

Kurzfassung des Endberichts

# Dezentralität und zellulare Optimierung – Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf

Auftraggeber  
N-ERGIE Aktiengesellschaft

Ansprechpartner  
Frank Peter (Prognos)  
Prof. Dr. Veronika Grimm (FAU)  
Prof. Dr. Gregor Zöttl (FAU)

Mitarbeiter  
Hanno Falkenberg (Prognos)  
Marco Wunsch (Prognos)  
Mirjam Ambrosius (FAU)  
Bastian Rückel (FAU)  
Christian Sölch (FAU)

Nürnberg, Berlin  
7. Oktober 2016

## Die Prognos AG im Überblick

### Geschäftsführer

Christian Böllhoff

### Präsident des Verwaltungsrates

Dr. Jan Giller

### Handelsregisternummer

Berlin HRB 87447 B

### Rechtsform

Aktiengesellschaft nach schweizerischem Recht

### Gründungsjahr

1959

### Tätigkeit

Die Prognos AG berät europaweit Entscheidungsträger aus Politik, Wirtschaft und Gesellschaft. Auf Basis neutraler Analysen und fundierter Prognosen entwickeln wir praxisnahe Entscheidungsgrundlagen und Zukunftsstrategien für Unternehmen, öffentliche Auftraggeber sowie internationale Organisationen.

### Arbeitssprachen

Deutsch, Englisch, Französisch

### Hauptsitz

Prognos AG  
Henric Petri-Str. 9  
4010 Basel | Schweiz  
Telefon +41 61 3273-310  
Telefax +41 61 3273-300

Prognos AG  
Domshof 21  
28195 Bremen | Deutschland  
Telefon +49 421 517046-510  
Telefax +49 421 517046-528

Prognos AG  
Schwanenmarkt 21  
40213 Düsseldorf | Deutschland  
Telefon +49 211 91316-110  
Telefax +49 211 91316-141

Prognos AG  
Nymphenburger Str. 14  
80335 München | Deutschland  
Telefon +49 89 9541586-710  
Telefax +49 89 9541586-719

### Internet

info@prognos.com  
www.prognos.com  
twitter.com/prognos\_ag

### Weitere Standorte

Prognos AG  
Goethestr. 85  
10623 Berlin | Deutschland  
Telefon +49 30 520059-210  
Telefax +49 30 520059-201

Prognos AG  
Science 14 Atrium; Rue de la Science 14b  
1040 Brüssel | Belgien  
Telefon +32 2808-7209  
Telefax +32 2808-8464

Prognos AG  
Heinrich-von-Stephan-Str. 23  
79100 Freiburg | Deutschland  
Telefon +49 761 7661164-810  
Telefax +49 761 7661164-820

Prognos AG  
Eberhardstr. 12  
70173 Stuttgart | Deutschland  
Telefon +49 711 3209-610  
Telefax +49 711 3209-609

## Friedrich-Alexander-Universität/Energie Campus Nürnberg im Überblick

Der **Energie Campus Nürnberg (EnCN)** ist ein interdisziplinäres Energieforschungszentrum, das neue Technologien für ein ganzheitliches Energiesystem entwickelt und parallel dazu Energiemarktmodelle und Analysetools, um die Zukunftschancen von Technologien zu bewerten. Als unabhängiges Forschungsnetzwerk kooperieren sechs Forschungsinstitutionen aus der Metropolregion Nürnberg in einem Zusammenschluss als interdisziplinärer Think Tank. Der **Lehrstuhl für Volkswirtschaftslehre, insb. Wirtschaftstheorie** und die **Professur für Industrieökonomik und Energiemärkte** der **Friedrich-Alexander-Universität (FAU)** Erlangen-Nürnberg kooperieren im **Forschungsbereich Energiemarktdesign** des EnCN.

### Kontakt

#### **Prof. Dr. Veronika Grimm**

Lehrstuhl für Volkswirtschaftslehre, insb. Wirtschaftstheorie

Lange Gasse 20

90403 Nürnberg

Tel +49 911 5302 224

Fax +49 911 5302 168

[veronika.grimm@fau.de](mailto:veronika.grimm@fau.de)

<http://www.wirtschaftstheorie.wiso.uni-erlangen.de>

#### **Prof. Dr. Gregor Zöttl**

Professur für Industrieökonomik und Energiemärkte

Lange Gasse 20

90403 Nürnberg

Tel +49 911 5302 767

Fax +49 911 5302 96281

[gregor.zoettl@fau.de](mailto:gregor.zoettl@fau.de)

<http://www.energiwirtschaft.rw.uni-erlangen.de>

#### **EnCN Forschungsbereich Energiemarktdesign**

Energie Campus Nürnberg

Fürther Str. 250, „Auf AEG“

Gebäude 16, 2. OG

90429 Nürnberg

<http://www.encn.de/forschungsthemen/energiemarktdesign/>

## Hintergrund und Aufgabenstellung

Die **Prognos AG** und **FAU/EnCN** haben im März 2016 den Auftrag von der Nürnberger N-ERGIE Aktiengesellschaft erhalten, Analysen zur möglichen Weiterentwicklung des aktuellen Verfahrens zur Netzausbauplanung in Deutschland vorzunehmen. Vor dem Hintergrund der aktuellen Debatte um die Ausrichtung und Fortführung der Energiewende werden in dieser Studie Flexibilitätsoptionen sowie andere Rahmenbedingungen am Strommarkt als Ergänzung bzw. Alternative zur Netzausbauplanung analysiert. Mit dieser Studie wollen die Autoren einen Beitrag dazu leisten, das Verfahren der Netzausbauplanung systematisch weiterzuentwickeln und bisher wenig berücksichtigte methodische Ansätze und Flexibilitätsoptionen zu integrieren.

Das Design der Studie und das darin verwendete Modell basiert auf dem FAU/EnCN-Gutachten für die Monopolkommission aus dem Jahr 2015, das erstmals für Deutschland eine integrierte Analyse von Netzausbauplanung und zukünftigen Rahmenbedingungen am Strommarkt erlaubt. Das dort verwendete Strommarktmodell wird in dieser Studie insbesondere um die Analyse zusätzlicher Flexibilitätsoptionen erweitert. Zudem wird die räumliche Anordnung der erneuerbaren Energien und die Wahl der erneuerbaren Technologien nicht vorgegeben, sondern im Modell optimal berechnet. Die Studie liefert als Ergebnis ökonomische Trendaussagen und Wirkungszusammenhänge, die in detaillierten elektrotechnischen Modellierungen verifiziert werden müssen.

## Zentrale Ergebnisse der Analysen

Die Analysen bestätigen, dass analog zu den Ergebnissen des Netzentwicklungsplans (NEP) unter aktuellen Rahmenbedingungen ein umfangreicher Ausbau der Übertragungsnetze notwendig ist, um die erneuerbare und konventionelle Stromerzeugung in die Verbrauchszentren zu transportieren. Durch die Nutzung von Flexibilitätsoptionen und die Anpassung der Rahmenbedingungen am Strommarkt kann der im Netzentwicklungsplan ermittelte Ausbau des Stromnetzes durch Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ) unter bestimmten Voraussetzungen um mehr als 50% reduziert werden.

Zu diesen Voraussetzungen gehören ein optimales Einspeisemanagement, die Einplanung von vermehrtem Redispatch, also Eingriffe in den geplanten Betrieb von Kraftwerken, als Alternative zum Netzausbau sowie die Installation flexibler Verbraucher in Regionen hoher erneuerbarer Erzeugung. Die Nutzung dieser Flexibilitätsoptionen beeinflusst die optimale Allokation der erneuerbaren Energien, insbesondere der Photovoltaik- und Wind-Onshore-Anlagen.

Würden zusätzlich regionale Preissignale verwendet, um Produktion und Verbrauch zu lenken, kann der notwendige HGÜ-Ausbau noch weiter reduziert werden. Im Umkehrschluss belegen die Ergebnisse der Studie auch, dass der sich derzeit stark verzögernde Netzausbau nicht zwingend einem ambitionierten Ausbau der erneuerbaren Energien entgegensteht.

In Verbindung mit stärker regionalen Preissignalen sind insbesondere Maßnahmen, die konventionelle Erzeugung oder den Verbrauch flexibel an die zunehmend fluktuierende Erzeugung aus erneuerbaren Energien anpassen, gut geeignet, die Kosteneffizienz zu steigern und den notwendigen Leitungsausbau zu verringern. Die wichtigsten Ergebnisse im Einzelnen sind in der folgenden Aufzählung zusammengefasst.

**Das aktuelle Vorgehen bei der Netzausbauplanung in Deutschland berücksichtigt die Wechselwirkung der Kostenentwicklung von Erzeugung, Verbrauch und Übertragungsnetz nur unzureichend.**

- Veränderte Rahmenbedingungen für den Strommarkt und die Nutzung weiterer Flexibilitätsoptionen könnten den notwendigen HGÜ-Netzausbau in Deutschland halbieren. Dies sollte durch Ergänzung entsprechender Szenarien für die Netzausbauplanung überprüft werden.
- Maßnahmen, wie die optimale Anlagenabregelung und die verbesserte räumliche Verteilung von erneuerbaren Erzeugungsanlagen und flexiblen Stromverbrauchern, werden mit exogenen Vorgaben im von der Bundesnetzagentur genehmigten Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans nicht erfasst und ergeben in den Modellrechnungen Einsparungen von 1,7 Mrd. Euro pro Jahr.
- Schon moderate Anpassungen des Marktdesigns würden dazu führen, dass bei einer optimalen Allokation der erneuerbaren Erzeugung im Jahr 2035 7 GW mehr Photovoltaik und 1,5 GW mehr Windenergie im Süden installiert wären. Dies hätte signifikante Auswirkungen auf den Netzausbau.
- Eine dem heutigen NEP vorgeschaltete Entwicklung eines breiteren Spektrums an Szenarien könnte Impulse für eine aus Gesamtsystemsicht kosteneffizientere Ausgestaltung der NEP-Szenarien liefern.

**Die räumliche Verteilung der EE-Anlagen in Deutschland verändert sich bei kosteneffizienter Ansiedlung erheblich.**

- Aus Gesamtsystemsicht sollten erneuerbare Erzeugungsanlagen in stärkerem Ausmaß in Süddeutschland zugebaut werden.
- In Verbindung mit einem verbesserten Einspeisemanagement verringert sich die Transportaufgabe im Stromnetz signifikant.
- Die räumliche Verteilung und der Technologiemix reagieren sensitiv auf die Entwicklung der Kosten einzelner Erzeugungs- und Netztechnologien. Sinken beispielsweise die Kosten der Photovoltaik im Vergleich zur Windenergie weniger stark, würde im Süden Deutschlands langfristig deutlich mehr Windenergie zugebaut.
- In den Modellrechnungen übersteigt die installierte Leistung von Windkraft und Photovoltaik im Systemoptimum die im NEP-Szenariorahmen angenommene installierte Leistung um 10 % (16,5 GW). Die Anlagen sind in diesem Optimal-Szenario verbrauchsnah, aber weniger erzeugungseffizient platziert, sodass ein Großteil des Netzausbaus vermieden werden könnte.

**Verbesserte Rahmenbedingungen und Flexibilitätsoptionen können Netzausbau vermeiden.**

- Die kosteneffiziente und systemdienliche Abregelung von erneuerbaren Energien reduziert den notwendigen Netzausbau erheblich.
- In den Modellrechnungen reduziert eine effiziente Abregelung von 5 % der erneuerbaren Stromerzeugung den notwendigen Netzausbau und die EEG-Umlage um jeweils mehr als 40 %. Dies geht einher mit einem Effizienzgewinn von mehr als 1,3 Mrd. Euro pro Jahr.
- Der aktuell mangelnde Netzausbau aufgrund fehlender gesellschaftlicher Akzeptanz ist somit kein Hindernis für einen weiterhin ambitionierten EE-Ausbau.
- Eine veränderte räumliche Verteilung von flexiblen Verbrauchern wie Power-to-X-Technologien sowie von regelbaren Erzeugungsanlagen verringert den Netzausbau nur in Verbindung mit regional differenzierten Preissignalen.

## Die analysierten Rahmenbedingungen und Flexibilitätsoptionen

Die betrachteten Rahmenbedingungen und Flexibilitätsoptionen orientieren sich an einer Analyse der aktuellen Vorgehensweise im NEP. Es werden folglich jene Parameter einer Variation unterzogen, die im Rahmen der heutigen Netzentwicklungsplanung aus der Perspektive der Autoren nicht ausreichend gewürdigt werden. Vom Verfahren her werden veränderte Parameter sowohl in Einzelanalysen als auch in unterschiedlichen Kombinationen geprüft. Die Szenarien untergliedern sich in zwei Gruppen: In der ersten Gruppe, gekennzeichnet mit dem Kürzel *MG* (Marktgleichgewicht), werden die veränderten Parameter unter den heute gültigen Regeln einer einheitlichen Strompreisszone getestet. Die unter dem Kürzel *FB* (First Best) zusammengefasste Gruppe repräsentiert Analysen, bei denen die Veränderung der Parameter unter Nutzung regionaler Preissignale in den 16 Marktgebieten getestet wurden. Die Analysen unter einem solchen „Nodalpreissystem“ sind als Benchmark unter optimalen Bedingungen gedacht und erlauben eine Abschätzung der maximalen Wohlfahrtsgewinne, die durch die Anpassung von Rahmenbedingungen und die Nutzung von Flexibilitätsoptionen im Vergleich zum heutigen Marktgleichgewicht erzielt werden können. Sowohl in der Gruppe Marktgleichgewicht als auch in der Gruppe First Best werden entsprechend verschiedene Maßnahmen und Flexibilitätsoptionen in Modellrechnungen getestet:

- **(EM&RD)** Engpässe im Stromnetz können alternativ zum Netzausbau durch Redispatch (RD) vermieden werden. Ein optimales Einspeisemanagement (EM) berücksichtigt die Abregelung von erneuerbarer Erzeugung bei negativen Preisen und auch im Rahmen des Redispatches, wenn dies die systemgünstigste Lösung darstellt. Beides wird bei der Netzplanung antizipiert.
- **(EE)** In diesen Szenarien wird die Standortwahl von Wind- und Photovoltaikanlagen optimal getroffen. Dabei werden der Umfang des Netzausbaus und die verbrauchsnahe aber unter Umständen weniger ertragreiche Ansiedlung der EE-Erzeugung gegeneinander abgewogen. Zudem wird der optimale Technologiemix zur Erreichung des im NEP angestrebten EE-Anteils an der Erzeugung bestimmt.
- **(KWK)** Es wird ermittelt, ob eine alternative Ansiedlung von KWK-Anlagen zu Verbesserungen hinsichtlich Wohlfahrt und geringerem Netzausbau führen kann. Die Modellvariante betrachtet daher eine Konzentration von KWK-Anlagen vorwiegend in den südlichen Bundesländern, wo ihre Produktion potenziell die Notwendigkeit reduziert, Strom aus anderen Regionen in den Süden zu transportieren.
- **(P2G)** Eine weitere Möglichkeit zur Reduktion des notwendigen Netzausbaus besteht darin, in Regionen mit hoher Stromproduktion Anlagen zu installieren, die Strom gezielt zu Zeiten eines hohen Angebots verbrauchen. Eine solche Alternative sind Power-to-Gas-Anlagen (P2G).
- **(WP)** Einen ähnlichen Effekt kann ein gezielter Einsatz von Wärmepumpen (WP) in Regionen mit hoher erneuerbarer Stromproduktion auslösen. Wärmepumpen erhöhen die Stromnachfrage und werden über die Wärmenachfrage von Haushalten gesteuert. Im Modell wird exemplarisch eine Variante gerechnet, bei der überproportional viele Wärmepumpen im Norden installiert sind.
- **(EV)** Als letzter Parameter wird eine beschleunigte Marktdurchdringung von PV-Batterie-Systemen bei Ein- und Zweifamilienhäusern im Süden Deutschlands untersucht. Durch die Kombination der PV-Anlagen mit Batteriespeichern zur Eigenversorgung (EV) ist mit deutlich glatteren Einspeiseprofilen zu rechnen. Dies wird in der Modellierung durch die Anpassung der Einspeisung der PV-Anlagen berücksichtigt.

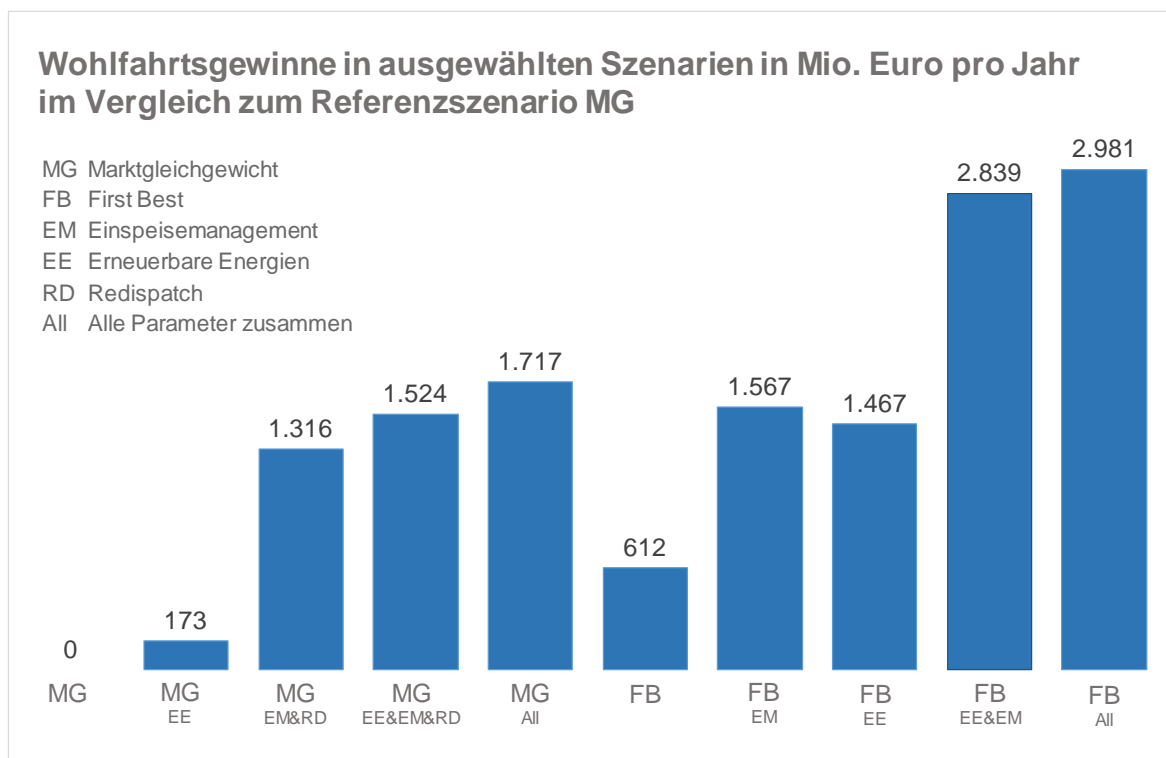
## Die Ergebnisse im Detail

Die Analysen der untersuchten Varianten zeigen, dass das aktuelle Vorgehen in der Netzentwicklungsplanung für das Übertragungsnetz, das durch das Referenzszenario MG in dieser Studie gekennzeichnet ist, Verbesserungspotenzial aufweist. Neben deutlichen Effizienzgewinnen, die in der Wirtschaftswissenschaft auch als Wohlfahrtsgewinne bezeichnet werden, ergeben sich in verschiedenen Szenarien umfangreiche Einsparpotenziale beim Netzausbau, eine andere regionale Verteilung der erneuerbaren Energien in Deutschland und in der Konsequenz auch potenzielle Preisvorteile für die Endkunden.

Im Vergleich zu der NEP-Referenz (Szenario MG im Modell) lassen sich den Modellrechnungen zufolge schon bei Beibehaltung einer einheitlichen Strompreiszone deutliche **Effizienzgewinne** erzielen. In den Szenarien mit dem Kürzel „All“ sind alle betrachteten Flexibilitätsoptionen umgesetzt. Alle Maßnahmen kombiniert führen entsprechend im Marktgleichgewicht (MG<sub>All</sub>) zu einem Wohlfahrtsgewinn von 1,7 Mrd. Euro pro Jahr (vgl. Abbildung 1). Der größte Einzeleffekt wird in den Analysen durch die Einführung eines optimalen Einspeisemanagements bei den erneuerbaren Energien in Verbindung mit Redispatch-Maßnahmen (MG<sub>EM&RD</sub>) erzielt.

Durch die Einführung **regionaler Preise** in den Modellrechnungen lassen sich die Effizienzgewinne deutlich erhöhen. In der Variante FB<sub>All</sub> ergibt sich ein Effizienzgewinn von nahezu 3 Mrd. Euro pro Jahr, wobei bereits 2,8 Mrd. Euro pro Jahr durch die Einführung eines optimalen Einspeisemanagements in Verbindung mit einer optimalen räumlichen Verteilung der erneuerbaren Energien (FB<sub>EE&EM</sub>) erzielt werden.

Abbildung 1: Wohlfahrtsgewinne in ausgewählten Szenarien in Mio. Euro pro Jahr im Vergleich zum Referenzszenario MG, das die aktuellen Rahmenbedingungen der Netzausbauplanung abbildet



Quelle: eigene Darstellung

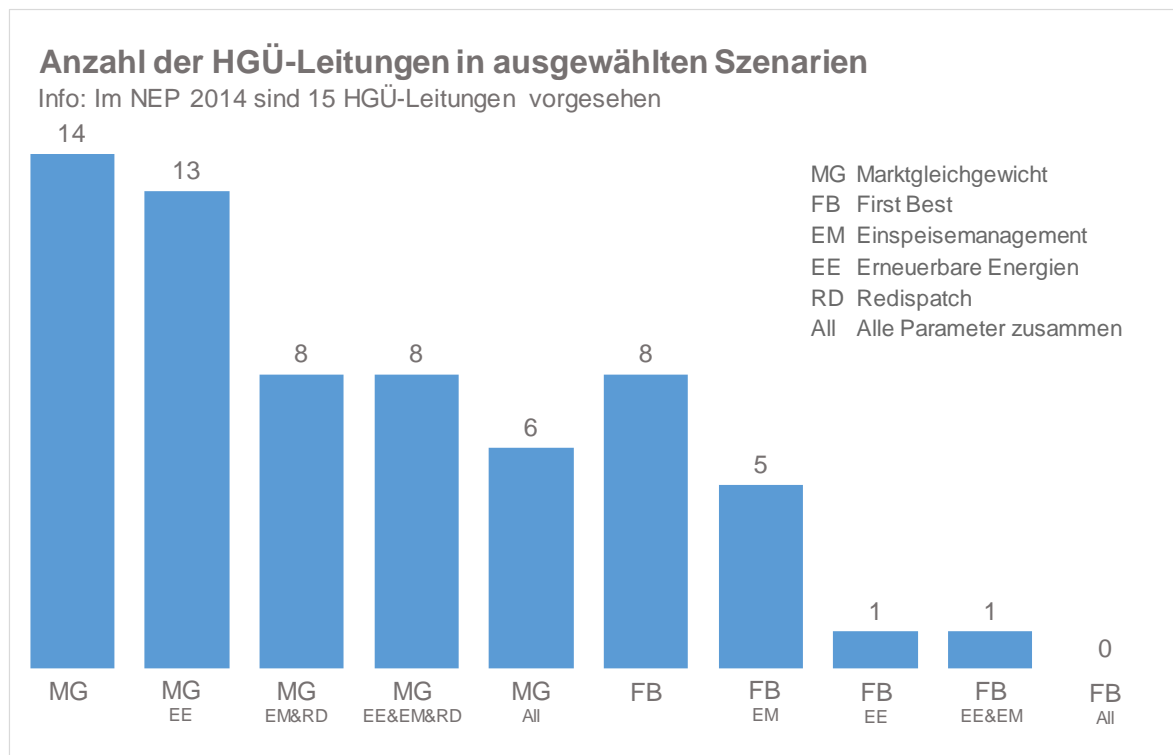
Die **Anzahl der notwendigen HGÜ-Trassen** ließe sich den Berechnungen zufolge durch die Einführung verschiedener Maßnahmen deutlich reduzieren. Würden alle Maßnahmen (Einspeisemanagement, Redispatch, optimale EE-Verteilung, KWK-Anlagen vor allem im Süden und die Installation von zusätzlichen Verbrauchern (P2G) im Norden) im heutigen Marktumfeld mit einheitlichem Strompreis implementiert ( $MG_{All}$ ), ließe sich der Netzausbau mehr als halbieren (vgl. Abbildung 2).

Den größten Einzeleffekt hat dabei bei heutigen Marktbedingungen die Einführung eines **optimalen Einspeisemanagements** in Verbindung mit **Redispatch-Maßnahmen** ( $MG_{EM\&RD}$ ). Dieses Ergebnis verdeutlicht, dass das heutige Vorgehen im NEP – im Rahmen der Netzplanung lediglich mit einer starren Vorgabe der maximalen Anlagenabregelung der erneuerbaren Energien von 3 % der Jahresarbeit zu rechnen – zu überdenken ist.

Gänzlich ohne HGÜ-Netzausbau kommen die Modell-Szenarien aus, die alle oben genannten Maßnahmen mit der Einführung regionaler Preise kombinieren ( $FB_{All}$ ). Bei regionalen Preissignalen hat die optimale Allokation der erneuerbaren Erzeugung innerhalb Deutschlands ( $FB_{EE}$ ) zudem einen größeren Einfluss auf die Vermeidung von Netzausbau im Vergleich zum heutigen Marktregime mit einer Preiszone ( $MG_{EE}$ ).

Die politische Bewertung von Vor- und Nachteilen einer Preiszone im Vergleich zu mehreren Preiszonen war nicht Gegenstand dieser Studie und muss separat im Rahmen spezifischer Analysen erörtert werden.

Abbildung 2: Anzahl der HGÜ-Trassen im Jahr 2035 in den ausgewählten Modellszenarien im Vergleich zum Referenzszenario MG, das die aktuellen Rahmenbedingungen der Netzausbauplanung abbildet.



Quelle: eigene Darstellung



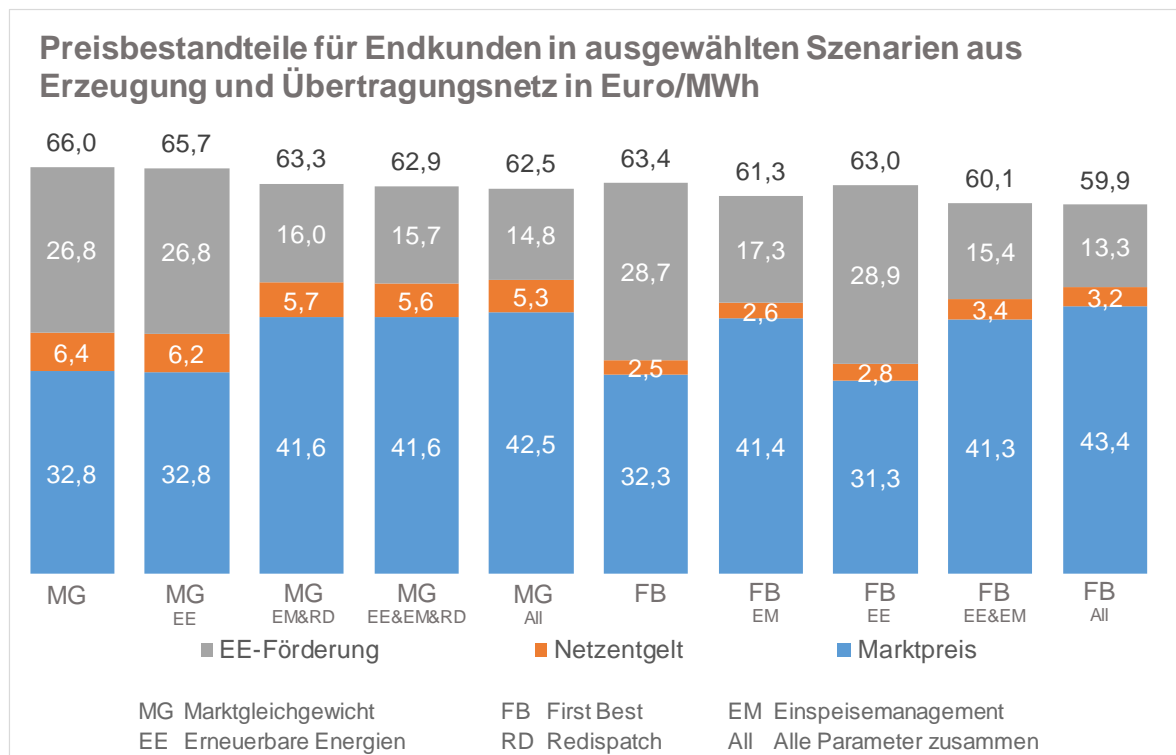
Aus den Effizienzgewinnen und dem verringerten Netzausbau ergeben sich für die in dieser Studie betrachteten **Preisbestandteile** Vorteile für den durchschnittlichen Endkunden in Deutschland. Endkunden müssen in den hier analysierten Alternativszenarien für die betrachteten Preisbestandteile in Summe weniger für ihren Strom bezahlen als in der NEP-Referenz (MG). Regionale Differenzen in den Strompreisen, die sich vor allem in den Varianten mit regionalen Preissignalen (FB...) ergeben, sind hier nicht im Detail abgebildet.

Die strukturellen Verschiebungen zwischen den Preisbestandteilen werden im Ergebnis der Studie besonders deutlich. Während sich die Kosten für Netzentgelte auf der Übertragungsnetzebene durch den vermiedenen Netzausbau deutlich reduzieren, erhöhen sich spezifisch die Kosten für die Stromerzeugung.

Insbesondere in den Szenarien mit regionalen Preissignalen (FB) reduzieren sich aufgrund der geringeren Redispatch-Kosten die Netzentgelte gegenüber den Szenarien im Marktgleichgewicht (MG) nochmals.

In den Szenarien mit höheren durchschnittlichen Marktpreisen im Modell (v. a. durch weitgehende Vermeidung negativer Preise) verringert sich entsprechend die notwendige Förderung für eine ausreichende Finanzierung der erneuerbaren Energien. Vor allem in den Szenarien mit optimaler Abregelung der erneuerbaren Energien steigen die Marktpreise durch eine geringere Anzahl an Stunden mit negativen Preisen und reduzieren somit die spezifisch notwendige Förderung der erneuerbaren Energien.

Abbildung 3: Preisbestandteile für Endkunden aus Erzeugung und Übertragungsnetz in ausgewählten Szenarien (ohne Steuern, Konzessionsabgaben, Netzentgelte aus dem Verteilnetz und KWK-Umlagen).



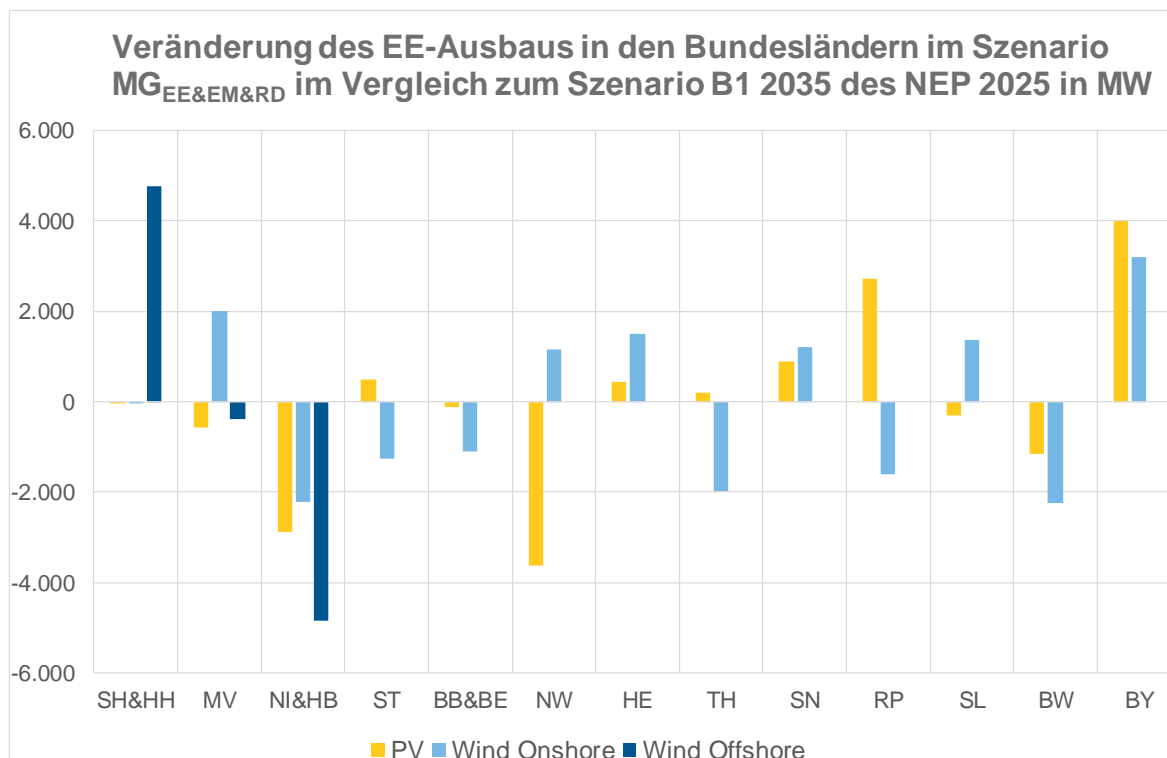
Quelle: eigene Darstellung

Die **räumliche Verteilung der erneuerbaren Energien** verändert sich in den Modellrechnungen bei einer optimalen Ansiedlung der EE-Technologien im Vergleich zu den NEP-Szenarien deutlich (vgl. Abbildung 4). Dadurch kann Netzausbau vermieden werden. Insgesamt wird tendenziell mehr erneuerbare Erzeugung in den Süden verlagert. Die Effekte der Verlagerung zwischen den einzelnen erneuerbaren Energieträgern sind im Vergleich zu den räumlichen Verlagerungen zwischen den Bundesländern eher zu vernachlässigen. Die hier getätigten Analysen gehen rein von Flächenpotenzialen aus und berücksichtigen keine Transaktionskosten, die eventuell durch Akzeptanzfragen in einzelnen Bundesländern und Regionen in unterschiedlicher Höhe entstehen können.

Die Verschiebung der Offshore-Windenergie zwischen den Bundesländern Niedersachsen und Schleswig-Holstein ist bedingt durch die Zuweisung der nutzbaren Flächen in der Deutschen Bucht zu Bundesländern, ohne entsprechend konkret die Anlandung der jeweiligen Netzanbindung zu berücksichtigen. Eine Verlagerung zwischen Nord- und Ostsee findet jedoch nicht statt.

Bei einer Betrachtung auf Ebene der Bundesländer verliert insbesondere Niedersachsen über alle Energieträger hinweg merklich an Bedeutung für den Ausbau der erneuerbaren Energien. In Nordrhein-Westfalen wird weniger Photovoltaik installiert, in Thüringen, Rheinland-Pfalz und Baden-Württemberg wird deutlich weniger Windkraft zugebaut. In Sachsen und Bayern hingegen werden erheblich mehr erneuerbare Energien zugebaut. Die Verschiebung der Installation der erneuerbaren Energien zwischen den Bundesländern entspricht jedoch im Ergebnis nicht der aktuellen politischen Ausrichtung der meisten Bundesländer. Entsprechend müssen zur Umsetzung der Ergebnisse dieser Studie die einzelnen Landespolitiken abgestimmt und harmonisiert werden.

Abbildung 4: Die Veränderung des EE-Ausbaus in MW in den Bundesländern bis zum Jahr 2035 im Szenario  $MG_{EE\&EM\&RD}$  im Vergleich zum Szenario B1 2035 des NEP 2025.



Quelle: eigene Darstellung