

Überführung des Regionalszenarios in die Netzaufgabe NAP 2026

Planungsregion BAYERN - September 2026



PLANUNGSREGION
BAYERN

Impressum

Titel: Überführung des Regionalszenarios in die Netzaufgabe NAP 2026 - Planungsregion Bayern, Stand: September 2026

Urheber:

AllgäuNetz GmbH & Co. KG · Illerstraße 18 · 87435 Kempten

Bayernwerk Netz GmbH · Lilienthalstraße 7 · 93049 Regensburg

LEW Verteilnetz GmbH · Schaezlerstraße 3 · 86150 Augsburg

Mainfranken Netze GmbH · Haugerring 6 · 97070 Würzburg

N-ERGIE Netz GmbH · Sandreuthstraße 21 · 90441 Nürnberg

Regensburg Netz GmbH · Greflingerstraße 26 · 93055 Regensburg

Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm Netze GmbH · Karlstraße 1-3 · 89073 Ulm

swa Netze GmbH · Hoher Weg 1 · 86152 Augsburg

SWM Infrastruktur GmbH & Co. KG · Emmy-Noether-Straße 2 · 80992 München

Lizenz:

Dieses Werk ist lizenziert unter der **Creative Commons Attribution 4.0 International (CC BY 4.0)**. Eine Nutzung, Bearbeitung, Weitergabe und Veröffentlichung ist unter Angabe der Urheber sowie unter Einhaltung der Lizenzbedingungen zulässig.

Lizenztext: <https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>

Zitierempfehlung:

„Netzaufgabe NAP 2026 - Planungsregion Bayern“, Gemeinschaftswerk der veröfentlichungspflichtigen Verteilnetzbetreiber der Planungsregion Bayern (Stand September 2026), lizenziert unter [CC BY 4.0](https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/).

Überführung des Regionalszenarios in die Netzaufgabe NAP 2026 – Planungsregion Bayern

Inhalt

1	Abkürzungsverzeichnis	5
2	Einleitung	5
2.1	Basisszenario	6
2.2	Effizienzscenario	6
3	Treiber für die Beeinflussung der Netzaufgabe.....	7
3.1	Betrachtungshorizont und Stützjahre	7
3.2	Netzwirkungsfaktor	7
3.3	Marktorientierte Nutzung von Flexibilitäten	8
3.4	Eigenverbrauch	11
3.5	Betriebskonzepte für Speicher	11
3.5.1	Grünstromspeicher	11
3.5.2	Co-Location-Speicher	12
3.5.3	Netzbelastende Speicher.....	12
3.5.4	Netzneutrale Speicher	13
3.5.5	Netzdienliche Speicher	13
3.6	Aggregation von Netzanschlüssen / Überbauung	13
3.7	Flexible Netzanschlussvereinbarungen	14
3.8	Spitzenkappung	14
3.9	Begrenzung der Einspeisung aus Gebäude-PV	15
3.10	Steuerbare Verbrauchseinrichtungen	15
4	Einflussgrößen auf die Netzaufgabe	16
4.1	Elektromobilität	16
4.1.1	Basisszenario	16
4.1.2	Effizienzscenario	17
4.2	Wärme	17
4.2.1	Basisszenario	17
4.2.2	Effizienzscenario	18
4.3	Konventionelle Last	18

4.4	Rechenzentren	18
4.5	Elektrolyse	19
4.6	Speicher	19
4.6.1	Basisszenario	19
4.6.2	Effizienzscenario	19
4.7	Photovoltaik auf oder an Gebäuden	20
4.7.1	Basisszenario	20
4.7.2	Effizienzscenario	20
4.8	Freiflächen-Photovoltaik, Windenergie und Hybridkraftwerke	20
4.8.1	Basisszenario	20
4.8.2	Effizienzscenario	21
4.9	Sonstige erneuerbare Erzeugung	21
4.10	Konventionelle Kraftwerke	21
5	Zusammenfassung wesentlicher Einflüsse	21
6	Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf und weiterer zeitlicher Ablauf	22
7	Verzeichnisse	23
7.1	Abbildungsverzeichnis	23

1 Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
AgNes	Aggregations- und Netzsteuerungsprozess
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FCA	Flexible Connection Agreement (Flexible Netzanschlussvereinbarung)
DSM	Demand Side Management
FF-PV	Freiflächen-Photovoltaik
KSG	Klimaschutzgesetz
NAP	Netzausbauplan
NEST	NetzEffizienzStrom – Prozess zur effizienten Netzentwicklung
NWF	Netzwirkungsfaktor
PV	Photovoltaik

2 Einleitung

Die Planungsregion Bayern beschreibt in ihrem Regionalszenario zwei unterschiedliche Entwicklungspfade, aus denen zwei Szenarien ausgeprägt wurden. Beiden Szenarien ist gemein, dass sie das im Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) gesetzlich verankerte Ziel der Netto-Treibhausgasneutralität (nachfolgend Klimaneutralität) im Jahr 2045 umsetzen. Allerdings unterscheiden sich die Entwicklungspfade hinsichtlich der Ausgestaltung der verschiedenen Beiträge zur Zielerreichung.

Folgende Aspekte haben die Szenarien darüber hinaus gemeinsam:

- Anteil von aus Photovoltaik, Wind und Wasserkraft regenerativ erzeugter Energiemenge am Verbrauch,
- Hoher Elektrifizierungsgrad bei Mobilitätsanwendungen,
- Ausbauumfang von Wärmenetzen,
- Konventionelle Last im Bereich Haushalte, sowie Gewerbe, Handel, Dienstleistung,
- Industrie-Transformation,
- Hochlauf von Rechenzentren und Elektrolyseuren.

Die Szenarien unterscheiden sich in:

- Aufteilung erneuerbarer Energiebereitstellung aus Wind und PV,
- Elektrifizierungsgrad bei individuellen Wärmelösungen,

- Anschlussaggregation von Erzeugungsanlagen unterschiedlichen Typs,
- Diversität der Ladevorgänge und ihrer Netzwirkung,
- Einsatz und Lokalität von Speichern und netzdienlichen Lasten.

Während sich das Regionalszenario auf die Herleitung der installierten Leistungen verschiedener Energieträger sowie Verbraucher und ihrer Regionalisierung und Zuordnung auf die Netzgebiete der beteiligten Netzbetreiber fokussiert, beschreibt dieses Dokument, wie sich diese Leistungen auf die Netzaufgabe auswirken. Es benennt wesentliche Treiber und beschreibt ihren Einfluss qualitativ.

Die detaillierte Ausgestaltung erfolgt durch die VNBs im Rahmen der Erstellung des Netzausbauplans.

2.1 Basisszenario

Dieses Szenario basiert auf dem derzeitigen Status quo im Energiesystem und orientiert sich an Szenario B aus dem genehmigten Szenariorahmen der ÜNB. Energiebeschaffung, Energiebezug und Energieverteilung werden dabei getrennt voneinander gedacht und organisiert. Die Wahl des Netzanschlusspunktes von Kundenanlagen erfolgt primär dargebotsabhängig, also beispielsweise abhängig von Windhöffigkeit und Flächenverfügbarkeit. Lenkende Instrumente stehen dem Netzbetreiber im Allgemeinen nicht zur Verfügung. Der Einsatz von Flexibilitäten durch den Netzbetreiber (netzdienlicher Einsatz) erfolgt nur temporär im Rahmen des betrieblichen Engpassmanagements zur Überbrückung bis zur Umsetzung des erforderlichen Netzausbaus. Das Zielnetz wird weitestgehend engpassfrei und bedarfsgerecht ausgelegt.

Das Basisszenario berücksichtigt

- Deutschlandweit dargebotsabhängige Verteilung der Erzeugungsarten ohne räumliche Aggregation von Netzanschlüssen,
- bedarfsgerechten Netzausbau, auch zur Abdeckung von selten vorkommenden Netzsituationen,
- Verbraucherpreise, welche die aktuelle Marktsituation abbilden und damit Anreize zur marktorientierten Nutzung von Flexibilitäten setzen.

2.2 Effizienzscenario

In diesem Szenario wird unterstellt, dass bei der Gestaltung der politischen Rahmenbedingungen zum Erreichen der Klimaneutralität den Belangen für eine effiziente Netzinfrastruktur mehr Bedeutung eingeräumt wird. Das Erreichen der Klimaneutralität bis 2045 bleibt auch in diesem Szenario unverändert.

Die stärkere Berücksichtigung der Belange der Infrastruktur wird dadurch motiviert, dass ihre Kosten durch den starken Ausbaubedarf rasch zunehmen. Eine optimierte Infrastrukturnutzung wird dabei erreicht durch:

- einen optimierten Erzeugungsmix, welcher stärker auf eine Lastdeckung in Bayern ausgerichtet ist,
- geeignete räumliche und zeitliche Aggregation von Netzanschlüssen in Form von gezielter Überbauung von Netzanschlüssen durch den Kunden in Folge einer veränderten Anschlusskostenverrechnung mit Lenkungswirkung (NEST-Prozess),
- Entschädigungsfreiheit beim steuernden Eingriff durch den Netzbetreiber in Zeiten mit sehr hoher Netzauslastung.

Dieses Szenario beschreibt somit einen Weg zur Klimaneutralität, bei dem die Belange für einen effizienten und kostengünstigen Netzausbau ausgewogen berücksichtigt sind und somit die vorhandenen Kapazitäten besser ausgenutzt werden.

3 Treiber für die Beeinflussung der Netzaufgabe

3.1 Betrachtungshorizont und Stützjahre

Grundsätze zur Gestaltung des Marktes und zu den verfügbaren Werkzeugen der Netzbetreiber werden aktuell u.a. im Kontext der NEST- und AgNes-Prozesse diskutiert. Die zugehörigen Festlegungen werden in naher Zukunft greifen und einen für den gesamten Betrachtungshorizont gültigen Rahmen definieren. Hinsichtlich der relativen Wirkung dieser installierten Leistungen zur Ermittlung der Netzaufgabe wird daher nicht zwischen den Stützjahren differenziert.

Regionalszenario und Netzausbauplan differenzieren hinsichtlich der installierten Leistungen davon unabhängig die Stützjahre t+5, t+10 und das Zieljahr der Klimaneutralität 2045.

3.2 Netzwirkungsfaktor

Der Netzwirkungsfaktor beschreibt die zur auslegungsrelevanten Nutzungssituation vorliegende Leistung des Energieträgers, anteilig an der installierten Leistung.

$$NWF = \frac{P_{\text{auslegungsrelevant}}}{P_{\text{installiert}}}$$

Netzwirkungsfaktoren sind für die spezifische Versorgungsaufgabe des jeweiligen Netzbereiches (z.B. städtisch oder ländlich geprägte Netzstrukturen) und jede auslegungsrelevante Nutzungssituation einzeln zu bestimmen. In diesem Dokument werden die Fälle „Starklast mit geringer Einspeisung“ (Lastfall) und „Schwachlast mit maximaler Erzeugung“ (Rückspeisung) unterschieden.

Der Netzwirkungsfaktor kombiniert mehrere Effekte:

- Verfügbarkeit am NVP (berücksichtigt z.B. Wartungen)
- Überlagerung stochastischer Effekte (Gleichzeitigkeit, netzebenenspezifisch)
- Bedarfs- oder dargebotsabhängige Aspekte, z.B. abhängig von der Witterung
- Steuernde Eingriffe durch Betreiber, Aggregatoren oder Netzbetreiber.

Die VNB der Planungsregion ermitteln daher die NWF individuell.

Die Netzaufgabe ergibt sich aus der vorzeichenrichtigen Überlagerung der Beiträge aller Energieträger für die jeweilige spezifische Versorgungsaufgabe und allen Auslegungsfällen.

$$P_{\text{resultierend}} = \sum_{\text{Energieträger}} P_{\text{installiert}} \times NWF$$

3.3 Marktorientierte Nutzung von Flexibilitäten

Flexibilitäten orientieren sich an den Preisen, die sich auf dem Energiemarkt bilden. Die Preisbildung erfolgt unter Berücksichtigung der Situation in Deutschland sowie im europäischen Umland. Diese kann, muss aber nicht, der lokalen Erzeugungs- und Bedarfssituation entsprechen. Im derzeitigen Marktdesign kann insbesondere der Intraday-Handel Anreize zu einer kurzzeitigen Erhöhung der Beiträge von Flexibilitäten zur Netzaufgabe setzen. Für die Zukunftsbetrachtung wird auf Grund des höheren Flexibilitätsumfanges davon ausgegangen, dass die Analyse eines marktplatzübergreifenden Preises für die Bewertung der Effekte auskömmlich ist. Es wird dazu auf die Marktsimulation der Übertragungsnetzbetreiber zurückgegriffen. Zusätzlich zum absoluten Preis wird der relative Preis in Bezug auf ein 48 h-Zeitfenster bewertet, da Flexibilitäten im Allgemeinen nur zeitlich begrenzt zur Verfügung stehen. Ein hoher relativer Preis kann zum Beispiel einen Anreiz geben, Lasten zeitlich zu verschieben, obgleich der absolute Preis und das mittlere Preisniveau niedrig sind.

Der relative Preis P_{rel} berechnet sich aus dem absoluten Preis P als:

$$P(t)_{\text{rel}} = \frac{P(t) - \min_{-24 \leq t - t_i \leq 24} P(t_i)}{\max_{-24 \leq t - t_i \leq 24} P(t_i) - \min_{-24 \leq t - t_i \leq 24} P(t_i)}$$

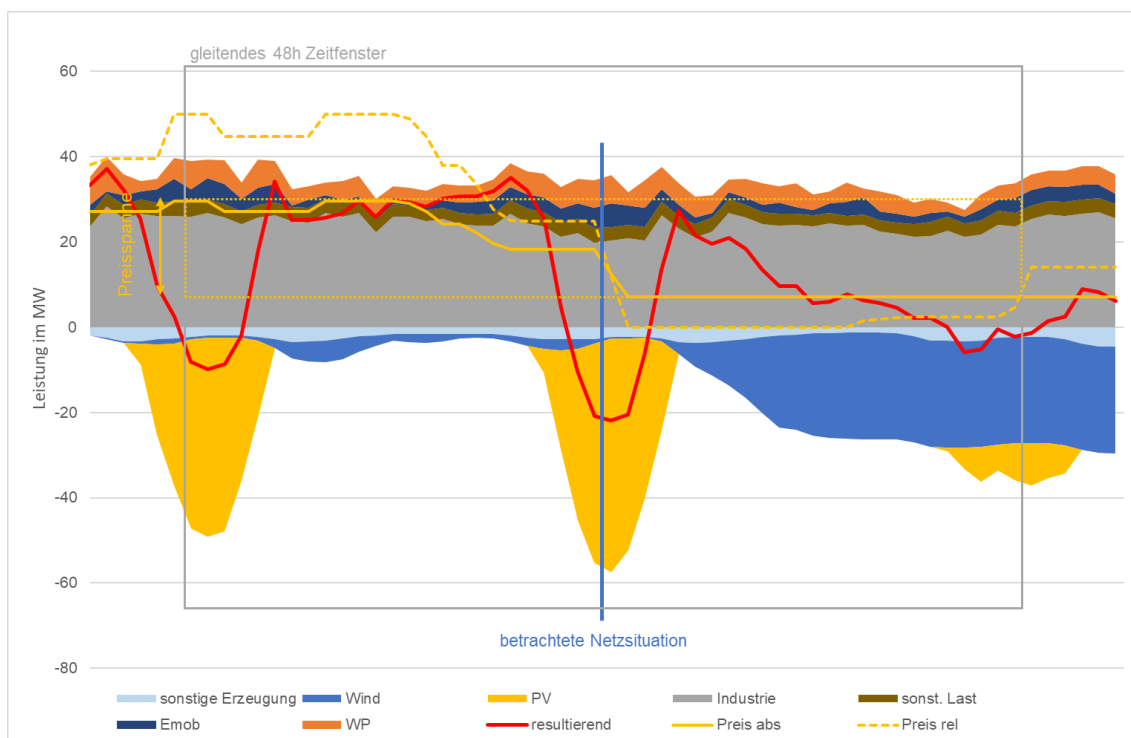


Abbildung 1: Exemplarisches Beispiel zur Analyse des Marktpreissignals in einer Rückspeisesituation

In die Bewertung einflussend ist ein ausgewähltes Netzgebiet mit etwa 100 Umspannwerken und heterogener Siedlungs- und Anlagenstruktur. Neben dem Extremum der Rückspeise- bzw. Starklastsituation wurden ergänzend auch weitere Situationen in die Bewertung mit einbezogen, in welchen ähnliche resultierende Leistungen vorlagen.

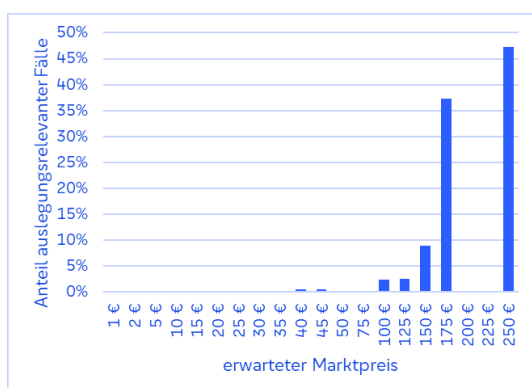


Abbildung 2: Analyse der Marktpreise 2045 in Starklastsituationen

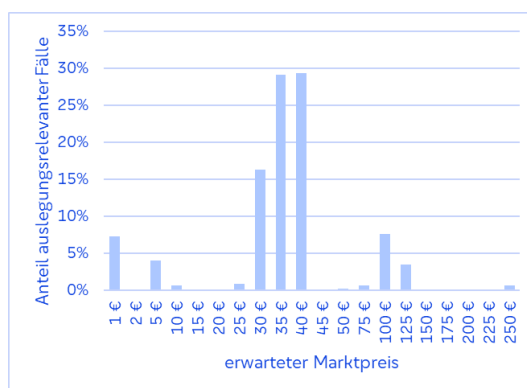


Abbildung 3: Analyse der Marktpreise 2045 in Rückspeisesituationen

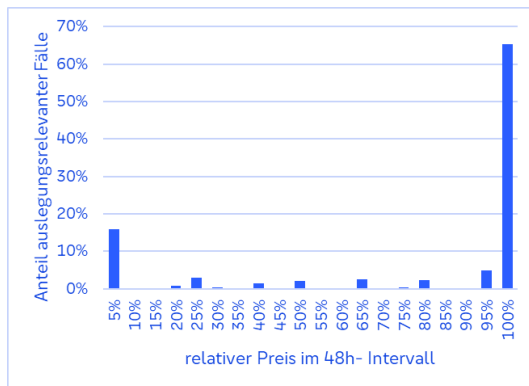


Abbildung 4: Analyse der relativen Marktpreise 2045 in Starklastsituationen

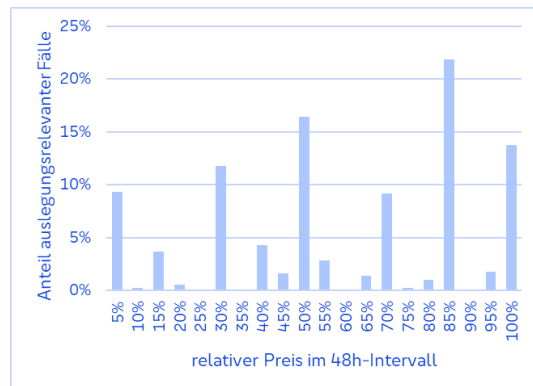


Abbildung 5: Analyse der relativen Marktpreise 2045 in Rückspeisesituationen

Die Betrachtung der erwarteten zukünftigen Marktpreise zeigt, dass auch in lokal lastdominierten Situationen niedrige Marktpreise, insbesondere in Bezug auf das 48 h-Intervall auftreten, welche sich in einer Erhöhung der NWF flexibler Lasten niederschlagen können. Eine Erhöhung der NWF sollte in Betracht gezogen werden für:

- Industrielle Last im Kontext des Demand Side Managements (DSM),
- Elektrolyseure,
- Ladevorgänge, insb. an nicht-öffentlichen Ladepunkten,
- Wärmepumpen durch Verschiebung der Heiz-Zeitfenster, Einsatz von Heizstäben bei stark differenzierenden Marktpreisen, vorwiegend an Tagen, an denen die Normaußentemperatur überschritten wird,
- Laden von Großbatteriespeichern oder von Aggregatoren gesteuerten Kleinbatteriespeichern.

Darüber hinaus kann ebenfalls eine Erhöhung der NWF einspeisender Anlagen in lokal einspeisedominierten Situationen durch durchschnittliche oder gar hohe Marktpreise angereizt werden. Im Fokus stehen dabei insbesondere Entladevorgänge von Groß- und Kleinbatteriespeichern. Gemäß Marktsimulation der Übertragungsnetzbetreiber führt das steigende Flexibilitätswolumen dazu, dass keine negativen Preise mehr auftreten. Ein stark ausgeprägter Marktpreiseinfluss auf die NWF von PV- oder Windenergieanlagen ist daher nicht zu erwarten.

Die beschriebenen Effekte treten grundsätzlich in beiden Szenarien auf. Dennoch kann bei der Wirkung differenziert werden. Obgleich eine Divergenz der lokalen zur globalen Netzsituation möglich und somit im bedarfsgerechten Netzausbau zu berücksichtigen ist, liegt jedoch mindestens zeitweise eine Kongruenz vor, bei welcher der Marktpreis positiv auf die Netzaufgabe einwirkt. Die Veränderung der NWF kann im Effizienzscenario somit durch ergänzende steuernde Eingriffe des Netzbetreibers gedämpft werden.

3.4 Eigenverbrauch

Im häuslichen Umfeld wird eine Erhöhung des Eigenverbrauchs durch gezielte Steuerung von Kleinbatteriespeichern, Ladevorgängen von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen erreicht. Wird diese Zielsetzung, wie im Effizienzscenario angenommen, zukünftig noch stärker motiviert und steigt die Durchdringung mit lastseitigen Flexibilitäten im Haushaltsbereich weiter an, können bereits bestehende Effekte verstärkt werden und auch eine Wirkung auf die Netzauslegung entfalten. Die Wirkung tritt im Allgemeinen erst bei Überlagerung einer ausreichend großen Anzahl von Einzelanlagen ein und führt dann zu einer Erhöhung des NWFs im Rückspeisefall für:

- Heimpladevorgänge für Elektromobilität,
- Wärmepumpen,
- Laden von Kleinbatteriespeichern.

Dem Effekt der Eigenverbrauchsoptimierung auf die Anlagendimensionierung wurde bereits durch die Absenkung der installierten Leistung für PV-Anlagen auf oder an Gebäuden im Effizienz-Szenario Rechnung getragen. Ein ergänzender Effekt auf den NWF durch verstärkte Ost-West-Orientierung der Anlagen ist gegenüber dem Effekt auf die installierte Leistung und gegenüber anderen Einflussfaktoren nachrangig.

Im gewerblichen oder industriellen Umfeld stellt die Erhöhung des Eigenverbrauchs keinen relevanten Treiber für den Flexibilitätseinsatz dar.

3.5 Betriebskonzepte für Speicher

3.5.1 Grünstromspeicher

Als Grünstromspeicher werden Großbatteriespeicher bezeichnet, welche in Kombination mit PV-Freiflächenanlagen oder Windenergieanlagen errichtet werden und welche ausschließlich aus diesen geladen werden dürfen. Im urbanen Raum findet dieses Betriebskonzept daher keinen Einsatz. Grünstromspeicher können damit nur eingeschränkt marktlich agieren und sie werden im Basisszenario in ausgewählten Anlagen berücksichtigt. Unter verstärkter Berücksichtigung der Belange der Infrastruktur (Effizienzscenario) können Grünstromspeicher dennoch eine geeignete Ergänzung zu Erzeugungsanlagen sein, die marktorientierte Fahrweise und geringe Relevanz für die Netzauslegung vereinen.

Aus der Anschlusssituation ergibt sich unmittelbar, dass der NWF des ladenden Grünstromspeichers im Starklastfall als null angesetzt werden kann. Die Ladung des

Speichers findet ausschließlich mit Eigenerzeugung statt. Dabei gibt es jedoch keine Vorgabe, dass dies in der auslegungsrelevanten Rückspeisesituation geschieht, weswegen eine Erhöhung des NWFs für den ladenden Grünstromspeicher nur bei Überlagerung einer ausreichend großen Anzahl von Grünstromspeichern mit hinreichender Wahrscheinlichkeit angenommen werden kann.

Die Entladung erfolgt im Allgemeinen unter Berücksichtigung der marktlichen Situation, oder wird durch andere Treiber zusätzlich beeinflusst.

3.5.2 Co-Location-Speicher

Als Co-Location-Speicher werden Speicher bezeichnet, welche gemeinsam mit anderen Anlagen am Netz angeschlossen werden, sich also mit diesen einen Netzverknüpfungspunkt teilen. Die Leistung des Speichers bleibt bei der Festlegung der maximalen Wirkleistung am Netzverknüpfungspunkt unberücksichtigt (P_{AVE} -Regelung).

P_{AVE} -Regelung: Begrenzung der maximalen Wirkleistung am Netzverknüpfungspunkt in Einspeiserichtung auf eine vertraglich abzustimmende Leistung, welche geringer ist als die Summe der installierten Leistungen aller hinter dem Netzverknüpfungspunkt angeschlossenen Anlagen.

P_{AVB} -Regelung: Begrenzung der maximalen Wirkleistung am Netzverknüpfungspunkt in Bezugsrichtung auf eine vertraglich abzustimmende Leistung.

Erfolgt eine Rückspeisung aus der anderen Anlage mit voller Leistung, kann somit keine zusätzliche Rückspeisung aus dem Speicher erfolgen. Der NWF des Co-Location-Speichers im Rückspeisefall kann daher als null angesetzt werden.

Für den ladenden Co-Location-Speicher gibt es im Gegensatz zum Grünstromspeicher neben der vertraglich festgelegten Netzanschlusskapazität (P_{AVB} -Regelung) keine weiteren Beschränkungen. Die Ladung erfolgt somit unter Berücksichtigung der marktlichen Situation oder weiterer Treiber.

3.5.3 Netzbelastende Speicher

Marktliche Speicher werden ausschließlich nach wettbewerblichen Kriterien gefahren und unterliegen keinen Restriktionen am Netzverknüpfungspunkt. Dabei kommen hauptsächlich zwei Vermarktungsmodelle zu Anwendung:

- Arbitragegeschäfte zur Nutzung schwankender Energiepreise führen in lastdominierten Gebieten zur Steigerung der Netzlast bei niedrigen Börsenstrompreisen. Diese Last ist kumulativ und benötigt entsprechenden Netzausbau.
- Bereitstellung von Systemdienstleistungen, wie z.B. Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Blindleistungskompensation, ...

Beide Vermarktungsmodelle können grundsätzlich in einem Speicher kombiniert werden; meist weist jedoch der Arbitragehandel einen höheren Ertrag auf. In beiden Fällen ist der Speicher in Bezugs- und Einspeiserichtung bei der lokalen Netzauslegung zu berücksichtigen, da in den marktlichen Signalen kein Netzzustand abgebildet werden kann.

3.5.4 Netzneutrale Speicher

Bei netzneutralen Speichern wird durch vertragliche Regelungen der Netzzugang derart eingeschränkt, dass

- in lastdominierten Gebieten eine Ladung im auslegungsrelevanten Starklastfall unterbleibt (P_{AVB} -Regelung),
- in einspeisedominierten Gebieten eine Entladung im auslegungsrelevanten Rückspeisefall unterbleibt (P_{AVE} -Regelung) oder
- in nicht eindeutig zuordenbaren Gebieten eine Begrenzung in beiden Fällen erfolgt, wobei dies eine starke Einschränkung für die Wirtschaftlichkeit darstellt.

Die jeweils entgegengesetzten Fälle, also die Ladung im Rückspeisefall oder die Entladung im Starklastfall, werden von der vertraglichen Regelung nicht erfasst.

3.5.5 Netzdienliche Speicher

Ein netzdienliches Verhalten kann ergänzend zu einem netzneutralen Verhalten vertraglich vereinbart werden. Besteht in einem Netzgebiet ein Bedarf an netzdienlichen Speichern, so ist dieser gemäß §11 a EnWG durch den Netzbetreiber in einem diskriminierungsfreien Verfahren auszuschreiben.

Je nach Prägung des vorliegenden Netzgebietes umfasst die vom Speicherbetreiber zu erbringende Dienstleistung

- die Ladung des Speichers im Rückspeisefall in einspeisedominierten Gebieten, und/oder
- die Entladung des Speichers im Starklastfall in lastdominierten Gebieten.

3.6 Aggregation von Netzanschlüssen / Überbauung

Bei Überbauung werden hinter dem Netzverknüpfungspunkt Anlagen unterschiedlicher Primärenergieträger zu einer neuen Anlage, zu einem Hybridkraftwerk, zusammengefügt. Da der Zubau in der Planungsregion hauptsächlich bei PV- und Windenergieanlagen erfolgt, wird im Weiteren nur die Überbauung von PV-Freiflächen- und Windenergieanlagen betrachtet. PV- und Windenergieanlagen ergänzen sich auf Grund der unterschiedlichen Saisonalität im Allgemeinen gut. Dies eröffnet die Möglichkeit, die

maximale Einspeiseleistung des Hybridkraftwerks deutlich unterhalb der installierten Leistungen der einzelnen Energieträger zu begrenzen, bei nur sehr geringem Effekt auf die ins Netz insgesamt einspeisbare Energie. Die optimale Konfiguration eines solchen Hybridkraftwerks ist abhängig von den lokalen Wetterkonditionen. Es ist im Allgemeinen davon auszugehen, dass eine optimale Konfiguration in etwa bei einer 50:50-Aufteilung der installierten Leistungen von PV und Windenergie erreicht ist.

Voraussetzung für Hybridkraftwerke ist die geringe räumliche Entfernung von PV- und Windenergieanlagen.

3.7 Flexible Netzanschlussvereinbarungen

Schließen Netzbetreiber und Anschlussnehmer eine Flexible Netzanschlussvereinbarung gemäß §17 Abs. 2b EnWG (Flexible Connection Agreement, kurz FCA) ab, wird eine statische oder dynamische Begrenzung der Leistung am Netzverknüpfungspunkt eingeräumt. Auch eine Kombination ist möglich. Sofern ein solcher Vertrag auf unbestimmte Zeit abgeschlossen wird, kann dies relevant für die Netzausbauplanung sein.

Im Effizienzscenario werden zusätzlich zu den FCA-Regelungen für Speicher (vgl. Kapitel 3.5.2 und 3.5.4) auch dynamische Begrenzungen für solche Lasten berücksichtigt, bei denen eine seltene und zeitweise Unterbrechung ohne erhebliche Komforteinbußen oder wirtschaftlichen Schaden möglich ist und die Übermittlung eines Begrenzungssignals per Netzbetreiber-Fernsteuerung möglich ist. Es wird demnach unterstellt, dass eine Begrenzung der Bezugsleistung auf ein Minimum bei Ausfall eines Netzbetriebsmittels (im (n-1)-Fall) für Lasten der folgenden Typen in der Netzauslegung berücksichtigt werden kann:

- öffentliche Ladepunkte für PKW und schwere Nutzfahrzeuge mit Anschluss im Mittelspannungsnetz oder in höheren Spannungsebenen,
- Großbatteriespeicher.

3.8 Spitzenkappung

Netzbetreibern wird bereits heute gemäß §11 EnWG Abs. 2 eingeräumt, Spitzenkappung in der Netzplanung zum Ansatz zu bringen. Die bestehende Regelung knüpft die Anwendung der Spitzenkappung an umfassende Dokumentationspflichten, darunter insbesondere eine anlagenscharfe Auswertung und Begründung. Zudem erfolgt auch in ausgewiesenen Spitzenkappungsgebieten eine wirtschaftliche Kompensation der abgeregelten Energie an den Anlagenbetreiber durch Anwendung der Regelungen zum

Redispatch. Im Basisszenario findet die Spitzenkappung bei der Netzauslegung daher im Allgemeinen keine Berücksichtigung.

Im Effizienzscenario wird angenommen, dass durch Weiterentwicklung der bestehenden Regelungen, hinsichtlich der Dokumentations- und Auswertungspflichten und hinsichtlich der wirtschaftlichen Auswirkungen auf den Netzbetreiber eine bessere Anwendbarkeit erreicht werden kann. Für die Netzauslegung im Effizienzscenario wird daher angenommen, dass bis zu 3% der im relevanten Netzgebiet in Summe aus PV-Freiflächen oder Windenergieanlagen jährlich eingespeisten Energie abgeregelt werden kann. Dies schlägt sich bei Anwendung der Spitzenkappung in reduzierten Netzwirkungsfaktoren für Windenergie und PV-Freiflächenanlagen im Rückspeisefall des Effizienzscenarios nieder.

3.9 Begrenzung der Einspeisung aus Gebäude-PV

Die bestehenden technischen Vorgaben zur Begrenzung der maximalen Wirkleistungseinspeisung von Gebäude-PV-Anlagen auf 60 Prozent der installierten Leistung am Netzverknüpfungspunkt gemäß §9 Abs. 2 EEG sind zeitlich bis zum Einbau von intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen befristet und können daher nicht in vollem Umfang bei der Netzauslegung angesetzt werden.

Im Effizienzscenario wird angenommen, dass zur Vermeidung von Engpässen auch bei Vorhandensein einer Steuerungseinrichtung eine Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung auf 60 Prozent der installierten Leistung bei Bedarf vorgenommen werden kann, ohne dass daraus ein Netzausbaubedarf abzuleiten ist. Der Netzwirkungsfaktor für Gebäude-PV-Anlagen im Rückspeisefall kann daher im Effizienzscenario ggf. abgesenkt werden.

3.10 Steuerbare Verbrauchseinrichtungen

Die bestehenden Regelungen gemäß §14a EnWG entfalten derzeit nur betriebliche, aber keine planerischen Auswirkungen und werden daher im Basisszenario in der Netzauslegung nicht berücksichtigt.

Im Effizienzscenario wird angenommen, dass die bestehenden Regelungen weiterentwickelt werden und damit in der Netzauslegung Berücksichtigung finden können. Eine Weiterentwicklung ist insbesondere in folgenden Punkten erforderlich, damit das volle Potential gehoben werden kann:

- Ein Dimmen ist auch wiederholt im Bedarfsfall durch den Netzbetreiber möglich, ohne dass daraus ein Netzausbaubedarf entsteht. Ein Netzausbaubedarf entsteht erst, wenn durch Häufigkeit und/oder Dauer der Eingriffe relevante Komforteinbußen für den Kunden entstehen. Angemessene Grenzwerte sind unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Interessen zu vereinbaren.
- Die Mindestleistung ist an die Anschlusssituation anpassbar und erhöht sich weniger stark als derzeit festgelegt, wenn mehrere steuerbare Verbrauchseinrichtungen am Netzverknüpfungspunkt vorhanden sind.
- Ausgewählte Energieträger können vom Netzbetreiber von der Dimmung ausgenommen werden. Dadurch können zum Beispiel Nachholeffekte von Wärmepumpen an sehr kalten Tagen wirksam verhindert werden, welche die Anwendbarkeit des gesamten Instruments andernfalls sehr stark einschränken würden.

Damit wird die Möglichkeit geschaffen, dass die Dimmung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen ein wirksames Instrument wird, um der netzauslegungsrelevanten Erhöhung der Netzwirkungsfaktoren durch Marktorientierung entgegenzuwirken. Die netzauslegungsrelevante Wirkung der marktlichen Optimierung für folgende Anwendungsfälle wird durch die Dimmung somit gedämpft:

- Heimpladevorgänge von Elektromobilität
- marktliche Optimierung von Wärmepumpen, wenn die Normaußentemperatur noch nicht erreicht ist; bei Normaußentemperatur besteht keine Flexibilität zur marktlichen Optimierung und gleichzeitig aber auch kein Potential zur Dimmung
- Ladevorgänge von Kleinbatteriespeichern

4 Einflussgrößen auf die Netzaufgabe

Aus der Überlagerung der oben genannten Treiber resultiert eine Veränderung der NWF der unterschiedlichen Einflussgrößen gegenüber dem derzeit beobachtbaren Status quo.

4.1 Elektromobilität

4.1.1 Basisszenario

Insbesondere im Bereich des Heim- und Depotladens kann die marktliche Optimierung der Ladevorgänge bei entsprechender Überlagerung zu einer Erhöhung der NWF im Starklastfall oder zur Ausbildung neuer Starklastfälle führen. Diese Erhöhung der NWF kann auch bei Aggregation einer Vielzahl von Ladeeinrichtungen weiter relevant sein,

da alle Ladeeinrichtungen auf die gleiche globale Marktsituation reagieren. Der marktliche Einfluss wird durch die Verfügbarkeit der Fahrzeuge an der Ladeeinrichtung, das Mobilitätsverhalten und die Marktdurchdringung begrenzt. Darüber hinaus ist eine Rückkopplung des Ladeverhaltens auf den Markt zu erwarten, welche sich aus gegenwärtigen Marktbeobachtungen oder den Netzbetreibern der Planungsregion Bayern vorliegenden Modellen nicht abschließend quantifizieren lässt. Die Netzbetreiber der PR Bayern entscheiden daher entsprechend den ihnen vorliegenden Erkenntnissen und ihrer erwarteten Betroffenheit über die Berücksichtigung der Marktorientierung der Ladevorgänge in der Beschreibung der Netzaufgabe.

Für öffentliche Ladeeinrichtungen, Schnelllader, und Schienenverkehr bleibt das Mobilitätsverhalten maßgeblich für die Netzauslegung. Die marktliche Optimierung entfaltet hier keine Wirkung.

Im auslegungsrelevanten Rückspeisefall liegt im Allgemeinen ein geringer NWF aus Ladeeinrichtungen vor. Durch marktliche Optimierung entstehen keine ausreichend wirkungsvollen Ansätze für eine gesicherte Erhöhung.

4.1.2 Effizienzscenario

Durch Dimmung der Ladeeinrichtungen als steuerbare Verbrauchseinrichtungen kann einer Erhöhung des NWF für Heimpladen durch marktliche Optimierung gedämpft werden. Dazu sind die Maßgaben für die Dimmung zielgerichtet weiterzuentwickeln.

Darüber hinaus kann im (n-1)-Fall der NWF für Depot- oder Schnelllader mit FCAs zur dynamischen Begrenzung der verfügbaren Anschlusswirkleistung weiter reduziert werden.

Im auslegungsrelevanten Rückspeisefall führt die Verstärkung des Eigenverbrauchs bei Aggregation einer ausreichenden Anzahl von Ladeeinrichtungen zu einer Erhöhung des NWFs für Heimpladevorgänge.

4.2 Wärme

4.2.1 Basisszenario

Die Flexibilität von Wärmepumpen wird durch die Außentemperaturen und den Heizbedarf begrenzt. Bei Normaußentemperatur besteht im Allgemeinen kein Flexibilitätspotential. Der Einsatz der Wärmepumpe kann in diesem Fall also nicht marktlich optimiert werden, gleichzeitig ist aber auch eine Dimmung durch den Netzbetreiber nicht zulässig bzw. auf Grund der Nachholeffekte nicht zielführend. Bei Normaußentemperatur ergibt sich daher keine Veränderung gegenüber dem Status quo.

Dennoch kann marktliche Optimierung zu einer Erhöhung des NWF führen, wenn im Starklastfall andere klimatische Bedingungen vorliegen. Insbesondere können durch die marktliche Optimierung von Wärmepumpen auch neue Starklastfälle entstehen.

Im Rückspeisefall besteht im Allgemeinen ein eher geringer Wärmebedarf und der NWF aus Wärmepumpen ist klein.

4.2.2 Effizienzscenario

Durch Anwendung einer weiterentwickelten und energieträgerspezifischen Dimmung kann einer Erhöhung des NWF in Starklastsituationen oberhalb der Normaußentemperatur oder der Entstehung neuer Starklastsituationen entgegengewirkt werden. Es ergibt sich daher keine Veränderung gegenüber dem Status quo.

Im auslegungsrelevanten Rückspeisefall führt die verstärkte Eigenverbrauchsoptimierung trotz allgemein eher geringem Wärmebedarf bei Aggregation einer ausreichenden Anzahl von Wärmepumpen zu einer Erhöhung des NWFs.

4.3 Konventionelle Last

Ein Flexibilisierungspotential liegt im Bereich der konventionellen Last nur in ausgewählten Industriezweigen vor und erfordert eine detaillierte und differenzierte Betrachtung.

Sofern Flexibilisierungspotential vorliegt, kann eine marktliche Optimierung zu einer Erhöhung des NWF im Starklastfall führen. Sofern das Flexibilisierungspotential bereits erschlossen ist, kann jedoch davon ausgegangen werden, dass eine marktliche Optimierung bereits im Status quo Anwendung findet. Zusätzliche Erhöhungen entstehen somit überwiegend bei einer zukünftigen Erschließung des Flexibilitätspotentials. Instrumente des Verteilnetzbetreibers finden bei industriellen Lasten im Allgemeinen keine Anwendung. Eine Differenzierung zwischen den Szenarien erfolgt nicht.

Konventionelle Haushalts- und Gewerbekunden besitzen kein in der Netzauslegung wirksames Flexibilitätspotential.

4.4 Rechenzentren

Rechenzentren stellen keine Flexibilitäten dar und unterliegen auch keinem steuernden Eingriff durch den Netzbetreiber. Sie bleiben daher gegenüber dem Status quo unverändert.

4.5 Elektrolyse

Elektrolyseure stellen Flexibilitäten dar. In der Netzauslegung ist davon auszugehen, dass sie marktlich optimiert betrieben werden. Ein Vergleich mit dem Status quo ist in diesem Fall nicht möglich. Einflussmöglichkeiten der Verteilnetzbetreiber bestehen im Allgemeinen nicht.

4.6 Speicher

4.6.1 Basisszenario

Durch marktlich orientierte Fahrweise von Klein- und Großbatteriespeichern ergibt sich eine netzauslegungsrelevante Erhöhung des NWF für ladende Speicher im Starklastfall und entladende Speicher im Rückspeisefall. Die Wirkung wird dabei durch die Marktdurchdringung, die verfügbare Kapazität und die technische Verfügbarkeit begrenzt. Insbesondere bei Kleinbatteriespeichern, mit Anschluss auf der Gleichstromseite von PV-Wechselrichtern stellt zudem die Wechselrichterleistung in Kombination mit der in der Situation vorliegenden PV-Erzeugung eine Begrenzung dar.

Die Beiträge ladender Speicher im Rückspeisefall und entladender Speicher im Starklastfall sind erst ab einer großen Anzahl und Leistung von Speichern in der überregionalen Netzauslegung ansetzbar.

4.6.2 Effizienzscenario

4.6.2.1 Kleinbatteriespeicher

Die verstärkte Eigenverbrauchsoptimierung führt bei Aggregation einer ausreichenden Anzahl von Speichern zu einer Erhöhung des NWFs für ladende Speicher im Rückspeisefall. Zusätzlich wird die netzauslegungsrelevante Wirkung der marktlichen Optimierung durch Anwendung einer weiterentwickelten Dimmung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen gedämpft.

4.6.2.2 Großbatteriespeicher

Eine Reduktion der Wirkung von Großbatteriespeichern auf die Netzauslegung erfolgt im Effizienzscenario durch Auswahl geeigneter Anschlusskonstellationen als Grünstromspeicher, Co-Location-Speicher oder netzneutraler Speicher in Verbindung mit FCAs. Ergänzend dazu kann durch dynamische Begrenzung der Leistung am

Netzverknüpfungspunkt eine zusätzliche Reduktion des NWFs im (n-1)-Fall berücksichtigt werden.

Darüber hinaus können in ausgewählten Fällen netzdienliche Großbatteriespeicher Berücksichtigung finden.

4.7 Photovoltaik auf oder an Gebäuden

4.7.1 Basisszenario

Da durch Zubau von Flexibilitäten dem Auftreten negativer Marktpreise entgegengewirkt wird, stellt die marktliche Optimierung keinen wirksamen Treiber für eine Veränderung des auslegungsrelevanten Anlagenverhaltens dar.

4.7.2 Effizienzscenario

Im Effizienzscenario wird unterstellt, dass die derzeit nur temporär anzuwendende Begrenzung der zulässigen Wirkleistungseinspeisung auf 60 Prozent der installierten Leistung am Netzverknüpfungspunkt durch Anpassung der Vorgaben auch in der Netzauslegung anzusetzen ist. Daraus leitet sich eine Reduktion des NWF für Gebäude-PV-Anlagen im Rückspeisefall ab. Die Veränderung gegenüber dem Status quo ist insbesondere in der Niederspannung und Umspannung zur Mittelspannung deutlich, da in den höheren Spannungsebenen die Ausrichtung der Anlagen und ihre technische Verfügbarkeit sich bereits im Status quo in einem reduzierten NWF widerspiegelt.

Da zur Einhaltung der Begrenzung u.a. Flexibilitäten wie Speicher, Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge eingesetzt werden, ergeben sich Wechselwirkungen zwischen den Einflussgrößen. Insbesondere in Netzbereichen mit hoher Verfügbarkeit von Flexibilitäten kann die Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung am Netzverknüpfungspunkt daher ihre Relevanz für die Netzauslegung verlieren.

4.8 Freiflächen-Photovoltaik, Windenergie und Hybridkraftwerke

4.8.1 Basisszenario

Im Basisszenario wird eine Fortschreibung des aktuell zu beobachtenden Verhaltens angesetzt, da durch den Zubau von Flexibilitäten die marktliche Optimierung zukünftig absehbar keinen wirksamen Treiber für eine Veränderung des auslegungsrelevanten Anlagenverhaltens darstellen wird.

4.8.2 Effizienzscenario

Im Effizienzscenario finden zwei unterschiedliche Einflüsse Berücksichtigung in der Netzauslegung.

Zum einen wird unterstellt, dass für Anlagenbetreiber wirksame Anreize zur Zusammenfassung von Photovoltaik-Freiflächenanlagen und Windenergieanlagen an einem Netzverknüpfungspunkt bestehen (vgl. Abs. 3.6). Die Realisierung von PV-Freiflächenanlagen oder Windenergieanlagen in Form von Hybridkraftwerken reduziert die in der Netzauslegung zu berücksichtigende Leistung aus sortenreinen PV-Freiflächen- oder Windenergieanlagen gegenüber den im Regionalszenario ausgewiesenen installierten Leistungen. Ein auslegungsrelevanter Einfluss durch marktliche Optimierung der Hybridkraftwerke besteht nicht.

Ergänzend dazu kann durch Anwendung einer weiterentwickelten Spitzenkappung ein reduzierter NWF für PV-Freiflächen- und Windenergieanlagen im Rückspeisefall des Effizienzscenarios angesetzt werden.

4.9 Sonstige erneuerbare Erzeugung

Die Flexibilisierung von Laufwasserkraftwerken hat in der Regel starke ökologische Auswirkungen. Laufwasserkraftwerke sind daher nur teilweise flexibel einsetzbar und auch dann in ihrer Flexibilität stark eingeschränkt. Es wird daher keine Veränderung gegenüber dem Status quo erwartet.

Biomasseanlagen werden im Allgemeinen bereits heute flexibel marktorientiert betrieben. Auch hier ergibt sich daher keine Veränderung gegenüber dem Status quo.

4.10 Konventionelle Kraftwerke

Konventionelle Kraftwerke werden bereits heute marktlich optimiert betrieben. Sie werden daher in diesem Dokument nicht weiter betrachtet

5 Zusammenfassung wesentlicher Einflüsse

Die vorliegende Analyse der Treiber und Einflussfaktoren auf die Netzaufgabe zeigt, dass die marktlich optimierte Fahrweise vorhandener und neu entstehender Flexibilitätten eine starke netzauslegungsrelevante Wirkung entfalten kann, wenn dieser nicht

durch geeignete und weiterentwickelte Instrumente entgegengewirkt wird. Ziel ist es dabei nicht, die marktlich optimierte Fahrweise im Allgemeinen zu beschränken oder gar zu unterbinden, da ihre Anreize häufig in Einklang mit den Netzsituationen stehen. Es geht vielmehr um sehr seltene präzise Eingriffe, welche geeignet sind, eine deutlich veränderte Netzauslegung bei nur sehr wenigen Nutzungsstunden im Jahr effektiv abzuwenden.

Als besonders wirksame Instrumente wurden im Rahmen der vorliegenden Analyse folgende Instrumente identifiziert:

- weiterentwickelte und für die Netzauslegung wirksame Dimmung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, Kleinbatteriespeichern und Erzeugungsanlagen, Auswahl geeigneter, wenig netzbelastender Anschlusskonstellationen für Großbatteriespeicher für eine kosteneffiziente Systemintegration,
- Überbauung von PV-Freiflächen- und Windenergieanlagen.

6 Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf und weiterer zeitlicher Ablauf

Die Überlagerung der zuvor genannten vielfältigen Einflüsse zu resultierenden netzauslegungsrelevanten Leistungen ist stark durch die vorliegende Netzstruktur und den darin angeschlossenen Anlagen beeinflusst. Weiterhin sind auch Betriebsweisen, Überwachungs- und Steuerungsmöglichkeiten bei der konkreten Parametrierung mit zu berücksichtigen. Die weiteren Konkretisierungen erfolgen daher durch die jeweiligen VNB der Planungsregion in ihren Netzausbauplänen.

Mit Erstellung und Veröffentlichung des Regionalszenarios für die Planungsregion Bayern und diesem Überführungsdokument sind die Grundlagen für die Erstellung der individuellen Netzausbaupläne gelegt. Diese sind bis spätestens 31. Oktober 2026 der BNetzA vorzulegen und spätestens 4 Wochen nach Fertigstellung auf der gemeinsamen Internetplattform der deutschen Verteilnetzbetreiber „VNBdigital“ (<https://vnbdigital.de/>) zu veröffentlichen.

Netznutzern sowie den Betreibern von Übertragungsnetzen wird hier innerhalb definierter Zeitfenster Gelegenheit zur Stellungnahme zu den sie betreffenden Netzausbauplänen gegeben. Zu beachten ist, dass ausschließlich über diese Plattform eingehende Stellungnahmen bei der nachfolgenden Bewertung Berücksichtigung finden können.

7 Verzeichnisse

7.1 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Exemplarisches Beispiel zur Analyse des Marktpreissignals in einer Rückspeisesituation	9
Abbildung 2: Analyse der Marktpreise 2045 in Starklastsituationen	9
Abbildung 3: Analyse der Marktpreise 2045 in Rückspeisesituationen	9
Abbildung 4: Analyse der relativen Marktpreise 2045 in Starklastsituationen	10
Abbildung 5: Analyse der relativen Marktpreise 2045 in Rückspeisesituationen	10