsempfehlung 21), um die Diffusion der neuen Verbraucher gezielter motivieren zu können.

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

Das Land Hessen hat Windvorrangflächen unter Berücksichtigung von Windpotenzial, Akzeptanz- und Nachhaltigkeitskriterien ausgezeichnet, um die Verfügbarkeit der notwendigen Flächen für den Zubau von Windenergieanlagen sicherzustellen. Zugleich hat das Land Regelungen dahingehend getroffen, dass der Zubau neuer Windenergieanlagen und auch das Repowering zukünftig nur innerhalb dieser Vorrangflächen möglich wird. Im Ergebnis verbessern sich die Planbarkeit der Erzeugungsstandorte für Anlagen- und Netzbetreiber und die damit verbundenen Möglichkeiten, den Netzausbau effizient und nachhaltig zu gestalten.

In der Verteilnetzstudie wurde durch vertiefende Analyse in der Mittelspannungsebene ermittelt, dass ein wesentlicher Anteil des gesamten Netzausbaubedarfs (in der Mittel-

spannung rund sechzig Prozent) in Hessen auf den Anschluss Erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen zurückzuführen ist. Die a-priori Kenntnis der möglichen Standorte von Windenergieanlagen und ihres Zubaupotenzials verbessert unter verbleibender Unsicherheit des tatsächlichen Erschließungsgrads und -pfades der Vorrangflächen die Möglichkeiten dafür, die Netzanschlüsse nachhaltig zu dimensionieren oder gestufte Netzausbauplanungen vorzunehmen.

Für Photovoltaik-Freiflächenanlagen sind derzeit keine Vorrangflächen ausgewiesen. Tatsächlich sind die Potenzialflächen für Photovoltaik-Freiflächenanlagen in Hessen derzeit nicht abschließend bekannt, so dass die Vorteile der für Windenergieanlagen bereits geschaffenen genaueren Planungsgrundlage hierfür nicht realisiert werden können. Deshalb erscheint es sinnvoll, die Ausweisung von Vorrangflächen auch für Photovoltaik-Freiflächenanlagen vorzunehmen, um die Planbarkeit des Netzausbaus weiter zu verbessern.

Bei Erstellung der Versorgungsaufgaben für die verschiedenen Netze wurde in der Wirkungsanalyse ebenfalls festgestellt, dass sich infolge der Ausweisung der Windvorrangflächen in einigen Netzgebieten entgegen der allgemeinen Entwicklung ein Rückgang der Einspeisung aus Windenergieanlagen einstellt. Dieser Rückgang geht darauf zurück, dass die betroffenen Netzgebiete außerhalb von Windvorrangflächen liegen und folglich nach Erreichen der maximalen wirtschaftlichen Nutzungsdauer von Windenergieanlagen ein ersatzloser Rückbau dieser Anlagen erfolgt. Werden die wirtschaftlichen Nutzungsdauern der Windenergieanlagen (rund zwanzig Jahre) mit denen der Netzbetriebsmittel (über vierzig Jahre) verglichen, stellt sich in solchen Netzgebieten rückwirkend eine Fehlallokation der Netzinvestitionen ein, die sich über lange Zeiträume negativ auf die Gesamtwirtschaftlichkeit der Netze auswirkt. Um dies zu vermeiden, sollten die Vorrangflächen grundsätzlich sehr langfristig ausgewiesen und die Kriterien zur Ausweisung der Vorrangflächen konsensorientiert, auch unter Berücksichtigung spezifischer Interessen wie Naturschutz und Akzeptanz (z. B. Abstandsregelungen), verstetigt werden.

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

Die Verteilnetzstudie ermittelt den erwarteten Netzausbaubedarf für das Land Hessen für die Stützjahre 2024 und 2034 auf der Grundlage von Zielnetzplanungen. Die in der Hochrechnung der Netzausbaukosten dargestellten, unter den Energieszenarioannahmen erforderlichen Netzausbaumaßnahmen, sind optimiert, die Netze ausgehend vom Ausbaustand im Referenzjahr 2015 unmittelbar so zu verstärken, dass sie die veränderte Versorgungsaufgabe in den Stützjahren erfüllen.

Im Vergleich zu den Zielnetzplanungen wurden für mehrere Netzebenen konsekutive Netzplanungen simuliert, um die Mehrkosten für den Netzausbau indikativ abzuschätzen, welche bedingt durch die in der Praxis aufgrund verschiedener Rahmenbedingungen, darunter die Unsicherheit über den zukünftigen tatsächlichen Zubau (Zubau menge und räumliche Zubauverteilung) von Einspeisungen und Verbrauchern und die für Verteilnetzbetreiber eingeschränkten Möglichkeiten, Maßnahmen durch Zielnetzplanungen zu begründen, realisiert wird.

Sofern die aus den Energieszenarien abgeleiteten Versorgungsaufgaben zu den Stützjahren tatsächlich eintreffen, können die Netzausbaukosten des konsekutiven Netzausbaus nicht unter denen des Zielnetzausbaus liegen. Für den Netzausbau auf Basis konsekutiver Netzausplanung können jedoch Mehrkosten gegenüber dem auf Zielnetzplanungen gestützten Netzausbau entstehen. Die betreffenden Mehrkosten wurden in einzelnen Hochspannungsnetzgruppen in Höhe von über dreißig Prozent und für die Mittelspannung von über 45 Prozent bewertet.

Aufgrund dieser hohen potenziellen Kostenunterschiede für den Netzausbau und die entlang der konsekutiven Netzausbaupfade für die Stützjahre im Vergleich zur Zielnetzplanung resultierenden, oftmals wirtschaftlich weniger effizienten, Netze, sollten Zielnetzplanungen auf allen Netzebenen bevorzugt durchgeführt und als Planungsgrundlage für den weiteren strategischen Netzausbau herangezogen werden.

Der gegen die Zielnetzplanung anführbaren Unsicherheit über den tatsächlich eintreffenden Zubau von neuen Einspeisern und Verbrauchern kann durch probabilistische Planungsverfahren in Kombination mit Robustheitsanalysen begegnet werden, welche das Erfordernis für Maßnahmen über eine relevante Anzahl von Energieszenarien sowie innerhalb der Szenarien variierten Zubaumengen und räumliche Zubauverteilungen überprüfen. In der Verteilnetzstudie wurden entsprechende Robustheitsanalysen für die Hochspannungs- und Niederspannungsebene demonstriert und damit sicher bzw. sehr wahrscheinlich erforderliche Maßnahmen herausgearbeitet.

Im Gegensatz zu den Zielnetzplanungsannahmen tritt die Veränderung der Versorgungsaufgabe im Zeitverlauf nur sukzessive ein. Die Umsetzung von in Zielnetzplanungen ermittelten Maßnahmen zu dem Zeitpunkt, in dem die bestehenden Netzbetriebsmittel die absehbar eintretende Versorgungsaufgabe nicht mehr erfüllen können, wird vielfach zeitweilige Überkapazitäten in den Netzen schaffen. Gegen den Einwand der Ineffizienz solcher Überkapazitäten stehen die Einsparungen aus anderenfalls für eine Interimszeit durchzuführende Netzinvestitionen, deren wirtschaftliche Nutzungsdauer bis zum erneuten Netzausbaubedarf auf den Zielzustand nicht erreicht wird, sowie die im Verhältnis zu den Investitionskosten nur geringen zusätzlichen Betriebs(mehr)kosten.

Des Weiteren können in geeigneten Netzen auch Maßnahmen wie die Spitzenkappung sowie zukünftig gegebenenfalls die netzdienliche Aktivierung von Prosumer-Anwendungen, auch dann, wenn deren dauerhafte Nutzung durch Anrechnung von Wertersatz gesamtwirtschaftlich nicht sinnvoll sein sollte, die Zeiträume bis zur effizienten Umsetzung investiver Maßnahmen überbrücken.

(4) Zielnetzplanungen für die Maßnahmenbegründung anerkennen

Anders als es aufgrund der Regulierung für die Übertragungs- und Hochspannungsnetze bereits gefordert und möglich ist, können Maßnahmen auf unterlagerten Ebenen der Verteilnetze gegenwärtig nur eingeschränkt mit dem strategischen Netzausbaubedarf aus Zielnetzplanungen begründet werden. Der tatsächliche Netzausbau in den Verteilnetzen kann daher unter Berücksichtigung der betriebswirtschaftlichen Risiken der Netzbetreiber folglich auch bei Anwendung von Zielnetzplanungen überwiegend nur dann vorgenommen werden, wenn konkrete Überlastungen von Netzbetriebsmitteln absehbar sind. Die

Maßnahmenbegründung und Effizienzbewertung erfolgen dann über den im relevanten Zeitpunkt bestehenden Netzausbaubedarf und die bezogen auf diesen konkreten Bedarf kostenminimalen Maßnahmen. Es bleibt eine wesentliche Herausforderung, solche Maßnahmen zu rechtfertigen, welche im Veranlassungszeitpunkt höhere Kosten als die kostenminimale Maßnahme aufweisen, aber insgesamt wirtschaftlich nachhaltiger sind, weil sie die Mehrkosten des konsekutiven Netzausbaus zu vermeiden helfen.

Wenn der langfristig optimale wirtschaftliche Ausbau der Verteilnetze im Rahmen der nachhaltigen Transformation des Energiesystems in der Energiewende angestrebt wird, sollten daher möglichst die regulatorischen Bedingungen für die Verteilnetze verbessert werden, um mittels Zielnetzplanungen die nur zeitweisen Mehrkosten von nachhaltigen Maßnahmen als effizient anerkennen zu können. Zugleich könnten durch Netzausbau auf der Grundlage von Zielnetzplanungen Vorteile für die Standortwettbewerbsfähigkeit von neuen Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen oder von auch großen Verbrauchern, wie beispielsweise Rechenzentren, geschaffen werden, weil erforderliche Netzkapazitäten bereits durch rechtzeitigen Netzausbau geschaffen werden und sich die Dauer von Anschlussvorhaben verkürzt.

Die dazu relevanten Abwägungen zwischen dem Risiko unnötiger Mehrkosten aus konsekutivem Netzausbau und dem Risiko aus Überinvestitionen aufgrund überschätzter Zubauentwicklungen für Einspeisungen und Verbrauch können auf technischer Seite durch probabilistische Netzplanungen und Robustheitsanalysen reduziert werden (vergleiche Handlungsempfehlung 3).

Um die Zielnetzplanungen zusätzlich zu objektivieren, bietet es sich an, alternative Referenzszenarien für Stützpunktjahre zwischen dem Land Hessen bzw. dem Regulierer, den Netzbetreibern und relevanten Interessengruppen abzustimmen und als gemeinschaftliche Planungsgrundlage einzusetzen.

Durch Zielnetzplanungen begründete Maßnahmen könnten dann grundsätzlich anerkannt werden, wenn sich diese über die Menge der abgestimmten Referenzszenarien und eine definierte Anzahl an stochastischen Energieszenario-Ausprägungen als robust erweisen. Dabei ist denkbar, die Robustheitsbewertung der Maßnahmen zusätzlich mit der Varianz der über alle Energieszenario-Ausprägungen ermittelten Netzausbaukosten zu koppeln, so dass Maßnahmen dann bestätigt werden, wenn sie innerhalb einer festgelegten tolerierten Spanne zu den wirtschaftlichsten Maßnahmen gehören.

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

Eine wesentliche Voraussetzung für die Belastbarkeit und Nachhaltigkeit von Netzplanungen und insbesondere von Zielnetzplanungen sind detaillierte Kenntnisse über die relevanten Lastflüsse an den Rändern der benachbarten gekoppelten Netze (Randnetze). In der Auswirkungsanalyse werden die Folgen unzureichender Kenntnisse über die betreffenden Randnetze im Besonderen durch die vertiefende Analyse des „Randnetzeffektes“ für die Netzplanung in der Hochspannungsebene sowie im Rahmen der netzebenenübergreifenden Netzplanung für Mittel- und Niederspannung bewertet.

Für die Hochspannungsnetze in Hessen hat die Verteilnetzstudie ermittelt, dass der Netzausbaubedarf ohne detaillierte Randnetze der vorgelagerten Netzebene überwiegend unterschätzt würde. Im Ergebnis würden Netzausbaubedarfe erst verzögert erkannt und die Vorteile der Zielnetzplanung nicht vollends realisiert werden können. Der Netzausbau würde vermehrt dem ineffizienteren konsekutiven Netzausbaupfad folgen. Im gegenteiligen Fall, d. h. bei überwiegendem Überschätzen des Netzausbaubedarfs, würden Netzausbaumaßnahmen geplant, für die sich der tatsächliche Bedarf nicht oder soweit vermindert einstellt, dass die damit verbundenen Netzinvestitionen nachträglich ineffizient würden (sogenannte Stranded Investments).

Anhand der netzebenenübergreifenden Netzplanung für Mittel- und Niederspannung wurde gezeigt, dass durch die iterativ verbesserte Kenntnis der jeweiligen Randnetze aus dem vorgeschlagenen Planungsvorgehen zusätzliches Potenzial für die Reduktion der Netzausbaukosten in gleicher Größenordnung wie durch den Einsatz wirksamer innovativer Maßnahmen resultieren kann.

Durch die Netzbetreiber wird der Austausch von relevanten Randnetzdaten vielfach bereits praktiziert. In der Hochspannung ist der Datenaustausch mit den Übertragungsnetzbetreibern überwiegend bereits üblich und wird durch die europäische Regulierung zunehmend institutionalisiert. Dennoch unterliegt der Datenaustausch bisher vielfach lediglich bilateral vereinbarten Prozessen oder fallweiser Praxis, so dass er in unterschiedlicher Qualität erfolgt. Für unterlagerte Netze, soweit diese durch voneinander verschiedene Netzbetreiber betrieben werden, ist der Datenaustausch oftmals reduziert.

Aufgrund der mit der Energiewende verbundenen zunehmenden beidseitigen Interaktionen der Netze wird der Einfluss genauerer Annahmen über die Randnetze weiter an netzplanerischer Relevanz gewinnen.

Die Bereitstellung der planungsrelevanten Daten für die detaillierte Randnetzmodellierung sollte folglich verstärkt und gegebenenfalls durch geeignete netzbetreiberübergreifende Regelungen unterstützt und vereinfacht werden.

Da sich die Lastflüsse und Netzauslegungsfälle in den Randnetzen entsprechend der jeweils zugrunde gelegten Annahmen über die Versorgungsaufgabe herstellen, sollten als weitere Voraussetzung für belastbare und nachhaltige Netzplanungen auch die Energieszenarien, aus denen die Versorgungsaufgaben abgeleitet werden, harmonisiert werden. Im besten Fall sollten Netzbetreiber dafür gemeinsame Referenzszenarien anwenden, die von der Politik, der Regulierung, den Netzbetreibern und weiteren Experten akzeptiert sind (vergleiche auch Handlungsempfehlung 4).

(6) Netz- und netzebenenübergreifende Maßnahmen berücksichtigen

In verschiedenen Situationen können kooperative bzw. gemeinsame netz- und netzebenenübergreifende Netzplanungen eine aus gesamtwirtschaftlicher Sicht wünschenswerte Reduktion des Netzausbaubedarfs und der damit verbundenen Netzausbaukosten erzielen, wobei entweder beidseitig positive Wirkungen mit vermindertem Netzausbau realisiert oder Netzausbaumaßnahmen, die in den Netzen gegenläufige Wirkungen erzielen, vermieden werden.

Dies tritt ein, wenn Netzausbaumaßnahmen ohnehin bereits direkte Auswirkungen auf mehrere Netze bzw. Netzebenen haben, wie beispielsweise Transformatortausch, -zubau oder die Neugründung von Ortsnetzstationen oder Umspannwerken. Ebenso treten netzübergreifende Effekte bei der Umsetzung von Blindleistungsbereitstellungsstrategien oder durch erhöhte Spannungsbandausnutzung bei Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren auf.

Im Besonderen für die Spitzenkappung zeigen die Sonderbetrachtungen zur Auswirkungsanalyse deutliche netzebenenübergreifende Effekte auf, wobei sich die Wirkung der Spitzenkappung ausgehend von den Niederspannungsnetzen bis in die Hochspannungsnetze kumuliert und damit eine Reduktion des Netzausbaus gleich in mehreren Netzebenen ermöglicht. Gleichzeitig kann ein zwischen den Netzbetreibern nicht abgestimmtes Ausschöpfen der Spitzenkappung über die Netzebenen aber auch Risiken für den Netzbetrieb nach sich ziehen, wenn dadurch für den Netzbetrieb erwartete Flexibilitätspotenziale des Einspeisemanagements aus unterlagerten Netzebenen nicht mehr zur Verfügung stehen.

Mit einer in der Auswirkungsanalyse durchgeführten iterativen netzebenenübergreifenden Netzplanung für Mittel- und Niederspannungsnetze konnte weiterhin aufgezeigt werden, dass durch umfassendere Berücksichtigung der Netzinteraktionen umfangreiche Einsparungen bereits beim konventionellen Netzausbau erzielt werden können. Bei dieser Netzplanung wurden exemplarisch Einsparungspotenziale von dreizehn Prozent im Vergleich zur für die Netzebenen separaten Netzplanung festgestellt. Durch die sich bei netzebenenübergreifender Netzplanung zusätzlich eröffnende Möglichkeit, auch die Betriebsgrenzen zu optimieren, können die Einsparungen (in den berechneten Netzen) verdoppelt werden.

Verbunden mit der hohen Anzahl neuer Einspeiser und neuer Verbraucher nehmen Netzanschlüsse einen wesentlichen Anteil an dem gesamten für Hessen erwarteten Netzausbau ein. In der Mittelspannung wird mit über sechzig Prozent sogar der mehrheitliche Anteil des Netzausbaus auf die Ausführung von Netzanschlüssen zurückgeführt werden. Abhängig von der räumlichen Nähe der anzuschließenden Einspeiser oder Verbraucher kann es gesamtwirtschaftlich vorteilhafter sein, wenn anstelle des anschlussverantwortlichen Netzbetreibers ein benachbarter Netzbetreiber den Netzanschluss vornimmt. Diese sogenannte Problematik des „kleinen Grenzverkehrs“ wird bei fortschreitendem Zubau neuer Einspeisungen und neuer Verbraucher bzw. auch bei der Erhöhung von Anschlusskapazitäten aus gleichen Gründen vermehrt auftreten, wenn die in den Energieszenarien modellierten Zubauziele realisiert werden.

In den Netzausbauplanungen und Kostenabschätzungen der Verteilnetzstudie sind diese Netzanschlüsse aufgrund der verwendeten Zuordnungsheuristiken bereits weitgehend netzübergreifend optimiert vorgenommen worden. Bei dem tatsächlich durchzuführenden Netzausbau können die dort bereits eingerechneten Einsparungen ebenfalls erzielt werden, wenn eine geeignete Kooperation bei der Netzplanung an Stellen mit wesentlichen Netzausbaubedarf bzw. wesentlichen Netzinteraktionen stattfindet.

Unter Annahme weiterer, diese netz- und netzebenenübergreifende Netzplanung unterstützender, Rahmenbedingungen (vergleiche Handlungsempfehlung 8) werden wiederum

die zuvor bereits empfohlenen harmonisierten Referenzszenarien und der Austausch relevanter Daten zu Randnetzen benötigt, um solche Netzplanungen zu ermöglichen. Ergänzend ist die gegenseitige Information über geplante Netzausbaumaßnahmen hilfreich, soweit dies mit den gesetzlich anerkannten, betrieblichen Geheimhaltungsinteressen der Netzbetreiber vereinbar ist.

Auf solcher Datengrundlage kann durch die Netzbetreiber präzisiert geprüft werden, in welchem der möglichen Netze neue oder verstärkte Netzanschlüsse gesamtwirtschaftlich vorteilhaft ausgeführt werden können.

Das in der Verteilnetzstudie vorgestellte iterative Planungsvorgehen für die netzebenenübergreifende Planung ist geeignet, auch ohne solche vorgelagerten Prüfungen kooperative Netzplanungen selbst dann zu realisieren, wenn aus zuvor genannten Gründen keine vollständige Transparenz der Netzdaten zwischen Netzbetreibern gewährt werden kann. Netzbetreiber sollten die Potenziale der Anwendung dieses Verfahrens evaluieren und dieses möglichst in die Praxis übertragen.

Unter den Bedingungen eines konsekutiven Netzausbaus würde eine von der geltenden Regulierung (vergleiche EEG §8 I) abweichende Möglichkeit für den Netzausbau kostensenkender sein, Anschlussvorhaben, soweit dies für die Netznutzer annehmbar ist, zu sammeln, um den gesamthaft vorteilhaften Netzanschluss zu ermitteln, anstelle die Netzanschlüsse unverzüglich umzusetzen. Der Mehrwert eines solchen Sammelns von Anschlussvorhaben für den Zweck der Optimierung des Netzausbaus relativiert sich aber mit Anerkennung von Zielnetzplanungen, welche im Besonderen den sonst als Nachteil für die Netznutzer entstehenden Zeitverzug vermeiden.

Wie es auch in den Auswirkungenanalysen widerspiegelt ist, geht der Einsatz von innovativen Maßnahmen überwiegend mit der Erweiterung oder der Verlagerung von betrieblichen Grenzwerten oder der verbindlichen Inanspruchnahme von anderenfalls als betriebliches Flexibilitätspotenzial (Einspeisemanagement, netzdienliche Aktivierung von Prosumer-Anwendungen) verbleibenden Netzreserven einher. Daher sollten netz- und netzebenenübergreifende Netzplanungen besonders auch dann in Betracht gezogen werden, wenn der Einsatz solcher innovativen Maßnahmen erfolgen soll.

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

Mittels einer dedizierten netzübergreifenden Auswirkungenanalyse wurden in der Verteilnetzstudie die Möglichkeiten der Kopplung von Hochspannungsnetzgruppen (110 kV Netzen) und die daraus resultierenden Kostensenkungspotenziale für den durch die Energiewende bedingten Netzausbau in Hessen untersucht. Dabei wurde angenommen, dass unter Berücksichtigung technischer Randbedingungen durch Kopplung von aufgrund der Charakteristik ihrer vorherrschenden Versorgungsaufgabe geeigneten Hochspannungsnetzgruppen ein Lastausgleich zwischen diesen erreicht werden kann, der zu Einsparungen von Netzausbau innerhalb der Netzgruppen führt.

Die durchgeführten Netzberechnungen verdeutlichen den Nutzen netzübergreifender Netzplanungen. Mit ihnen wurde festgestellt, dass sich zumindest unter den Annahmen

der Energieszenarien und den Fragestellungen der Verteilnetzstudie die Umsetzung solcher Kopplungen zwischen Netzgruppen in Hessen derzeit nicht gesamtwirtschaftlich vorteilhaft abbildet. Im Besonderen zeigt sich durch die netzübergreifende Netzplanung im ersten identifizierten Netzkopplungsfall, dass sich zwar für eine einzelne Netzgruppe durch die Kopplung eine durchaus wesentliche Reduktion der Netzausbaukosten erzielen ließe, diese aber durch infolge verlagerter Lastflüsse entstehendem zusätzlichen Netzausbaubedarf für eine andere Netzgruppe und die Kosten der Kopplung überkompensiert werden. Im anderen als relevant identifizierten Netzkopplungsfall überwiegen die Risiken von Stranded Investments den gegenwärtig bewerteten gesamtwirtschaftlichen Vorteil aufgrund der hohen Sensitivität zum erst zukünftig tatsächlich beobachtbaren räumlichen Zubau von Erneuerbaren Erzeugungsanlagen und neuen Verbrauchern.

Damit können die betrachteten konkreten Vorhaben für die Kopplung von Hochspannungsnetzen innerhalb von Hessen nicht (erster Netzkopplungsfall) bzw. derzeit nicht (zweiter Netzkopplungsfall) empfohlen werden, wenn deren vorrangiges Ziel darin besteht, eine Reduktion des durch die Energiewende bedingten Netzausbaus zu realisieren, und dabei allein die Kosten in der Verteilnetzebene berücksichtigt werden. Eine Berücksichtigung der Kosten der Übertragungsnetze kann diese Bewertung gegebenenfalls verändern.

Gleichwohl könnten in der Verteilnetzstudie aufgrund des regionalen Schwerpunkts nicht bewertete, aber für Plausibilisierungen herangezogene, landesübergreifende Kopplungen von Netzgruppen, welche Energie aus bereits jetzt umfassend erschlossenen Windenergiegebieten weiterleiten, Kostensenkungen durch Vermeidung anderenfalls sicher benötigter Netzverstärkungen realisieren.

Mittelfristig können des Weiteren auch andere Gründe, wie beispielsweise die Erhöhung der Versorgungssicherheit für die Metropolregion, Kopplungen von Hochspannungsnetzgruppen motivieren, für welche die hier getroffene Netzkostenbewertung und Empfehlung nicht gilt.

(8) Ausgleich für netzübergreifend realisierte Maßnahmen ermöglichen

In der Praxis kooperieren die Netzbetreiber bereits häufig, um insgesamt vorteilhafte Maßnahmen mittels netz- und netzebenenübergreifender Netzplanung zu realisieren. Auch die Regulierung schafft mit dem Erneuerbare Energien Gesetz (EEG §8 I) anhand des Netzanschlusses für Erneuerbare Energieerzeugungsanlagen eine Präzedenz für die Begründung, die für den Netzanschluss erforderlichen Maßnahmen anstelle durch den anschlussverantwortlichen Netzbetreiber durch den Netzbetreiber durchzuführen, zu dessen Netz sich ein insgesamt wirtschaftlicherer Netzanschluss realisieren lässt.

Der netz- und netzebenenübergreifenden Netzplanung wirken aber relevante (potenzielle) betriebswirtschaftliche Hemmnisse entgegen, die sowohl aus der renditeerhöhenden Anrechnung von Anlageinvestitionen als auch aus der renditemindernden Wirkung beeinflussbarer betrieblicher Kosten folgen.

Für die Ermittlung der regulatorischen Rendite und der renditewirksamen Kosten der Netzbetreiber wird derzeit allein der individuelle Anlagenbestand und die individuelle

Versorgungsaufgabe herangezogen. Sowohl Netzbetreiber, die aufgrund des gesamtwirtschaftlichen Vorteils auf innerhalb des eigenen Netzgebiets begründbare und (lokal) effiziente Anlageninvestitionen verzichten, als auch Netzbetreiber, die auf der Gegenseite beispielsweise Investitionen in innovative Betriebsmittel mit deren derzeit im Vergleich zu konventionellen Betriebsmitteln oftmals erhöhten renditewirksamen Betriebskosten übernehmen, schaffen sich zusätzliche wirtschaftliche Risiken.

Wenn der Ausbau der Verteilnetze gesamthaftwirtschaftlich optimiert umgesetzt werden soll, sollten diese betriebswirtschaftlichen Hemmnisse zumindest gemildert werden, indem alternativ beanspruchbare Möglichkeiten geschaffen werden, welche beispielsweise entweder einen (anteiligen) Ausgleich der zugunsten des gesamtwirtschaftlichen Vorteils zwischen den Netzbetreibern verschobenen Rendite- und Kostenallokation oder einer, diesen gesamtwirtschaftlichen Vorteil anrechnende, Effizienzbewertung für die Netzbetreiber abbilden.

(9) NOVA-Prinzip weiter strikt anwenden

Bei der Ermittlung des Netzausbaubedarfs und der resultierenden Netzausbaukosten für die Verteilnetze in Hessen wurde in der Verteilnetzstudie das NOVA-Prinzip (Netzoptimierung vor -verstärkung und vor -ausbau) angewendet. Für Netzplanungen in der Hochspannungsebene, für die das NOVA-Prinzip obligatorisch ist, wurden Netzoptimierungen und -verstärkungen explizit vor querschnittserhöhenden Netzausbaumaßnahmen angewendet. Die Übernahme der Maßnahmen in die Kostenbewertung erfolgte, wenn die Netzoptimierung bzw. -verstärkung günstiger als der Netzausbau ist. In allen weiteren Netzplanungen wurden über die heuristische Optimierung des Netzausbaus nach geringsten Kosten die kostengünstigeren Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen gegenüber aufwendigeren Netzausbaumaßnahmen bevorzugt.

Die Anwendung des NOVA-Prinzips erweist sich auch in den Netzplanungen der Verteilnetzstudie als effizient. In allen Netzebenen ließ sich Netzausbau durch Optimierungen, wie die netzkostenneutrale Anwendung von zielorientierter Blindleistungsbereitstellung, oder die unter Annahme statischer Anlagenleistungsbegrenzung in der Niederspannung umgesetzte Spitzenkappung vermeiden. In der Hochspannungsebene konnten durch berücksichtigte Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen (Freileitungsmonitoring, temperaturbeständige Aluminiumleiterseile, Hochtemperaturleiterseile) verschiedene querschnittserhöhende Maßnahmen entfallen bzw. auch der Umfang dennoch erforderlicher Netzausbaumaßnahmen durch Verringerung der zusätzlichen Leiterquerschnitte vermindert werden. Auf der Umspannebene wurden durch Optimierungsmaßnahmen wie die Zwangsbelüftung von Transformatoren die Betriebsmittelauslastungen erhöht, so dass der Netzausbau auch hier anteilig reduziert wurde. In der Mittelspannung führt verhältnismäßig geringe Investition in die Leistungskompoundierung zu sehr wesentlichen Einsparungen an sonst erforderlichem Netzausbau. Auch in der Niederspannung ließen sich für eine relevante Anzahl der betrachteten Netze (vierzehn Prozent in 2024) allein durch Umstufung der Ortsnetztransformatoren investive Netzausbaumaßnahmen insgesamt vermeiden.

Die hochgerechneten Netzausbaukosten lassen sich folglich in der Realität nur reproduzieren, wenn das NOVA-Prinzip über alle Netzebenen (weiterhin) konsequent angewendet wird.

Aus Sicht der Verteilnetzstudie zeichnen sich dabei die oben genannten Maßnahmen als besonders wirtschaftlich und elektrisch wirksam ab. Daher sollten diese Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen, d. h. der Einsatz von Leiterseilmonitoring, temperaturbeständigen Aluminiumleiterseilen und Hochtemperaturleiterseilen (Hochspannung), Zwangsbelüftung (Umspannebene), Leistungskompoundierung (Mittelspannung) und Transformatorumstufung (Niederspannung) sowie Q(U)-Regelung grundsätzlich auf ihre vorteilhafte Anwendbarkeit in konkreten Netzplanungen geprüft werden.

(10) Maßnahmen zu Netzerhalt und Netzausbau noch enger koordinieren

Der unter den angenommenen Energieszenarien für das Stützjahr 2034 erforderlich werdende Netzausbau wird überwiegend in einem Zeitraum durchgeführt werden müssen, in welchem bei Fortschreibung des langfristigen historischen Netzinvestitionsverlaufs zugleich mit insgesamt erhöhten Netzinvestitionen zu rechnen ist. Die Überlappung des durch die Energiewende bedingten Netzausbaus mit dem Netzinvestitionszyklus lässt erwarten, dass eine vermehrte Konkurrenz der materiellen und personellen Ressourcen eintritt, welche sich entweder vertuernd auf die Netzausbaukosten oder durch eine verzögerte Umsetzung des Netzausbaus und möglicherweise notwendig werdende Interimsmaßnahmen abbilden kann.

Um solchen Ressourcenengpässen und den resultierenden Mehrkosten für den Netzausbau vorzubeugen, sollten durch die Netzbetreiber zukünftig vermehrt und möglichst systematisch die Möglichkeiten überprüft und realisiert werden, den Netzausbau mit Netzersatzinvestitionen zu koordinieren.

Dabei können unter Anwendung von Zielnetzplanungen verschiedentlich Netzausbaumaßnahmen vorgezogen werden, um Ersatzinvestitionen zu vermeiden, wenn sich der Bedarf für diese Maßnahmen über durchgeführte Robustheitsanalysen als hinreichend wahrscheinlich erweist.

Sofern Netzausbaumaßnahmen und Ersatzinvestitionen sowohl zeitlich als auch räumlich nahe genug zusammenfallen, können zusätzliche positive Effekte auf die Gesamtkosten der Netze erzielt werden, wobei hiermit nicht notwendigerweise eine direkte Zurechenbarkeit auf den reduzierten Netzausbau begründet werden kann. Beispielsweise können sonst wiederholt durchzuführende Aufwände (wie Grabenarbeiten) für koordinierte Ersatz- und Ausbaumaßnahmen gemeinsam realisiert werden oder bei zusammenfassender Dimensionierung von Ersatz- und Ausbaumaßnahmen (z. B. Einsatz eines Transformators höherer Leistungsklasse anstelle von Ersatz und Zubau eines weiteren Transformators) insgesamt wirtschaftlichere Netze hergestellt werden.

Am Beispiel der Niederspannungsnetze wurde auf Grundlage der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern der Betriebsmittel und der über den Investitionszyklus modulierten zeitlichen Verteilung der Ersatzinvestitionen sowie dem für 2034 ermittelten Netzausbaubedarf eine rechnerische Wahrscheinlichkeit von über zwei Prozent (Leitungen) bzw.

knapp sechs Prozent (Transformatoren) hergeleitet, dass Ersatzinvestitionen und Netzausbaumaßnahmen zusammenfallen. Die zu erwarteten Kosteneinsparungen können unter diesen Annahmen aufgrund der vielen zusätzlichen Freiheitsgrade konkreter Netzprojekte und unternehmerischer Entscheidungsspielräume nicht robust geschätzt werden. Allerdings lässt sich erwarten, dass sich Gesamtnetzkosten zwar in geringerem Umfang als durch Einsatz innovativer Maßnahmen, jedoch in betrieblich relevantem Umfang mindern lassen.

Unter dieser Prämisse sollten auf Ebene der Einzelplanungen auch vermehrt Maßnahmen (wie nutzungsdauerverlängernde Wartung, vorverlagerter Ausbau oder Spitzenkappung) geprüft werden, welche auf die zeitliche Verschiebung von Ersatzinvestitionen oder Netzausbau Einfluss haben und helfen, die exemplarisch genannten Synergien zu realisieren.

(11) Innovative mit konventionellen Maßnahmen kombiniert optimieren

Die über die Energieszenarien für Hessen hergeleiteten und beschriebenen veränderten Versorgungsaufgaben der Verteilnetze führen zu einem wesentlichen Netzausbaubedarf in den kommenden Jahren. Für große Teile der Netze wird ein konventioneller Netzausbau notwendig werden, um neue Erneuerbare Energieerzeugungsanlagen anzuschließen oder um Netzkapazitäten zu schaffen, um die neuen Verbraucher zu versorgen.

Durch gezielten Einsatz von innovativen Maßnahmen können die erwarteten Netzausbaukosten gegenüber dem rein konventionellen Netzausbau deutlich reduziert werden. In der Hochrechnung auf das gesamte Land Hessen wird eine mögliche Reduktion der Netzausbaukosten um neun (2024) bis elf (2034) Prozent bei Einsatz lediglich der als gesichert verfügbar betrachteten innovativen Maßnahmen erwartet. In einzelnen Netzen kann der geeignete Einsatz innovativer Maßnahmen die Netzausbaukosten im Vergleich zum rein konventionellem Netzausbau noch deutlich stärker (um bis zu dreißig Prozent, bei netzdienlichem Einsatz von Prosumer-Anwendungen noch darüber hinaus) reduzieren.

Der kombinierte Einsatz von innovativen und konventionellen Maßnahmen kann zudem in verschiedenen Netzsituationen höhere Einsatzflexibilität schaffen als ein vergleichbar teurer rein konventioneller Netzausbau und damit eine nachhaltige Versorgungssicherheit auch dann wirtschaftlich sicherstellen, wenn für den noch erwarteten Zubau an neuen Einspeisern und Verbrauchern in den betrachteten Netzen erhöhte Unsicherheit besteht, wie sie in der Verteilnetzstudie als erhöhte Varianz der Netzausbaukosten für betroffene Netze abgebildet ist. Eine generelle Vorteilhaftigkeit der innovativen Maßnahmen ist allerdings nicht gegeben.

Für einen nachhaltigen und wirtschaftlichen Ausbau der Verteilnetze in Hessen sollten die konventionellen und die verfügbaren innovativen Maßnahmen grundsätzlich gemeinsam berücksichtigt werden. Der Einsatz von Maßnahmen und Maßnahmenkombinationen sollte für die auszubauenden Netze jeweils systematisch optimiert werden und sich nicht nach programmatischen Technologievorgaben richten.

Die in den Verteilnetzen in Hessen überwiegend vorteilhaften Möglichkeiten, innovative Maßnahmen gezielt einzusetzen, sind nachfolgend in den technischen Handlungsempfehlungen 12 bis 17, 19 sowie 22 dargestellt. Den Einsatz dieser innovativen Maßnahmen aus

Sicht der Verteilnetzstudie begünstigende Voraussetzungen werden mit den Handlungsempfehlungen 18, 20, 21, 23 und 24 erläutert.

(12) Lokale Blindleistungsbereitstellung zielgerichtet einsetzen

Als gegenwärtig bereits sicher verfügbare innovative Maßnahmen wurden in der Verteilnetzstudie verschiedene Formen der Blindleistungsbereitstellung ($\cos \varphi = \text{fix}$, $\cos \varphi (P)$ und $Q(U)$ -Regelung) untersucht. Diese Blindleistungsstrategien erweisen sich unter den heutigen regulatorischen Bedingungen bei sonst auftretenden Spannungsgrenzwertverletzungen als fallabhängig geeignet, eine relevante Reduktion der Netzausbaukosten zu erzielen.

Die Blindleistungsbereitstellung wirkt technologieimmanent nur in spannungsbegrenzten Netzen, in denen in hinreichendem Umfang Erneuerbare Energieerzeugungsanlagen oder auch KWK-Anlagen angeschlossen sind, welche die erforderliche Blindleistung stellen können. In diesen Netzen ist die Blindleistungsbereitstellung eine sehr kostengünstige innovative Maßnahme, sofern die Blindleistung zukünftig nicht gesondert vergütet werden muss.

Die Netzausbaukosten reduzierende Wirkung der Blindleistungsbereitstellung wird im Besonderen in den Nieder- und Mittelspannungsnetzen erzielt, in denen sie abhängig von der Netzebene im Median etwa zwölf bis fünfzehn Prozent der Kosten gegenüber dem rein konventionellen Netzausbau einsparen helfen kann. In besonders geeigneten Netzen sind weitergehende Kostenminderungen um rund 25 Prozent (Mittelspannung) bzw. rund 35 Prozent (Niederspannung) möglich. Bei gleichzeitigem Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren in der Niederspannung vermindert sich der Vorteil der Blindleistungsbereitstellung, da beide Maßnahmen gegen Spannungsgrenzwertverletzungen wirken. In diesen Fällen bietet die dynamische Blindleistungsbereitstellung zusätzliche Flexibilität und Sicherheit (Reservfunktion) für die Spannungshaltung.

In der Umspannebene zwischen Hoch- und Mittelspannung führt der Einsatz der Blindleistungsregelung, bedingt durch zusätzliche Blindleistungsströme und dadurch erhöhte Transformatorauslastung, tendenziell zu höheren Netzausbaukosten. Hier ist im Einzelfall eine netzebenenübergreifende Bewertung notwendig, um die Wirtschaftlichkeit der Maßnahmen gesamthaft zu bestimmen. Netzebenenübergreifend sind dann in geeigneten Netzen Einsparungen an Netzausbaukosten um rund sechs Prozent möglich.

Auch im Hochspannungsnetz erscheint es sinnvoll, die Blindleistungsbereitstellung durch direkt einspeisende Erneuerbare Energieerzeugungsanlagen einzusetzen, um Spannungsgrenzwertverletzungen gezielt entgegenzuwirken. Die Potenziale des ergänzenden Einsatzes der Blindleistungsbereitstellung sind dort allerdings begrenzt, weil die Spannungshaltung durch den grundsätzlichen Einsatz von Stufenstellern in den Umspannwerken zum Übertragungsnetz bereits sichergestellt ist. Die dynamische Blindleistungsbereitstellung mittels $Q(U)$ -Regelung kann daher eher als Reserve für die Spannungshaltung vorgesehen werden.

Unter den untersuchten Formen der Blindleistungsbereitstellung ist die $Q(U)$ -Regelung die gesamtwirtschaftlich effizienteste und prinzipiell bereits deshalb vorzuziehen, weil sie

bedarfsgerecht dann wirkt, wenn die Spannungsgrenzwerte erreicht werden, und damit insgesamt die Blindleistungsflüsse auf das notwendige Maß begrenzt sowie resultierende ungewollte Leitungs- und Transformatorbelastungen sowie Blindleistungskompensationsbedarf auf höheren Spannungsebenen reduziert.

(13) Potenziale der Leistungskompoundierung für die Mittelspannung ausschöpfen

Durch Leistungskompoundierung, d. h. eine leistungsabhängige Sollwertspannungsregelung für Stufensteller im Umspannwerk, kann das Spannungsband belastungsabhängig aufgeweitet werden, so dass sich anderenfalls auftretende Grenzwertverletzungen und daraus resultierender Netzausbaubedarf vermeiden lassen.

Die bei der Auswirkungsanalyse durchgeführten Netzberechnungen indizieren, dass die Leistungskompoundierung in der Mittelspannung zu den effizientesten innovativen Maßnahmen zu zählen ist. Durch ihren Einsatz können im Median etwa zwanzig Prozent der Netzausbaukosten im Vergleich zu rein konventionellem Netzausbau vermieden werden. Diese, die Netzausbaukosten reduzierende, Wirkung der Leistungskompoundierung ist dabei mit Abstufungen in spannungs- und lastfallbegrenzten Netzen sowie in Netzen mit Mischbefunden zu erzielen.

Aufgrund ihres geringen Investitions- und Realisierungsaufwands ist die Leistungskompoundierung eine sowohl sehr wirtschaftliche als auch verhältnismäßig schnell umsetzbare, gegenwärtig bereits verfügbare innovative Maßnahme. Verschiedene Netzbetreiber setzen die Leistungskompoundierung daher bereits zur Einsparung von anderweitigem Netzausbau ein und verweisen unterstützend zu den Auswirkungsanalysen der Verteilnetzstudie auf bereits vorliegende positive Erfahrungen bei deren Umsetzung und Betrieb. Allerdings kann es auch Mittelspannungsnetze geben, in denen auf Grund einer Asymmetrie über die Stränge (Last und Einspeisung) eine Anwendung der Leistungskompoundierung technisch nicht sinnvoll ist.

Aufgrund der erzielbaren Wirkung und Wirtschaftlichkeit der Maßnahme sollte die Möglichkeit des Einsatzes der Leistungskompoundierung in Netzplanungen für die Mittelspannungsebene bei spannungs- und lastfallbegrenzten Netzen grundsätzlich stets berücksichtigt werden. Die relevanten Einsatznebenbedingungen (Symmetrie) und in der Auswirkungsanalyse ermittelte Netzsituationen, in denen bei Einsatz von Leistungskompoundierung dennoch höhere Netzausbaukosten als bei rein konventionellen Maßnahmen folgten, erfordern aber weiterhin die ausführliche Prüfung und Bewertung der Vorteilhaftigkeit dieser Maßnahme in der Einzelplanung.

(14) Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren nach wirtschaftlicher Prüfung

Regelbare Ortsnetztransformatoren sind eine technisch effiziente Option in der Niederspannung, um Netze auch bei vorliegenden wesentlichen Spannungsbandverletzungen im Starklast- und/oder im Einspeise- bzw. Rückspeisefall wirksam zu stabilisieren. Sie erzielen ihre den Netzausbau entlastende Wirkung im Besonderen in Netzen, in denen die Lastrichtung im Tagesverlauf wechselt, beispielsweise infolge hoher Einspeisung aus Photovoltaik-Aufdachanlagen und zu anderer Zeit hoher Verbrauchslast durch gleichzeitigen

Betrieb von Wärmepumpen, so dass Spannungsgrenzwertverletzungen beidseitig auftreten.

Die in der Auswirkungsanalyse ermittelten Potenziale zur Reduktion der Netzausbaukosten durch den Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren betragen rund zehn Prozent sowie in einigen Netzen bis zu dreißig Prozent im Vergleich zum rein konventionellem Netzausbau. Dabei wurden nur die Netze berücksichtigt, in denen regelbare Ortsnetztransformatoren nicht durch kostengünstigere technische Lösungen verdrängt wurden.

Unter den Annahmen der Verteilnetzstudie sind regelbare Ortsnetztransformatoren gegenwärtig und trotz einer eingerechneten, deutlich beschleunigten Lern- bzw. Effizienzkurve einer sich etablierenden Technologie, auch noch in den Stützjahren 2024 und 2034 im Vergleich zu anderen innovativen Maßnahmen noch verhältnismäßig teuer. Ihr Einsatz kann folglich nur dann wirtschaftlich vorteilhaft sein, wenn ein befundfreies Netz andernfalls nur mit deutlich aufwendigeren Maßnahmen hergestellt werden kann. Die regelbaren Ortsnetztransformatoren stehen dabei insbesondere in Konkurrenz zur Blindleistungsbereitstellung durch Erneuerbare Energieerzeugungsanlagen, die bei den gegebenen Rahmenbedingungen sehr kostengünstig umgesetzt werden kann.

In Kombination mit der Spitzenkappung oder mit der Blindleistungsbereitstellung können regelbare Ortsnetztransformatoren allerdings auch hohe Flexibilität schaffen, um Niederspannungsnetze, die mit noch hoher Unsicherheit hinsichtlich der Höhe und der Verteilung des Zubaus neuer Einspeisung und neuer Verbraucher behaftet sind, zukunftssicher auszubauen.

Die regelbaren Ortsnetztransformatoren sind technisch effizient, sollten aber aufgrund ihrer verhältnismäßig hohen Kosten nur nach positiv erfolgter detaillierter Wirtschaftlichkeitsprüfung und Risikobetrachtung in den Netzplanungen gegenüber verfügbaren Alternativen bevorzugt werden.

Da im konsekutiv erfolgenden Netzausbau oft schrittweise kleinere Maßnahmen kostengünstiger als die Investition in einen regelbaren Ortsnetztransformator sind, sollte die langfristige Vorteilhaftigkeit über einem anerkannten Zielnetzplanungsprozess geprüft und begründet werden.

(15) Lokale Netzspeicher in der Niederspannung vorerst nicht nutzen

Mit dem Einsatz von lokalen Netzspeichern in den Niederspannungsnetzen, d. h. Batteriespeichern, die durch die Netzbetreiber wie andere Netzbetriebsmittel netzgeführt eingesetzt werden, werden oft hohe Erwartungen an deren Einspeisespitzen glättende und lastausgleichende Wirkung und davon abgeleitet auch an mögliche Einsparungen für den Netzausbau verknüpft. (Der Abruf netzdienlicher Beiträge von privaten Speichern anderer Marktteilnehmer wird in der Verteilnetzstudie unter netzdienlichen Prosumer-Anwendungen subsumiert und ist hiervon verschieden.)

Die Verteilnetzstudie prüft daher losgelöst von noch offenen regulatorischen Fragestellungen des Speicherbetriebs durch Netzbetreiber mittels Zielpreisbestimmung die Vorteil-

haftigkeit des absehbar möglichen Einsatzes [44] von lokalen Netzspeichern in der Niederspannung. Eine Erlöserzielung aus Vermarktung der gespeicherten Energie oder der Substitution des Bezugs von Marktprodukten durch den Netzbetreiber wird dabei aufgrund der entsprechenden Auslegung der Entflechtungsvorschriften ausgeschlossen.

Die Wirtschaftlichkeit des Einsatzes von lokalen Netzspeichern wird absehbar durch die Technologiekosten der Speichersysteme und deren Verhältnis zu den netzplanerischen Alternativen, d. h. relevanten konventionellen und innovativen Maßnahmen und deren Anwendungsfällen, bestimmt. Bei sonst auftretenden Spannungsgrenzwertverletzungen kann der Einsatz von lokalen Netzspeichern ab etwa einer Halbierung der Technologiekosten relativ zur Kostenbasis in 2015 gegenüber dem rein konventionellen Netzausbau wirtschaftlich werden. Er konkurriert dann aber mit weiterhin günstigeren innovativen Maßnahmen wie der Blindleistungsbereitstellung oder der Spitzenkappung. Für strombedingte Überlastungen wird ohne zusätzliche Erlöserzielung kein wirtschaftlicher Speichereinsatz erwartet.

Der Einsatz lokaler Netzspeicher ist bisher nur eine technisch verfügbare innovative Maßnahme, deren praktischer Einsatz mit noch offenen regulatorischen Fragestellungen behaftet ist, welche der Berücksichtigung dieser Maßnahme in aktuellen Netzplanungen entgegenstehen. Ohne wesentliche Senkung der Technologiekosten und Änderung der Verwertungsmöglichkeiten für die gespeicherte Energie lässt sich eine wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit auch für die Stützjahre 2024 und 2034 nicht herleiten, um Netzspeicher als wirtschaftliche Planungsoption in die regelmäßigen Netzplanungen aufzunehmen. Die wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen sollten durch Netzplaner jedoch verstärkt beobachtet werden, da mit der Notwendigkeit des Zubaus umfangreicher Speicherkapazitäten für die Umsetzung der Energiewende disruptive Veränderungen möglich sind.

(16) Spitzenkappung nach gesamtwirtschaftlicher Bewertung selektiv nutzen

Die gegenwärtige Regulierung sieht die Spitzenkappung als ein mögliches Instrument zur Vermeidung unwirtschaftlichen Netzausbaus vor [62] (EEG § 11 II). Die Spitzenkappung erlaubt es den Netzbetreibern grundsätzlich, die Netze nicht mehr auf die maximale Einspeisung der Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen zu dimensionieren, sondern die Möglichkeit einer begrenzten Abregelung dieser Anlagen (derzeit im Umfang von bis zu drei Prozent der prognostizierten Jahresarbeit) in die Planung des Netzausbaus einzurechnen. Dadurch kann ein Netzausbau „bis zur letzten Kilowattstunde“ [62], der überhöhte, nur in wenigen Stunden des Jahres erforderliche Netzkapazitäten und zugehörige Netzausbaukosten schafft, bereits bei der Planung vermieden werden.

Die Spitzenkappung erweist sich in den Auswirkungenanalysen der Verteilnetzstudie in Bezug auf die dadurch erzielbare Reduktion der Netzausbaukosten in durch Erneuerbare Energieerzeugungsanlagen einspeisedominierten Netzen als grundsätzlich wirksam. Die erwartete Reduktion des Netzausbaus liegt über die verschiedenen Netzebenen im Bereich von 1,6 bis 6,6 Prozent. Dabei weist die Spitzenkappung eine besondere Effizienz dadurch auf, dass ihre Wirkung sich ausgehend von der Niederspannung über alle Netzebenen kumulieren kann.

Die rein netzausbaubezogene Bewertung unterstellt dabei unter Vernachlässigung von zusätzlichen Prozesskosten die Netzkostenneutralität der Spitzenkappung (bzw. des sie operativ realisierenden Einspeisemanagements) durch volle Sozialisierung des Wertersatzes für abgeregelte Energie.

Die weitergehenden Auswirkungsanalysen der Verteilnetzstudie, welche auch die gesamtwirtschaftliche Vorteilhaftigkeit der Spitzenkappung unter Anrechnung dieses Wertersatzes berücksichtigen, führen zu deutlich differenzierteren Bewertungen dieser Maßnahme. Abhängig von der Menge der effektiv abgeregelten Energie, den Erstattungskostenannahmen und dem Anteil erstattungspflichtiger Anlagen kann der zu leistende Wertersatz im annuitätischen Kostenvergleich die eingesparten Netzausbaukosten deutlich übersteigen und damit gegenüber dem konventionellen Netzausbau gesamtwirtschaftlich nachteilig werden.

Da eine einseitige Kostenreduktion des Netzausbaus zulasten der Netznutzer keine nachhaltige Lösung für die Ausgestaltung der zukünftigen Verteilnetze sein kann, sollte die Spitzenkappung folglich stets nur dort angewendet werden, wo sie nachweislich gesamtwirtschaftlich vorteilhaft ist.

Bei Planung der Spitzenkappung sollte in jedem Fall auch deren netzebenenübergreifende Wirkungen berücksichtigt werden. So zeigt der flächige Einsatz von Spitzenkappung auf höheren Netzebenen nur unter optimistischen Preisannahmen für den Wertersatz gesamtwirtschaftliche Potenziale auf die Reduktion der Netzkosten auf. Dagegen kann für in der Niederspannung angewendete Spitzenkappung über deren kumulative Wirkung bereits bei moderaten Erstattungskostenannahmen ein gesamtwirtschaftlicher Vorteil erzielt werden. Durch allein in der Niederspannung angewendete Spitzenkappung wird über alle Netzebenen eine Reduktion der Netzausbaukosten in Höhe von 6,5 Prozent im Vergleich zum konventionellen Netzausbau realisiert, welche durch den Wertersatz bei moderaten Energieerstattungskosten und vollständiger Erstattungspflicht nicht aufgewogen wird. Sofern auch zukünftig in der Niederspannung statisch leistungsbegrenzte Erneuerbare Energieanlagen überwiegen sollten, für welche der Wertersatz gesetzlich bzw. aufgrund von Förderbedingungen als abgegolten gilt und aus der Erstattungspflicht herausfällt, verstärkt sich der gesamtwirtschaftliche Vorteil.

Durch Einsatz der Spitzenkappung bereits ausschließlich in der Niederspannung wird auch die Menge der insgesamt abgeregelten Energie verhältnismäßig gut begrenzt, so dass die Systemeffizienz möglichst wenig durch Spitzenkappung beeinträchtigt wird. Die entsprechende Schwerpunktsetzung auf die Niederspannungsebene scheint des Weiteren auch geeignet zu sein, zwischen den Anforderungen der Netzausbaukostenreduktion und der Sicherung betrieblicher Flexibilitätspotenziale für Systemdienstleistungen bzw. Netzsicherheitsmaßnahmen zu vermitteln. Daher kann der Einsatz der Spitzenkappung zukünftig bevorzugt in der Niederspannung erfolgen.

In der Hoch- und Mittelspannungsebene ist ein effektiver Einsatz der Spitzenkappung sowohl als Interims- als auch als dauerhafte Maßnahme ebenfalls möglich. Die Spitzenkappung muss dort aber in jedem Fall selektiv angewendet werden.

(17) Dynamische Spitzenkappung bevorzugen

Die Spitzenkappung kann als sogenannte statische oder dynamische Spitzenkappung ausgelegt werden. Im Betrieb bildet sich die statische Spitzenkappung als permanente (statische) Leistungsbegrenzung der Einspeisung von Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen ab, welche tatsächlich unabhängig von der gegenwärtigen Netzauslastung greift und Netzüberlastungen vorbeugen soll. Die dynamische Spitzenkappung kann durch netzauslastungsabhängige Regelung der Anlagen durch den Netzbetreiber bzw. sogenanntes Einspeisemanagement erfolgen und wird bei tatsächlich eintretenden Netzüberlastungen realisiert.

Bei flächiger Anwendung wirken sich statische und dynamische Spitzenkappung etwa gleich auf die möglichen Netzausbaukosteneinsparungen aus. Bei selektiver Anwendung kann die Spitzenkappung durch ihre gezielte räumliche Wirkung zusätzliche Einsparungen für den Netzausbau erreichen. Aufgrund der bei dynamischer Spitzenkappung auch zeitlich nur bedarfsweise angeforderten Abregelung von Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen wird insgesamt mehr Energie in das Netz aufgenommen. Dadurch sinkt bei Annahme vollständiger Erstattungspflicht für abgeregelte Energie der zu leistende Wertersatz, so dass dynamische Spitzenkappung einen gesamtwirtschaftlichen Vorteil gegenüber der statischen Spitzenkappung gewinnt.

Wenn der Einsatz von Spitzenkappung zur Entlastung des Netzausbaus erwogen wird, sollte folglich aufgrund dieses möglichen gesamtwirtschaftlichen Vorteils vorzugsweise die Anwendung der dynamischen Spitzenkappung überprüft werden.

Der dynamischen Spitzenkappung sollte tatsächlich der Vorzug gegeben werden, wenn die zu deren Umsetzung erforderlichen, hier aber nicht eingerechneten, zusätzlichen Gemein- und Prozesskosten die Vorteile nicht übersteigen und in hinreichendem Umfang für Netzbetreiber beobacht- und regelbare Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen vorliegen.

(18) Planungssicherheit für Spitzenkappung regulatorisch verbessern

Die Anwendung der Spitzenkappung durch die Netzbetreiber unterliegt im aktuellen Regulierungsrahmen verschiedenen Herausforderungen, die heute oftmals dazu führen, dass investive Netzmaßnahmen gegenüber der Spitzenkappung auch dann bevorzugt werden, wenn die Spitzenkappung vorteilhaft ist.

Die Bemessung der Spitzenkappung basiert auf der prognostizierten jährlichen Einspeisung durch Erneuerbare Energieerzeugungsanlagen. Sie ist damit inhärent kurzfristig veränderlich und mit nennenswerter Unsicherheit behaftet. Die historischen Volllaststunden für Photovoltaik und Windenergie der Jahre 2011 bis 2014 in Hessen zeigen beispielsweise eine Volatilität um 19 Prozent (Photovoltaik) bzw. vier Prozent (Windenergie). Die langfristige Rückschau zeigt auch für die Windjahre größere Schwankungen um zwanzig Prozent auf.

Aufgrund der jährlich wechselnden Bemessungsgrundlage müssten Netzplanungen und Netzausbau im Widerspruch zu den damit verbundenen langfristigen Investitionen poten-

ziell jährlich revidiert werden. Ein im ersten Jahr durch Einsatz von Spitzenkappung verzichtbarer Netzausbau kann im Folgejahr notwendig und nach Aufnahme der Umsetzung erneut (theoretisch) vermeidbar werden.

Wenn mit der Spitzenkappung nicht lediglich die einjährige Verschiebung von investiven Netzmaßnahmen beabsichtigt wird, sollte daher eine deutlich zeitstabilere Bemessungsgrundlage entwickelt und angewendet werden, die auf längerfristigen Energieszenarien gründet und somit tolerant zu den natürlichen Schwankungen der jährlichen Erneuerbaren Energieerzeugung ist.

Die Spitzenkappung sollte grundsätzlich nur angewendet werden, wenn sie sich als gesamtwirtschaftlich vorteilhaft erweist (vergleiche Handlungsempfehlung 16). In die gesamtwirtschaftliche Bewertung fließt der für abgeregelte Energie zu leistende Wertersatz ein. Dessen Bestimmung ist unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen mit hohem Aufwand und großer Unsicherheit behaftet.

Der Wertersatz hängt dabei von vielfältigen Eigenschaften der konkret durch die Spitzenkappung betroffenen Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen ab, darunter grundsätzlich deren Energieträger (Wind, Photovoltaik), deren an das Inbetriebnahmejahr gekoppelte jährlich veränderte Vergütung, dem früheren Anlagenjahresertrag, der jährlichen Abregelungsarbeit sowie der vom Anlagenbetreiber wählbaren Abrechnungsart (Pauschal- oder Spitzabrechnung). Für Photovoltaik-Anlagen in der Niederspannung (bzw. einer Anlagenleistung von unter dreißig kWp) besteht abweichend die Möglichkeit, eine statische Leistungsbegrenzung umzusetzen, welche diese Anlagen aus der Erstattungspflicht für Wertersatz herausnimmt.

Auch bei Verfügbarkeit aller Daten der Bestandsanlagen aus Netzanschlussverträgen oder dem zentralen Anlagenregister des Regulierers, schafft die Bewertung des erwarteten Wertersatzes infolge der Anlagenabhängigkeit hohe operative Aufwände. Die zur zeitlichen und räumlichen Zubauunsicherheit hinzukommende Unsicherheit, welcher mit wechselnder Regulierung für neue Anlagen zu leistende Wertersatz anzurechnen sein wird, erschwert die betriebswirtschaftliche Risikoabwägung zwischen den Alternativen von Spitzenkappung und Netzinvestition zusätzlich.

Da eine differenzierte Zubauförderung energiepolitisch weiterhin gewünscht wird, sollte überprüft werden, ob die Ermittlung des Wertersatzes bzw. der kalkulatorischen Erstattungskostensätze für abgeregelte Energie gesamtwirtschaftlich optimiert in zentralen Registern erfolgen kann.

(19) Erschließbarkeit der netzdienlichen Potenziale der Prosumer beobachten

Die Netzkunden wandeln sich zunehmend von ursprünglich reinen Verbrauchern zu Prosumern, die über elektrische Anwendungen verfügen, welche sowohl Energie aus den Verteilnetzen beziehen, Energie speichern als auch Energie aus Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen oder Speichern in die Netze einspeisen können. Netzdienliche Prosumer-Anwendungen können potenziell aktiviert werden, um ihr Nutzungsverhalten an die vorliegende Netzsituation anzupassen und so zusätzliche Einspeisung oder zeitlich verschiebbare Verbräuche zu vermeiden, wenn die Netze bereits hoch ausgelastet sind.

Durch solche Netzentlastungen kann der netzdienliche Einsatz von Prosumer-Anwendungen helfen, den Netzausbaubedarf nachhaltig zu reduzieren.

In der Auswirkungsanalyse wurde der netzdienliche Einsatz von Prosumer-Anwendungen über veränderte Gleichzeitigkeiten der Einspeisung und Verbräuche von Prosumern in den Netzauslegungsfällen abgebildet und als kostenfrei angenommen. Im Ergebnis der Netzberechnungen wurde für den netzdienlichen Einsatz von Prosumer-Anwendungen anschließend das unter den betrachteten innovativen Maßnahmen höchste Potenzial zur Reduktion der Netzausbaubedarfe und der damit verbundenen Netzausbaukosten festgestellt. Die Wirkung des netzdienlichen Einsatzes von Prosumer-Anwendungen auf die Reduktion der erwarteten Netzausbaukosten beträgt etwa zwanzig Prozent und kann in dafür geeigneten Netzen deutlich höher ausfallen.

Derzeit sind allerdings die Möglichkeiten, die netzdienlichen Beiträge von Prosumer-Anwendungen durch die Netzbetreiber bedarfsgerecht zu aktivieren oder die dezentrale Selbstaktivierung dieser Anwendungen sicherzustellen, unzureichend definiert. Neben regulatorischen Voraussetzungen (vergleiche auch Handlungsempfehlung 20) müssen hierfür noch harmonisierte Kommunikationsinfrastrukturen und Koordinierungsverfahren eingeführt sowie die kooperative Mitwirkung der Prosumer über geeignete marktbezogene Mechanismen oder gesetzliche Regelungen erreicht werden.

Auch entzieht sich der netzdienliche Einsatz von Prosumer-Anwendungen gegenwärtig der objektivierten gesamtwirtschaftlichen, aber auch der betriebswirtschaftlichen, Bewertung, insoweit sich bisher noch keine klaren Kompensations- bzw. Vergütungsregelungen für die bereitgestellte Netzdienlichkeit der Prosumer-Anwendungen abzeichnen. Von diesen hängt jedoch ab, in welchem Maß die regelmäßigen Kompensationen bzw. Vergütungen die eingesparten (annuitätischen) Netzausbaukosten aufwiegen und damit eine gesamtwirtschaftliche Vorteilhaftigkeit verbleibt sowie inwieweit diese Kompensationen bzw. Vergütungen wie andere Systemdienstleistungen sozialisiert werden können oder in die beeinflussbaren Kosten der Netzbetreiber eingehen und damit betriebswirtschaftliche Risiken begründen.

Die in der Auswirkungsanalyse aufgezeigten Reduktionspotenziale für den Netzausbau sind damit vorerst weiterhin nur theoretische Potenziale, die durch die Netzbetreiber unter den gegebenen Rahmenbedingungen sowohl aufgrund der hohen Anforderungen an die Versorgungssicherheit als auch aufgrund noch unsicherer gesamt- und betriebswirtschaftlicher Vorteilhaftigkeit, nicht in den Netzausbauplanungen berücksichtigt werden können.

Die hiervon abweichende Bewertung der Flexibilitätspotenziale von Prosumer-Anwendungen für den Netzbetrieb ist nicht Gegenstand der Verteilnetzstudie.

(20) Netznutzung und Netzdienlichkeit von Prosumer-Anwendungen regeln

Wie zuvor dargestellt, besteht in dem netzdienlichen Einsatz von Prosumer-Anwendungen ein wesentliches Potenzial zur Reduktion des erforderlichen Netzausbaus. Zugleich zeigen die in der Auswirkungsanalyse durchgeführten Sensitivitätsbetrachtungen, dass durch ein rein marktgetriebenes Verhalten von Prosumer-Anwendungen, d. h. ein durch

synchrone Reaktion auf Marktsignale verstärktes Einspeisen oder Beziehen von Energie durch Prosumer-Anwendungen ungeachtet der gegenwärtigen Netzauslastung, die Netzausbaubedarfe und die damit verbundenen Netzausbaukosten deutlich erhöht werden können. In den Netzberechnungen wurde der Mehrbedarf für Netzausbau, der für eine sichere Integration der marktorientierten Prosumer-Anwendungen benötigt wird, auf rund sechzig Prozent gegenüber dem erwarteten konventionellen Netzausbau bewertet.

Solange, wie das tatsächlich eintretende Verhalten von Prosumer-Anwendungen nicht bzw. nur sehr unsicher vorhergesagt werden kann, kann auch der Netzausbau in der Realität nicht mit den, in der Auswirkungsanalyse durchgeführten Netzplanungen als optimal ermittelten, Maßnahmen und Kosten realisiert werden. Um die Anforderungen an die Versorgungssicherheit nachhaltig zu erfüllen, werden Netzbetreiber gefordert sein, die Unsicherheit über das Eintreten möglicher rein marktorientiert wirkender Prosumer-Anwendungen durch potenziell erhöhte Sicherheitsaufschläge bei der Dimensionierung der Netze abzubilden und den Netzausbau dadurch nur zu höheren Netzausbaukosten realisieren können.

Bereits gewonnene Erfahrungen mit der Integration von Einspeisung aus Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen zeigen verschiedene Handlungsfelder auf, die analog auch für die Regelung des Einsatzes von Prosumer-Anwendungen geprüft werden sollten. Mit Auswirkungen sowohl auf den erforderlichen Netzausbau als auch auf den sicheren Betrieb der Netze sollten dabei die Rahmenbedingungen für den Einsatz der Prosumer-Anwendungen unter Berücksichtigung der Marktprinzipien genauer definiert werden.

Im Besonderen sollten Mindestanforderungen an den Einsatz von Prosumer-Anwendungen festgelegt werden, die beispielsweise ähnlich der Systemstabilitätsverordnung das Prosumer-Verhalten in netzkritischen Situationen regeln und damit unmittelbar auch auf die Dimensionierung der Netze zurückwirken.

Des Weiteren sollte durch einen geeigneten Ordnungsrahmen Rechtssicherheit für alle Marktpartner geschaffen werden, unter welchen Voraussetzungen die Aktivierung netzdienlicher Beiträge von Prosumer-Anwendungen verbindlich erfolgen kann, welche Kosten damit verbunden sein dürfen und wie diese allokiert werden. Auf dieser Grundlage kann auch die gesamtwirtschaftliche Vorteilhaftigkeit des netzdienlichen Einsatzes von Prosumer-Anwendungen auf die Reduktion des Netzausbaus bewertet und das betreffende Netzausbau reduzierende Potenzial in die optimierte Netzausbauplanung eingerechnet werden.

Darüber hinaus sollten mit vermehrter Intensität Anreizmechanismen gesucht werden, welche netzdienliches Verhalten von Prosumer-Anwendungen unter Marktbedingungen motivieren. Denkbar in diesem Zusammenhang sind auch verbindliche oder preislich bzw. zeitlich gestufte Leistungsbegrenzungen für Netzanschlüsse von Prosumer-Anwendungen oder Prämien für angewendete Koordinierungsstrategien, die sich günstig auf die Gleichzeitigkeiten von Einspeisungen bzw. Verbrauch auswirken.

(21) Prosumerverhalten und relevante netzdienliche Instrumente vertiefend untersuchen

Die Schaffung geeigneter Anreizmechanismen, Regelungen und Ordnungsrahmen für Prosumer-Anwendungen setzt eine vertiefte Kenntnis der Auswirkungen der betreffenden Ansätze für den Ausbau und den Betrieb der Verteilnetze voraus.

In der Verteilnetzstudie wurden die Auswirkungen von netzdienlichem und rein markt-orientiertem Einsatz von Prosumer-Anwendungen unter Berücksichtigung einer wesentlichen Zunahme von Prosumer-Anwendungen durch Zubau an Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen, lokalen Speichern und neuen Verbrauchern (abgebildet durch E-Kfz und Wärmepumpen) auf den Netzausbaubedarf untersucht. Die durchgeführten Netzberechnungen liefern entsprechend der Zielsetzung der Verteilnetzstudie Erkenntnisse über den zukünftig erforderlichen Netzausbau und die dafür zu erwarteten Netzausbaukosten. Die Netzberechnungen beziehen sich dabei auf die relevanten Netzauslegungsfälle und Gleichzeitigkeitsverläufe unter Annahme einer Fortschreibung der Zubauentwicklung der Prosumer-Anwendungen innerhalb des definierten Energieszenario Rahmens.

Auch wenn der verwendete probabilistische Untersuchungsansatz den erwarteten Netzausbaubedarf über die Vielzahl an betrachteten Energieszenario-Ausprägungen verhältnismäßig robust abschätzen kann, werden kontrollierte Einflussnahmen auf die zeitliche oder räumliche Verteilung von Prosumer-Anwendungen oder deren Verhalten in der Verteilnetzstudie damit derzeit nicht simuliert.

Um die potenziellen Auswirkungen von solchen kontrollierten Einflussnahmen als Grundlage für die Schaffung fundierter Anreizmechanismen und Regelungen detaillierter abschätzen zu können, sollten diese spezifischer untersucht werden. Im Besonderen sollten dafür zusätzliche Sensitivitäten berechnet werden, wie die Variation von zulässigen Netzanschlussleistungen oder zeitbezogene Beeinflussungsmaßnahmen auf die Netznutzung die Auswirkungen der Prosumer-Anwendungen auf den Netzausbau verändern können. Am Beispiel der E-Mobilität entspräche dies potenziellen markt- oder regulierungsrelevanten Einflussnahmen durch Ladeleistungsbeschränkungen für E-Kfz oder durch die Umsetzung intelligenter Ladestrategien wie die stochastische zeitliche Verlagerung von Ladevorgängen oder netzlastabhängige Ladevorgänge oder Ladeleistungszuteilungen. Ebenso wäre die Überprüfung von Sensitivitäten raumordnender Einflussnahmen auf die Prosumer-Anwendungen von Relevanz, insoweit durch diese beispielsweise Empfehlungen für die strategische Entwicklung der öffentlichen und teilöffentlichen Ladeinfrastruktur abgeleitet werden können (vergleiche auch [63]).

Über die weitergehende Segmentierung von Prosumer-Gruppen wären auch die Potenziale von Anreizmechanismen überprüfbar. Am Beispiel der E-Mobilität wäre damit die Netznutzung verschiedener E-Kfz-Nutzergruppen nach Güterabwägung von Ladezeit, -dauer und Preis sowie die Vorhaltung garantierter Ladekapazitäten für spezifische Nutzergruppen im Sinne einer Quality-of-Service Regelung auf die Netze abbildbar. Zugleich könnte in den vertiefenden Analysen untersucht werden, inwieweit sich die positiv wahrgenommenen Effekte von, durch das Land Hessen bereits durchgeführten, Maßnahmen (beispielhafte Projektübersicht in [64]) auch auf andere regionale Standorte und Zielgruppen übertragen lassen.

(22) Power-to-Gas Anwendungen schwerpunktmäßig außerhalb Netzausbaumentlastung suchen

Anhand einer dafür geeigneten Hochspannungsnetzgruppe hat die Verteilnetzstudie die möglichen Auswirkungen eines netzdienlichen Einsatzes von großtechnischen Power-to-Gas-Anlagen, welche nach modelltechnischen Annahmen ihre volle Kapazität als Flexibilitätspotenzial für die Netze bereitstellen, auf die Reduktion der Netzausbaubedarfe und die resultierenden Kosten untersucht.

Die durchgeführten Netzberechnungen zeigen auf, dass durch den Einsatz von Power-to-Gas-Anlagen in der bereits sehr hoch angenommenen Leistungsklasse von 100 MW nur geringe Einsparungen für den Netzausbau im Hochspannungsnetz erreicht werden können. Die ermittelten Einsparungspotenziale für den Netzausbau belaufen sich beim besten betrachteten Standort und beim kombiniert optimierten netzdienlichen Betrieb mehrerer solcher Anlagen auf etwa zwei Prozent im Vergleich zum konventionellen Netzausbau. Erst bei wesentlich höheren, gegenwärtig noch nicht absehbaren, Power-to-Gas-Anlagenleistungen können relevante Einsparungen für den Netzausbau erzielt werden. Die Kosten für diese Anlagen zuzüglich ihrer Anschlüsse an das Strom- und das Gasnetz übersteigen dabei die eingesparten Netzausbaukosten um ein Vielfaches (abhängig von den Kostenprognosen bis Faktor 10). Aufgrund der auch zukünftig noch verhältnismäßig hohen Technologiekosten für Power-to-Gas Anlagen bleibt daher fraglich, ob Anlagenbetreiber die Anlagenleistung in dem zur Netzausbaumentlastung erforderlichen Umfang dauerhaft bereitstellen, weil die Anlagenkosten durch möglichst hohe kontinuierliche Auslastung der Anlagen erwirtschaftet werden müssen.

Sollten Power-to-Gas-Anlagen für das Vorhalten ihrer netzdienlichen Flexibilitäten vergütet werden müssen, würden diese Vergütungen in eine gesamtwirtschaftliche Bewertung einbezogen werden müssen. Bestehende Vergütungsmodelle, wie die für Regelleistung oder abschaltbare Lasten, deuten darauf hin, dass solche Vergütungen die erzielten Netzausbaueinsparungen überwiegen würden.

Aufgrund der bestehenden Alternativen in Form von innovativen Maßnahmen, die bei höherer entlastender Wirkung auf den Netzausbau allein durch Netzbetreiber und ohne Einbindung von Marktpartnern realisiert werden können, erscheint die untersuchte Möglichkeit des Einsatzes von großtechnischen Power-to-Gas-Anlagen für die Reduktion des Netzausbaus technisch und wirtschaftlich nicht sinnvoll.

Großtechnische Power-to-Gas-Anlagen können allerdings relevante Flexibilitätsreserven für den sicheren Betrieb der Netze als Systemdienstleistungen bereitstellen oder anderweitige Nutzeffekte im Rahmen der Energiewende erzielen, wie beispielsweise die Erhöhung der Energiesystemeffizienz durch Wandlung sonst abgeregelter Energie in eine dauerhaft speicherbare Form und damit der Erhöhung der Versorgungssicherheit oder Verbesserung der CO₂-Bilanz, beitragen. Diese Verwendungen liegen außerhalb der durch die Verteilnetzstudie adressierten Auswirkungsanalysen für den Netzausbaubedarf in Hessen und sind nicht bewertet.

(23) Planungsprämissen für kombinierte Maßnahmen weiterentwickeln

Die in der Auswirkungsanalyse der Verteilnetzstudie durchgeführten Netzplanungen identifizieren verschiedene Netzsituationen, in denen der Einsatz von innovativen Maßnahmen oder von Kombinationen aus konventionellen und innovativen Maßnahmen überwiegend vorteilhaft ist. In den Netzberechnungen wurden des Weiteren innovative Maßnahmen miteinander kombiniert, wenn ihr gemeinsamer Einsatz zu einer zusätzlichen Reduktion der Netzausbaukosten geführt hat. Verschiedene in den einzelnen Netzebenen besonders zielführende Maßnahmen und Maßnahmenkombinationen sind in den betreffenden Teilkapiteln beschrieben (vergleiche Kapitel 6.1.2.3, 6.2.2.2, 6.3.2.3 und 6.4.2.4) und in den Handlungsempfehlungen 12 bis 19 adressiert.

Des Weiteren wurden zur Objektivierung der Netzplanungen in der Verteilnetzstudie gemeinsam mit den beteiligten Verteilnetzbetreibern harmonisierte Planungsprämissen abgestimmt (vergleiche Kapitel 5.2), in denen durch den gegenseitigen Erfahrungs- und Wissensaustausch belastbare, gegenseitig anerkannte Annahmen und Regeln für die Netzplanung festgehalten wurden.

Beide Ergebnisse der Verteilnetzstudie sollten durch die Verteilnetzbetreiber in Hessen aufgegriffen und nach Anpassung auf die spezifischen Erfordernisse der jeweils vorliegenden Versorgungsaufgaben und Netze in die Weiterentwicklung der jeweils eigenen Netzplanungsgrundsätze eingebunden werden.

Auch wenn die innovativen Maßnahmen von den beteiligten Netzbetreibern bereits in ihre Netzplanungen aufgenommen worden sind, ist ihr Einsatz für den Großteil aller Netzbetreiber oft noch nicht üblich. Die innovativen Maßnahmen werden vielfach noch in Pilotprojekten umgesetzt und im Einzelfall geplant. Verallgemeinerte Planungsprämissen und Planungshinweise, welche die Netzplanung mit innovativen Maßnahmen vereinfachen können, sind bisher für einzelne innovative Maßnahmen verfügbar, aber nur begrenzt für den kombinierten Einsatz. Der hohe Aufwand von deshalb noch vorgenommenen Sondernetzplanungen vermindert gegenwärtig die Möglichkeiten speziell für kleinere Netzbetreiber, die Effizienzpotentiale aus dem kombinierten Lösungsraum von konventionellen und innovativen Maßnahmen auszuschöpfen.

Aufbauend auf den Erkenntnissen der Verteilnetzstudie und von verwandten Untersuchungen sollten daher durch den technischen Regelsetzer netzbetreiberübergreifend weiterführende Planungsprämissen und Planungshinweise erarbeitet werden, welche beispielsweise auch die in der Verteilnetzstudie als überwiegend vorteilhaft identifizierten Maßnahmenkombinationen adressieren. Solche Planungsprämissen und Planungshinweise würden auch zukünftige koordinierte Planungen (z. B. [44]) erleichtern (vergleiche Handlungsempfehlung 6), da mit ihnen eine gemeinsame Bezugsbasis für diese Planungen entsteht.

(24) Renditeauswirkungen innovativer und konventioneller Maßnahmen angleichen

Der Einsatz innovativer Maßnahmen anstelle oder in Kombination mit konventionellen Maßnahmen des Netzausbaus erweist sich in verschiedenen Netzsituationen als technisch

und gesamtwirtschaftlich vorteilhaft. Demensprechend trifft die Verteilnetzstudie Empfehlungen, diese neuen Netzbetriebsmittel vermehrt gezielt einzusetzen.

Dem umfänglichen Einsatz der innovativen Maßnahmen steht allerdings im aktuellen Regulierungsrahmen ein potenzieller betriebswirtschaftlicher Nachteil entgegen.

Die regulatorische Rendite für Netzbetreiber kann bisher nur auf Basis von betriebsnotwendigen Anlageinvestitionen erzielt werden, woraus auch nach Einführung des Kapitalkostenabgleichs ein rationaler Anreiz für die Netzbetreiber folgt, die Betriebskosten durch Investitionskosten zu verdrängen. Bei beispielsweise gleichen annuitätischen Gesamtkosten einer innovativen und einer konventionellen Maßnahme (also gesamtwirtschaftlicher Indifferenz) entsteht die betriebswirtschaftliche Motivation, die Maßnahmen des konventionellen Netzausbaus zu bevorzugen, weil der relativ höhere Anteil der Betriebskosten der innovativen Maßnahme den unternehmerischen Zielen der Netzbetreiber entgegensteht. Die betreffenden Investitionen in innovative Maßnahmen würden rational nur dann getätigt, wenn wesentliche zusätzliche Vorteile, z. B. aus der Kombinationswirkung von Maßnahmen oder durch konkrete monetarisierbare Flexibilitätspotenziale die Investitionsentscheidung entsprechend verändern.

Ein gesamtwirtschaftlich vorteilhafter Einsatz von innovativen Maßnahmen, die weitgehend ohne renditeerhöhende Anlageninvestitionen auskommen und überwiegend aus Betriebskosten bestehen (z. B. dynamische Spitzenkappung, netzdienlicher Einsatz von Prosumern) würde unter solchen Rahmenbedingungen tendenziell nur interimweise erfolgen, bis investive Maßnahmen den Betrieb dieser innovativen Maßnahmen ablösen können.

Dieser Nachteil wird für verschiedene innovative Maßnahmen dadurch verstärkt, dass mit deren Einführung häufig neue notwendige Gemein- und Prozesskosten, etwa für den Betrieb zentraler Informations- und Kommunikationssysteme oder für neue Verwaltungsprozesse (z. B. Einspeisemanagementvergütung, Vertragsmanagement mit Prosumern) eingerichtet werden müssen, die als beeinflussbare Kosten zusätzlich renditeschmälernd wirken.

Daher sollten die Renditeauswirkungen innovativer Maßnahmen im Vergleich zu konventionellen Maßnahmen überprüft und geeignete Anpassungen an der Regulierung vorgenommen werden, beispielsweise durch Änderung von Risikoaufschlägen, Berücksichtigung der zusätzlichen notwendigen Gemeinkosten, veränderte Abschreibungsdauern oder Renditeanreize (sogenannte Rendite-Adder) bei Umsetzung von gesamtwirtschaftlich vorteilhaften innovativen Maßnahmen.

Die grundlegende Herausforderung ist durch den Regulierer bereits erkannt [65] und durch ihn angedeutet (vergleiche z. B. [66]), dass unter Berücksichtigung des Stabilitätsanfordernisses für den Regulierungsrahmen ein Überdenken der bisherigen Bewertungen mit Blick auf die langfristige Transformation der Netze stattfinden wird.

Der in der Verteilnetzstudie ermittelte Netzausbau wird unter den abgestimmten Annahmen allerdings größtenteils noch vor der nächsten möglichen Anpassung der relevanten Regulierung aufgenommen werden müssen. Um den Netzausbau durch wirtschaftlichen Einsatz innovativer Technologien zu unterstützen, könnten auf Landesebene in Hessen

Möglichkeiten geprüft werden, die bestehenden betriebswirtschaftlichen Hemmnisse beispielsweise durch zusätzliche Innovationsförderung zu mindern.

8 **Ausblick**

Mit der Verteilnetzstudie Hessen wurden umfangreiche Auswirkungsanalysen des unter verschiedenen möglichen Energieszenarien erforderlichen Netzausbaus für die Verteilnetze durchgeführt und darauf aufbauende Handlungsempfehlungen gegeben.

Diese Auswirkungsanalysen verdeutlichen, dass unter der Annahme des Eintretens der betrachteten Energieszenarien ein wesentlicher, durch die Energiewende bedingter Netzausbau auf die Verteilnetze in Hessen zukommt, um die zusätzliche Einspeisung aus Erneuerbaren Energien aufzunehmen und den wachsenden Leistungsanforderungen der neuen Verbraucher gerecht zu werden. Der Netzausbau wird durch die Verteilnetzbetreiber mittels kombinierter Anwendung aller geeigneten planerischen Möglichkeiten, d. h. konventionellen und innovativen Maßnahmen, optimiert werden müssen, um insgesamt wirtschaftlich tragbar zu sein. Die Voraussetzungen für den zielführenden Einsatz vieler planerischer Möglichkeiten müssen dabei verbessert und in Teilen noch neu geschaffen werden. Beispiele hierfür sind für alle relevanten Marktpartner harmonisierte Energieszenarien, vermehrt koordinierte Netzplanungen, angepasste Möglichkeiten der Kostenanerkennung oder noch insgesamt neu zu schaffende Ordnungsrahmen für die Aktivierung bzw. den verbindlichen Abruf netzdienlicher Beiträge der Netznutzer.

Der in den Energieszenarien für die Zukunft angenommene wesentliche Zubau von Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen und neuen Verbrauchern (inklusive Großverbrauchern wie Rechenzentren) wird im Zeitverlauf nach den Prinzipien des freien Marktes realisiert werden. Die sich durch den Zubau tatsächlich einstellende räumliche Verteilung der neuen Einspeiser und Verbraucher wird sich maßgeblich auf die Netzanschluss- und Netzverstärkungskosten auswirken. Der Verteilnetzausbau wird dann gesamtwirtschaftlich optimiert umgesetzt werden können, wenn der Zubau der neuen Einspeiser und Verbraucher enger mit dem Netzausbau koordiniert werden kann. In Hessen helfen die gegenwärtig ausgewiesenen Windvorrangflächen bereits, die räumliche Koordinierung des Zubaus von Windenergieanlagen mit dem Ausbau der Verteilnetze zu verbessern. Weitere Maßnahmen sollten ergriffen werden, um die Koordinierung und Vorschaumöglichkeiten für alle Marktpartner zu erweitern. Beispiele dafür sind Vorrangflächen für Photovoltaik-Freiflächenanlagen, Lenkung der Standorterschließung für teilöffentliche und öffentliche Ladepunkte für E-Kfz sowie für Großverbraucher, abgestimmte Prognosen und anerkennbare probabilistische Zielnetzplanungen.

Insbesondere die Prosumer, d. h. im Verständnis der Verteilnetzstudie die Netznutzer, die Energie verbrauchen, aber auch einspeisen und gegebenenfalls speichern können, werden ausschlaggebend dafür sein, wie umfangreich die Verteilnetze in Hessen ausgebaut werden müssen. Ihr Einfluss auf den Netzausbau wird im Zuge einer, in dieser Verteilnetzstudie noch nicht betrachteten, umfassenderen Sektorenkopplung und der weitergehenden Umstellung des Endenergieverbrauchs im Bereich Wärme auf das Stromnetz,

weiter zunehmen. Das zukünftige tatsächliche Netzverhalten der Prosumer kann sich dabei alternativ deutlich mindernd oder umfangreich treibend auf den Netzausbaubedarf auswirken. Dieses Netzverhalten ist derzeit nicht reguliert sowie nicht belastbar vorher-sagbar und birgt damit eine wesentliche Unsicherheit für die Weiterentwicklung der Verteilnetze. Es wird erforderlich, die Erfahrungen aus der Integration der Erneuerbaren Energien auf die Prosumer zu übertragen und geeignete marktfreundliche (aber netzdienliche) Ordnungsrahmen zu schaffen, welche aus der Perspektive der Netz- bzw. Versorgungssicherheit relevante Mindestanforderungen an Prosumer festlegen und Klarheit über die zentrale oder dezentrale (Selbst-) Aktivierung und gegebenenfalls relevante Vergütung von netzdienlichen Beiträgen der Prosumer schaffen. Zugleich sollten die Auswirkungen konkreter Verhaltensweisen und marktbezogener Anreizmechanismen auf Prosumer weiter untersucht werden, um Möglichkeiten der Koordinierung von Prosumern und Verteilnetzen genauer zu durchdringen und die Potenziale für die Optimierung des Netzausbaus umfangreicher erschließen zu können.

Für eine nachhaltige Planung der Weiterentwicklung der Verteilnetze in Hessen werden zukünftig vermehrt sektorenübergreifende Betrachtungen mit Berücksichtigung zusätzlicher langfristiger Fragestellungen der Energiewende als Strom-, Wärme-, Mobilitäts-wende und unter Betrachtung weiterer Marktpartner insbesondere des Wärmesektors sowie der Interaktionen mit den Übertragungsnetzen erforderlich.

9 Quellen

- [1] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2016): Die Energie der Zukunft – Fünfter Monitoring-Bericht zur Energiewende. Berichtsjahr 2015.
- [2] Hessisches Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung (2016): Energiewende in Hessen – Monitoringbericht 2016.
- [3] Al-Wazir, T. (2014): Regierungserklärung – Neue Energie für Hessen – für das Klima, für die Wirtschaft, für uns alle. (15.07.2014, <http://www.al-wazir.de/reden/tarek-al-wazir-regierungserkla%CC%88rung-neue-energie-fu%CC%88r-hessen-fu%CC%88r-das-klima-fu%CC%88r-die-wirtschaft-fu%CC%88r-uns-alle/>, letzter Abruf 13.11.2017).
- [4] Hessisches Ministerium für Umwelt, Energie, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (ohne Datum): Hessischer Energiegipfel – Umsetzungskonzept der Hessischen Landesregierung.
- [5] Hessisches Energiezukunftsgesetz vom 21. November 2012.
- [6] CDU, Bündnis 90/Die Grünen (2013): Verlässlich gestalten – Perspektiven eröffnen. Hessen 2014 bis 2019. Koalitionsvertrag zwischen der CDU Hessen und Bündnis 90/Die Grünen Hessen für die 19. Wahlperiode des Hessischen Landtags 2014-2019.
- [7] Hessisches Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung, HA Hessen Agentur (2017): Solar-Kataster Hessen – Leitfaden zur Nutzung des Solar-Katasters (https://www.energieland.hessen.de/mm/Leitfaden_Solar-Kataster-Hessen_201709.pdf, letzter Abruf 13.11.2017).
- [8] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2015): Effizienzstrategie Gebäude – Wege zu einem nahezu klimaneutralen Gebäudebestand.
- [9] Industrie- und Handelskammer Hessen (2014): Nutzung von Wärmetechnologien. Ratgeber Wärme in Hessen.
- [10] Hessisches Statistisches Landesamt (2015): Anteil nachhaltiger Energien in Hessen wächst. (124/2015, 09.06.2015, http://www.statistik-hessen.de/PresseWeb/pm_918.html, letzter Abruf 13.11.2017).
- [11] Hessisches Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung (2016): Elektromobilität in Hessen. (https://wirtschaft.hessen.de/sites/default/files/media/hmwvl/160823_praesentatione-mobilitaet_final_0.pdf, letzter Abruf 13.11.2016).
- [12] Fraunhofer IWES (2015): Wie hoch ist der Stromverbrauch in der Energiewende? Energiepolitische Zielszenarien 2050 – Rückwirkungen auf den Ausbaubedarf von Windenergie und Photovoltaik. Studie im Auftrag von Agora Energiewende.

- [13] Ökolinstitut e.V. und Fraunhofer ISI (2015): Klimaschutzszenario 2050. 2. Endbericht.
- [14] Nationale Plattform Elektromobilität (2014): Fortschrittsbericht 2014 – Bilanz der Marktvorbereitung. (http://nationale-plattform-elektromobilitaet.de/fileadmin/user_upload/Redaktion/NPE_Fortschrittsbericht_2014_Barrierefrei.pdf, letzter Abruf: 14.11.2017).
- [15] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH: Netzentwicklungsplan Strom 2025, Version 2015. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. (<https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplaene-2025>, letzter Abruf: 15.12.2017).
- [16] European Environment Agency (2006): CORINE Land Cover 2006, (<https://land.copernicus.eu/pan-european/corine-land-cover/clc-2006>, letzter Abruf 14.11.2017).
- [17] Baldauf, M.; Förstner, J. et al. (2014): Kurze Beschreibung des Lokal-Modells Kürzestfrist COSMO-DE (LMK) und seiner Datenbanken auf dem Datenserver des DWD, Deutscher Wetterdienst.
- [18] Statistische Ämter des Bundes und der Länder (ohne Datum): Die Regionaldatenbank Deutschland. (<https://www.regionalstatistik.de>; letzter Abruf 14.11.2017).
- [19] STERN – Szenarien-Tool für die Erstellung von Residuallastzeitreihen für Netzausbaubedarfsanalysen (Förderinitiative Zukunftsfähige Stromnetze, Förderkennzeichen: 0325717).
- [20] Bundesamt für Kartographie und Geodäsie (2016): Digitales Basis-Landschaftsmodell (AAA-Modellierung). Basis-DLM (AAA). (<http://www.geodatenzentrum.de/docpdf/basis-dlm-aaa.pdf>, letzter Abruf 14.11.2017).
- [21] Berechnungen der HA Hessen Agentur GmbH (2015): Bevölkerungsvorausschätzung für Hessen und seine Gemeinden.
- [22] TÜV SÜD Industrie Service GmbH (2011): Unabhängige Ermittlung des Windpotenzials für das Bundesland Hessen (Deutschland). Bericht Nr. MS-1104-031-HE-de, Revision 1. Windpotenzialkarte. 16.12.2011.
- [23] Bundesnetzagentur (ohne Datum): Ausschreibungen zur Ermittlung der finanziellen Förderung von Windenergieanlagen an Land. (https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Wind_Onshore/Wind_Onshore_node.html, letzter Abruf 02.01.2018).
- [24] Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2015). Monitoringbericht 2015.
- [25] Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2016). Monitoringbericht 2016.
- [26] Digitales Liegenschaftskataster Modell. Amtliches Liegenschaftskatasterinformationssystem (ALKIS).
- [27] Statistische Ämter des Bundes und der Länder (2014): Ergebnisse des Zensus 2011. Bevölkerung im 100 Meter-Gitter. (<https://www.zensus2011.de/SharedDocs/Aktuelles/Ergebnisse/DemografischeGrunddaten.html>, letzter Abruf 14.11.2017).

- [28] Hessische Verwaltung für Bodenmanagement und Geoinformation (ohne Datum): Digitale Oberflächenmodelle. (<https://hvbg.hessen.de/geoinformation/landesvermessung/geotopographie/3d-daten/digitale-oberfl%C3%A4chenmodelle-dom>, letzter Abruf 14.11.2017).
- [29] Zeleny, M. (1982). Multiple Criteria Decision Making. New York: McGraw Hill, New York.
- [30] Pandapower: <http://www.uni-kassel.de/go/pandapower>.
- [31] Thurner, L.; Scheidler, A. et al. (2017): pandapower - an Open Source Python Tool for Convenient Modeling, Analysis and Optimization of Electric Power Systems. (<https://arxiv.org/abs/1709.06743>), letzter Abruf 13.01.2018).
- [32] Scheidler, A.; Thurner, L. et al. (2017): Heuristic Optimization for Automated Distribution System Planning in Network Integration Studies. IET Renewable Power Generation, Vol 12. No. 5, S. 530-538.
- [33] Hoos, H.; Stützle, T. (2004): Stochastic Local Search: Foundations & Applications. Morgan Kaufmann, San Francisco USA.
- [34] Deutsche Energie-Agentur GmbH (2012): Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030 (kurz: dena-Verteilnetzstudie). Endbericht.
- [35] Büchner, J.; Katzfey, J. et al. (2014): Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie). Abschlussbericht.
- [36] VDE FNN (2017): Spitzenkappung - ein neuer planerischer Freiheitsgrad: Möglichkeiten zur Berücksichtigung der Spitzenkappung bei der Netzplanung in Verteilnetzen, Berlin, Februar 2017.
- [37] Bergische Universität Wuppertal, Siemens AG (2014): Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze. Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen.
- [38] Leeuwen, T.; Dierkes, S. et al. (2014): Ermittlung von Transitflüssen im Hochspannungsnetz durch mehrere Verknüpfungspunkte mit dem Übertragungsnetz, 13. Symposium Energieinnovationen, Februar 2014, Graz.
- [39] Obkircher, C (2008): Ausbaugrenzen gelöscht betriebener Netze, Dissertation an der Technischen Universität Graz, 2008.
- [40] Bundesministerium für Wirtschaft (2015): Netzentwicklungsplan Gas 2015. (<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/gas-erdgasversorgung-in-deutschland.html>, letzter Abruf 13.01.2018).
- [41] Deutsche Energie Agentur GmbH (2016): Potenzialatlas Power to Gas.
- [42] Deutsche Energie Agentur GmbH (2013). Power to Gas. Eine innovative Systemlösung auf dem Weg zur Marktreife.
- [43] Stiftung Umweltenergierecht, Fraunhofer ISI (2016): Gutachten zu zuschaltbaren Lasten. Vergabenummer ZB-50-15-0970000-4121.3.
- [44] Council of the European Union (2017): Proposal for a Directive of the European Parliament and of the Council on Common Rules for the International Market in Electricity (recast). COM (2016) 864 final/2. 24.02.2017.
- [45] Nykamp, S. (2013): Integrating Renewables in Distribution Grids. Storage, Regulation and the Interaction of Different Stakeholders in Future Grids. Dissertation, University of Twente.

- [46] Agora Energiewende (2014): Stromspeicher in der Energiewende. Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz.
- [47] Fraunhofer ISI (2015): Gesamt-Roadmap Energiespeicher für die Elektromobilität 2030.
- [48] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2016): Bekanntmachung zur Förderung von stationären und dezentralen Batteriespeichersystemen zur Nutzung in Verbindung mit Photovoltaikanlagen. 17.02.2016.
- [49] KfW (2016): Anlage zum Merkblatt. Erneuerbare Energien – Speicher. Technische Mindestanforderungen.
- [50] Moser, A.; Dierkes, S. et al. (2015) : Systemstudie Einspeisemanagement erneuerbarer Energien. Wissenschaftliche Studie im Auftrag der EWE AG.
- [51] Bundesnetzagentur (2014): Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement. Version 2.1.
- [52] Bundesnetzagentur (2017): Entwurf – Leitfaden zum Einspeisemanagement. Version 3.0.
- [53] Agentur für Erneuerbare Energien (2014): Studienvergleich – Stromgestehungskosten verschiedener Erzeugungstechnologien.
- [54] Meier, F.; Kupka, J. et al. (2017): Assessment of Active Power Curtailment Methods in Germany. Solar Integration Workshop Berlin, 2017.
- [55] Büchner, D.; Thurner, L. et al. (2017): Automated Network Planning including an Asset Management Strategy. ETG Congress 2017.
- [56] Singer, T.; Spitzer, H. (2017). Optimierte Netzentwicklung für EWR Netz. ETG Congress 2017.
- [57] BDEW (2017): Investitionen der Stromversorger.
(https://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Energiedaten#cat/Daten%2FGrafiken%5CEnergie%20allgemein%5CEnergiedaten%5C3.%20Stromversorgung/3-10-investitionen-der-stromversorger-de, letzter Abruf 11.12.2017).
- [58] BDEW (2007): Investitionen der deutschen Stromversorger 1950 bis 2007.
- [59] BEE (2017): Aktualisierung der BEE-Prognose. Entwicklung der Erneuerbaren Energien bis 2020.
- [60] BWE (2017): Hintergrund. Ausschreibung Windenergie an Land. Ergebnisse der ersten Runde vom 1. Mai 2017.
- [61] Institut dezentrale Energietechnologien (2016): Regionale Wertschöpfung in der Windindustrie am Beispiel Nordhessen. Kurzfassung.
- [62] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2015): Ein Strommarkt für die Energiewende. (Weißbuch).
- [63] BearingPoint, PP:Agenda (2017): Nächstes Auto. E-Auto! Höheres Interesse als vermutet – aber weshalb tun sich deutsche Verbraucher mit der Anschaffung eines Elektroautos immer noch schwer?
- [64] Hessisches Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung (2016): Elektromobilität in Hessen.
- [65] Zerres, A. (2014): Ergebnisse der Evaluierung der ARegV und Empfehlungen. 4 Workshop Evaluierung ARegV (Vortrag). 23.10.2014, Bonn.

- [66] Zeitschrift für kommunale Wirtschaft, Redaktion (2017): OPEX stärken. (<https://www.zfk.de/strom/stromnetze/artikel/opex-staerken.html>, letzter Abruf 04.10.2017).

Tabellenanhang

Daten zur Abbildung 4: Energieszenariorahmen: Leistungsentwicklung von Einspeisung und Verbrauch¹

	2014	2024 unten	2024 Mitte	2024 oben	2034 unten	2034 Mitte	2034 oben
Wind	1,18	2,1	3,15	4,2	3,5	5,35	7,2
PV	1,77	2,4	3	3,6	2,7	4,65	6,6
Biomasse	0,23	0,24	0,24	0,24	0,25	0,25	0,25
Wasserkraft	0,103	0,103	0,103	0,103	0,103	0,103	0,103
E-Kfz	0	0,367	0,5245	0,682	4,83	6,9	8,97
Wärmepumpen	0,2	0,42	0,6	0,78	0,728	1,04	1,352
(Geothermie)	0	0	0,005	0,01	0	0,025	0,05

Einheiten und Skalierung siehe Abbildung.

Daten zur Abbildung 5: Energieszenariorahmen: Entwicklung (elektrische Arbeit) von
Einspeisung und Verbrauch1

(TWh)	2014	2024 unten	2024 Mitte	2024 oben	2034 unten	2034 Mitte	2034 oben
Basislast	36,74	36,72	36,72	36,72	36,3	36,3	36,3
Rechenzentr. *)	0	0,882	1,232	1,596	1,302	1,82	2,359
E-Kfz *)	0	0,077	0,1095	0,142	0,762	1,088	1,414
Wärmepumpen *)	0	0,653	0,849	1,104	0,975	1,268	1,648
Wind onshore	1,429	3,78	5,67	7,56	7	10,7	14,4
Photovoltaik	1,52	2,16	2,7	3,24	2,484	4,278	6,072
Biomasse	1,915	1,915	1,915	1,915	1,995	1,995	1,995
Wasserkraft	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Geothermie	0	0	0,03	0,06	0	0,15	0,3

*) Angegeben ist der zusätzliche Verbrauch, Energiemengen 2014 sind Bestandteil der Basislast

Gleichzeitigkeitsannahmen (Grundfall)

Gleichzeitigkeiten	Basis					
	Starklastfall			Rückspeisefall		
	NS	MS	HS	NS	MS	HS
Lasten	Netzmodell	Netzmodell	1	0,15	0,15	0,45
E-Kfz	GF	GF	0,185 / 0,146	0	0	0
Wärmepumpen	GF	GF	0,57	0	0	0
PV	0	0	0	0,85	0,85	0,9
WEA	0	0	0	1	1	0,9
Biomasse	0	0	0	1	1	0,9
KWK	0	0	0	1	1	1
Pumpspeicher			-0,5 *)			1
Wasser	1	1	0	1	1	1

*) Pumpspeicherbetrieb

Gleichzeitigkeitsannahmen (netzdienlicher Betrieb)

Gleichzeitigkeiten	netzdienlich					
	Starklastfall			Rückspeisefall		
	NS	MS	HS	NS	MS	HS
Lasten	Netzmodell	Netzmodell	1	0,15	0,15	0,45
E-Kfz	$1 \leq n \leq m;$ $GF(n) * 0,9$	$1 \leq n \leq m;$ $GF(n) * 0,9$	0,18 / $0,146 * 0,9$	0	0	0
Wärmepumpen	$1 \leq n \leq m;$ $GF(n) * 0,9$	$1 \leq n \leq m;$ $GF(n) * 0,9$	$0,57 * 0,9$	0	0	0
PV	0	0	0	0,5	0,7	0,9
WEA	0	0	0	0,87	0,87	0,9
Biomasse	0,5	0,5	0,5	1	1	0,9
KWK	0,5	0,5	0,5	1	1	1
Pumpspeicher			-0,5 *)			1
Wasser	1	1	0	1	1	1

m= 2 bzw. 3 bei E-Kfz und 25 bei Wärmepumpen.

*) Pumpspeicherbetrieb

Gleichzeitigkeitsannahmen (marktorientierter Betrieb)

Gleichzeitigkeiten	marktorientiert					
	Starklastfall			Rückspeisefall		
	NS	MS	HS	NS	MS	HS
Lasten	Netzmodell	Netzmodell	1	0,15	0,15	0,45
E-Kfz	$1 \leq n \leq m$; GF(n)*1,4	$1 \leq n \leq m$; GF(n)*1,4	0,185/ 0,146*1,4	0	0	0
Wärmepumpen	$1 \leq n \leq m$; GF*1,3	$1 \leq n \leq m$; GF*1,1	0,57*1,1	0	0	0
PV	0	0	0	0,85	0,85	0,9
WEA	0	0	0	1	1	0,9
Biomasse	0	0	0	1	1	0,9
KWK	0	0	0	1	1	1
Pumpspeicher			-1 *)			1
Wasser	1	1	0	1	1	1

m= 7 bzw. 9 bei E-Kfz und 40 bzw. 90 bei Wärmepumpen.

*) Pumpspeicherbetrieb

Daten zur Abbildung 49: Netzausbaukosten der Hochspannungsebene hochgerechnet auf Hessen

Jahr	Szenario	min	25 %	50 %	75 %	max
2024	1	104,72	115,69	117,89	124,16	140,19
2024	2	137,4	159,27	172,39	181,16	195,23
2024	3	229,01	241,89	248,62	254,14	273,69
2034	1	179,38	200,89	209,07	215,59	223,84
2034	2	293,34	304,67	314,16	320,35	346,22
2034	3	452,48	481,42	495,87	510,09	544,64

Einheiten und Skalierung siehe Abbildung.

Daten zur Abbildung 50: Netzausbaukosten bei Einsatz von innovativen Maßnahmen auf die Hochspannung, Teil 1

	min	25 %	50 %	75 %	max
konventionell	293,34	304,67	314,16	320,35	346,22
ACCR	273,26	285,47	293,11	304,08	332,53
ACCR + Q(U)⁴	256,02	275,72	281,19	286,98	300,03
konst cosphi 0,95^{5,6und7}	288,65	303,36	309,94	314,22	360,42
konst cosphi 0,9^{5,6und7}	294,47	311,47	316,18	326,46	345,71
Q(U)⁴ 0,95	290,50	304,44	308,66	315,23	329,64
Q(U)⁴ 0,9	290,36	312,17	318,33	328,64	344,87
konst cosphi 0,95^{5,6und7} + Q(U)⁴	290,00	304,41	309,82	315,53	331,52
konst cosphi 0,9^{5,6und7} + Q(U)⁴	291,02	311,66	316,84	326,65	343,83

Einheiten und Skalierung siehe Abbildung.

Daten zur Abbildung 51: Netzausbaukosten bei Einsatz von innovativen Maßnahmen auf die Hochspannung, Teil 2

	min	25 %	50 %	75 %	max
konventionell	293,34	304,67	314,16	320,35	346,22
Spitzenkappung 6und7	268,88	287,05	297,23	303,33	332,95
ACCR + Spitzenkappung 6und7	258,09	274,56	283,56	291,91	308,10
ACCR + Spitzenkappung 6und7 + $Q(U)^4$	247,58	262,72	269,06	273,63	289,46
ACCR + Spitzenkappung 4,5,6und7	244,12	265,12	272,63	277,92	310,03
Speicher/Prosumer netzdienlich	230,85	246,36	254,19	260,59	279,72
Speicher/Prosumer marktorientiert	316,92	328,30	339,72	345,53	369,75

Einheiten und Skalierung siehe Abbildung.

Daten zur Abbildung 61: Hochrechnung der Netzausbaukosten für die Umspannebene

Jahr	Szenario	min	25 %	50 %	75 %	max
2024	1	78,75	87,28	91,6	94,7	104,44
2024	2	108,67	114,83	121,16	126,51	137,01
2024	3	136,64	150,77	155,74	164,75	179,04
2034	1	111,95	121,83	127,1	131,87	145,48
2034	2	199,47	207,55	216,45	223,68	231,76
2034	3	306,17	330,43	336,58	341,24	359,05

Einheiten und Skalierung siehe Abbildung.

Daten zur Abbildung 62: Netzausbaukosten konventionellen und innovativen Netzausbaus der Umspannebene

	min	25 %	50 %	75 %	max
Konventionell	199,47	207,55	216,45	223,68	231,76
ACCR	199,47	207,42	216,34	223,86	231,76
ACCR + Q(U)⁴	199,65	208,97	217,39	225,17	231,98
ACCR + Spitzenkappung_{6und7}	187,49	200,47	205,11	212,08	228,00
ACCR + Spitzenkappung_{4,5,6und7}	182,40	190,69	197,16	203,91	219,20
ACCR + Spitzenkappung_{6und7} + Q(U)⁴	188,69	200,42	204,45	213,64	228,16
ACCR + Spitzenkappung_{4,5,6und7} + Q(U)⁴	184,69	191,91	198,75	204,09	221,28
Spitzenkappung_{6und7}	187,49	200,47	205,11	212,08	228,00
Spitzenkappung⁵	189,76	206,13	212,67	218,20	230,26
Spitzenkappung_{5,6und7}	186,22	197,32	201,03	209,15	227,58
Spitzenkappung_{4,6und7}	186,05	195,37	200,02	207,91	222,99
Spitzenkappung_{4,5,6und7}	182,40	190,62	196,07	201,77	219,20
konst cosphi 0,9_{5,6und7}	200,41	214,79	223,56	230,69	239,78
konst cosphi 0,9_{5,6und7}	200,41	214,88	223,56	230,70	239,99
Q(U)⁴ 0,95	200,41	214,88	223,56	230,70	239,99
Q(U)⁴ 0,9	205,03	221,69	231,89	237,28	245,11
konst cosphi 0,9_{5,6und7} + Q(U)⁴	200,41	214,88	223,56	230,70	239,99
konst cosphi 0,9_{5,6und7} + Q(U)⁴	205,03	221,69	230,99	237,28	245,11
Speicher/Prosumer netzdienlich	173,41	185,26	190,55	195,39	205,81

**Speicher/Prosumer
marktorientiert**

219,12

227,55

236,41

243,65

251,41

Einheiten und Skalierung siehe Abbildung.

Daten zur Abbildung 67: Hochrechnung der Netzausbaukosten der Mittelspannungsebene in Hessen

Jahr	Szenario	min	25 %	50 %	75 %	max
2024	1	99,18	116,17	122,94	127,53	168,82
2024	2	152,12	173,70	179,29	184,31	227,91
2024	3	208,72	230,86	235,38	241,76	271,23
2034	1	159,07	175,97	183,70	193,46	225,11
2034	2	292,00	311,92	319,70	327,30	359,75
2034	3	400,97	427,92	435,26	449,37	483,71

Einheiten und Skalierung siehe Abbildung.

Daten zur Abbildung 74: Kostenvergleich für Netzausbau mit konventionellem und innovativen Maßnahmen in der Mittelspannung, hochgerechnet auf Hessen 20341

	min	25 %	50 %	75 %	max
Konventionell	285,89	305,77	312,57	324,11	346,92
konst cosphi 0,9 / 0,94	237,38	254,47	267,51	280,36	343,86
Q(U)	251,58	277,03	292,33	303,99	328,72
Spitzenkappung PV 70 %	251,02	269,66	283,13	295,01	346,60
Spitzenkappung PV 70 % nur NS	245,64	281,04	287,18	300,90	356,07
Spitzenkappung PV 70 %, Wind 87 %	228,07	262,69	273,79	286,74	332,49
Spitzenkappung Kombiwertverf. FNN	201,15	237,46	251,42	263,41	290,24
E-Kfz/WP markorientiert	273,11	300,22	315,79	331,78	407,45
Spitzenkappung Kombiwertverf. FNN, Prosumer (PV Speicher NS, E-Kfz/WP netzdienlich)	195,33	242,72	249,89	260,24	303,90
Leistungskompoundierung	188,97	233,73	243,80	257,92	278,14
Leistungskompoundierung + Q(U)	196,92	237,16	247,24	261,88	279,25
Leistungskompoundierung + Spitzenk. PV 70 % nur NS	181,45	227,89	238,74	248,87	282,79
Leistungskompoundierung + Spitzenk. Kombiv. FNN	150,62	191,66	198,14	209,19	233,30
Leistungskompoundierung + Spitzenk. Kombiv. FNN + Prosumer	143,87	183,46	191,55	199,80	224,66

Einheiten und Skalierung siehe Abbildung.

Daten zur Abbildung 75: Verteilung des durchschnittlicher PV-, E-Kfz- und Wärmepumpen-Zubaus je NS-Netz1

Jahr	Szenario	Typ	min	25 %	50 %	75 %	max
2024	1	PV	0	0	11,05	33,15	82,88
2024	2	PV	0	3,4	24,65	66,3	160,65
2024	3	PV	0	5,95	37,4	99,45	239,70
2034	1	PV	0	0	17,85	49,3	123,25
2034	2	PV	0	11,05	62,05	156,4	374,43
2034	3	PV	0	21,25	104,55	257,125	610,94
2024	1	E-Kfz	0	0	3,7	14,67	36,68
2024	2	E-Kfz	0	0	11	24,95	62,38
2024	3	E-Kfz	0	0	11,06	25,9	64,75
2034	1	E-Kfz	0	25,23	54,84	78,26	157,81
2034	2	E-Kfz	0	37,39	71,35	105,42	207,47
2034	3	E-Kfz	0	43,27	78,03	112,83	217,17
2024	1	WP	0	0	7,5	22	55,00
2024	2	WP	0	0	14	35	87,50
2024	3	WP	0	1,5	20,5	47	115,25
2034	1	WP	0	0	14	36	90,00
2034	2	WP	0	2,5	25	54,5	132,50
2034	3	WP	0	5,5	36	72	171,75

Einheiten und Skalierung siehe Abbildung.

Daten zur Abbildung 81: Hochrechnung der Netzausbaukosten in der Niederspannung auf Hessen

Jahr	Szenario	min	25 %	50 %	75 %	max
2024	1	61,96	72,60	76,92	82,53	92,46
2024	2	80,57	94,13	99,92	106,82	119,42
2024	3	99,19	115,67	122,92	131,13	146,40
2034	1	99,19	111,73	118,60	124,13	132,18
2034	2	168,56	189,20	201,20	209,39	224,16
2034	3	238,02	267,02	283,66	293,69	316,27

Einheiten und Skalierung siehe Abbildung.

Daten zur Abbildung 82: Kostenvergleich für innovativen und konventionellen Netzausbau für 20241

	min	25 %	50 %	75 %	max
konventionell	61,99	94,16	99,73	102,89	122,40
konst cosphi	46,72	77,85	81,66	84,88	102,31
cosphi(P)	46,92	80,28	83,53	87,02	104,63
Q(U)	46,48	78,97	81,54	84,33	102,25
Spitzenkappung PV 70 %	51,29	83,46	86,87	91,60	106,76
Spitzenkappung PV 60 %	47,76	79,07	82,10	84,26	96,75
Spitzenkappung PV 50 %	45,38	74,51	76,71	79,84	88,81
rONT	48,89	80,25	84,40	88,76	106,33
rONT + Q(U)	43,21	74,90	77,96	81,15	94,22
Spitzenkappung PV 70 % + rONT	41,83	74,71	77,61	80,69	90,34
Spitzenkappung PV 70 % + Q(U)	37,30	71,97	74,42	77,74	87,48
Spitzenkappung PV 70 % + Q(U) + rONT	37,04	69,06	71,25	74,92	83,64

Einheiten und Skalierung siehe Abbildung.

Daten zur Abbildung 83: Kostenvergleich für innovativen und konventionellen Netzausbau für 2034, Teil 11,2

	min	25 %	50 %	75 %	max
konventionell	141,49	188,47	195,65	204,71	220,65
konst cosphi	120,95	167,03	171,87	182,65	188,91
cosphi(P)	123,25	170,29	174,30	184,63	198,83
Q(U)	120,62	168,40	172,06	182,44	193,11
Spitzenkappung PV 70 %	127,15	173,95	180,53	190,28	202,05
Spitzenkappung PV 60 %	124,22	167,17	172,06	180,72	193,15
Spitzenkappung PV 50 %	119,24	159,86	165,74	174,60	183,42
rONT	124,20	170,15	176,58	186,42	195,81
rONT + Q(U)	116,30	161,86	166,90	177,40	183,69
Spitzenkappung PV 70 % + rONT	114,45	161,37	166,96	174,70	185,94
Spitzenkappung PV 70 % + Q(U)	108,21	158,01	162,98	170,28	180,18
Spitzenkappung PV 70 % + Q(U) + rONT	108,03	153,90	158,61	166,77	176,67

Einheiten und Skalierung siehe Abbildung.

Daten zur Abbildung 84: Kostenvergleich für innovativen und konventionellen Netzausbau für 2034, Teil 21

	min	25 %	50 %	75 %	max
konventionell	141,49	188,47	195,65	204,71	220,65
E-Kfz/WP marktorientiert 80	146,18	197,71	204,78	215,42	238,02
E-Kfz/WP marktorientiert	194,32	245,04	255,72	264,29	295,56
E-Kfz/WP marktorientiert 120	285,03	307,16	320,60	344,58	387,55
PV Speicher NS, E-Kfz/WP netzdienlich 80	77,62	96,13	119,54	124,09	136,75
PV Speicher NS, E-Kfz/WP netzdienlich	103,48	145,16	151,69	157,10	167,64
PV Speicher NS, E-Kfz/WP netzdienlich 120	134,84	168,21	175,58	184,30	201,41

Einheiten und Skalierung siehe Abbildung.

Daten zur Abbildung 107: Hochrechnung des für die Stützjahre 2024 und 2034 erforderlichen Netzausbaus¹

Jahr	Szenario	NE 3	NE 4	NE 5	NE 6+7
2024	unten	119,43	91,63	121,89	76,92
2024	mitte	170,20	121,16	179,44	97,86
2024	oben	248,78	157,06	236,87	122,92
2034	unten	207,23	126,88	184,34	118,60
2034	mitte	313,52	215,71	320,23	195,08
2034	oben	494,73	335,43	439,29	283,66

Einheiten und Skalierung siehe Abbildung.

Daten zur Abbildung 108: Kostensenkungspotenziale als gesichert verfügbar erachteter innovativer Technologien und Planungsansätze^{1,2}

Jahr	2024	2034
Szenario	mitte	mitte
NE 3	170,20	313,52
NE 4	121,16	215,71
NE 5	179,44	320,23
NE 6+7	97,86	195,08
beste NE 3	160,30	281,42
beste NE 4	121,73	216,65
beste NE 5	152,89	263,50
beste NE 6+7	77,04	166,45
SKLV + beste NE 3	149,86	268,99
SKLV + beste NE 4	116,14	206,54
SKLV + beste NE 5	143,02	238,94
SKLV + beste NE 6+7	70,65	156,76

Einheiten und Skalierung siehe Abbildung.