



# Versorgungssicherheit in Niederbayern

Wissenschaftliches Gutachten



# Executive Summary

## Ausgangslage und Ziel des Gutachtens

Der deutsche Stromsektor steht vor grundlegenden Veränderungen. Energiewirtschaftliche Entwicklungen wie der Ausstieg aus Kohle- und Kernenergie sowie der geplante Ausbau der Erneuerbaren Energien und der deutschen Stromnetze stellen Eckpfeiler der Energiewende dar. Im Regierungsbezirk<sup>1</sup> Niederbayern entfällt durch das Abschalten des im Landkreis Landshut befindlichen Kernkraftwerks *Isar 2* bis spätestens Ende 2022 eine elektrische Nennleistung von 1410 MW. Durch diese Abschaltung und weitere strukturelle Veränderungen des Stromsystems ist das Thema Versorgungssicherheit im Bezirk zunehmend relevant.

Im Rahmen des Gutachtens wird untersucht, inwiefern von einer gesicherten Stromversorgung im Bezirk Niederbayern bis ins Jahr 2030 ausgegangen werden kann. Per Definition des BMWi im jährlichen Monitoringbericht zur Versorgungssicherheit

„[...] ist die Versorgungssicherheit gewährleistet, wenn die Nachfrage mit den verfügbaren Betriebsmitteln zur Bereitstellung und Verteilung von Elektrizität mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit gedeckt werden kann.“

Konkret wird geprüft, ob der Stromverbrauch (Verbraucher-Last) im Bezirk auch in Zukunft noch zu jeder Stunde des Jahres gedeckt werden kann. Dazu muss zum einen ausreichend gesicherte Erzeuger-Leistung verfügbar sein. Zum anderen muss ein gesicherter Stromtransport gewährleistet, dass zu jedem Zeitpunkt ausreichend Erzeuger-Leistung in den Bezirk gelangen kann. Dabei richtet sich die gesicherte Leistung nach der Verfügbarkeit der Erzeugungsanlage. Während beispielsweise bei Kernenergie 93 % der installierten Leistung als gesichert betrachtet werden können, liegt der Anteil bei Windkraftanlagen lediglich bei 1 %, bei Photovoltaikanlagen sogar bei 0 %.

Hinsichtlich des Strombezugs darf Deutschland nicht isoliert betrachtet werden. Vielmehr wird das Stromnetz auf europäischer Ebene analysiert, um Stromtransporte über die deutschen Landesgrenzen in die Bewertung der Versorgungssicherheit mit einzuschließen.

## Analyse der Situation bis 2030 bei einer „Umsetzung nach Plan“

Die Situation im Bezirk wird für die Stützjahre 2025 und 2030 analysiert und mit dem Status Quo verglichen. Dazu wird das Szenario einer „Umsetzung nach Plan“ erstellt, in dem die relevantesten energiewirtschaftlichen Projekte entsprechend der aktuellen Planung bzw. Zielsetzung umgesetzt werden. Das Szenario setzt sich aus einzelnen Entwicklungskomponenten zusammen, die jeweils einen großen Einfluss auf die Situation im Bezirk haben.

Konkrete Komponenten mit nennenswerter Relevanz sind:

- **Kernenergie-Ausstieg:** Isar 2 und alle weiteren Kernkraftwerke bis Ende 2022 abgeschaltet
- **Übertragungsnetzausbau:** Alle relevanten Netzausbauprojekte wie geplant bis 2025 fertig gestellt
- **Kohleausstieg:** Rückbau wie von der Kohlekommission beschlossen, München Nord geht bis 2030 vom Netz
- **Strommarkt-Kopplung:** Ausweitung der grenzüberschreitenden Handelskapazitäten, wie durch die EU vorgeschrieben

---

<sup>1</sup> Das Gutachten analysiert den Regierungsbezirk Niederbayern, da die Situation im Regierungsbezirk durch den zusätzlich verbrauchsstarken Landkreis Kelheim verglichen mit dem IHK-Bezirk Niederbayern tendenziell kritischer zu bewerten ist.

- **Kraftwerksneubau:** Fossile Erzeuger im moderaten Umfang durch Marktanreize neugebaut und teilweise in Bayern verortet
- **Elektromobilität:** Moderate Durchdringung von Elektro-PKWs, gesteuertes Laden teilweise bis 2025 und größtenteils bis 2030
- **Batteriespeicher:** Kontinuierlicher Zubau von Kleinbatteriespeichern und moderater Zubau von Großbatteriespeichern
- **Smart Meter Rollout:** Planmäßiger Smart Meter Rollout bis 2030, moderater Fortschritt bis 2025

Die Analyse basiert auf Simulationsergebnissen des FfE-Fundamentalmodells ISAaR, das im Rahmen des Forschungsprojekts Dynamis erstellt wurden. ISAaR simuliert das Stromsystem im Ist-Zustand sowie für 2025 und 2030 unter einem kostenoptimierten Kraftwerkseinsatz und Berücksichtigung des europäischen Übertragungsnetzes.

Aus der Analyse der Simulationsergebnisse ergeben sich die folgenden Erkenntnisse:

### Gesamtdeutsches Stromsystem

- Die gesicherte Leistung in Deutschland reduziert sich vom Status Quo bis 2025 um 16 GW → Der Zubau erdgasbasierter Kraftwerke verhindert eine drastische Reduktion der gesicherten Leistung
- Zwischen 2025 und 2030 ist keine nennenswerte Veränderung der gesicherten Leistung feststellbar → 2025 ist das aus Sicht der Versorgungssicherheit kritischere Stützjahr
- Die über die deutschen Landesgrenzen hinweg importierte Strommenge nimmt zwischen heute und 2025 um 94 % und zwischen 2025 und 2030 um 35 % zu → Durch den fristgerechten Übertragungsnetzausbau und die Ausweitung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten kann deutlich mehr Strom aus dem Ausland importiert werden

### Stromsystem im Bezirk

- Die gesicherte Leistung in Niederbayern reduziert sich bis 2025 um 1.298 MW → Das Abschalten von Isar 2 wirkt sich stark negativ auf die gesicherte Leistung im Bezirk aus
- Der Stromverbrauch im Bezirk reduziert sich zwischen heute und 2025 um 6 % und zwischen 2025 und 2030 um weitere 4 % → Effizienzsteigerungen insbesondere in der Industrie überwiegen im Vergleich zu den Elektrifizierungs-Trends im Verkehr und der Wärmebereitstellung
- 2025 werden 583 GWh mehr exportiert als importiert, auch wenn es zu zwei Dritteln der Zeit zu Stromimporten kommt, 2030 ergibt sich ein Export von 1.139 GWh → Der Bezirk bleibt über das Jahr hinweg Strom-exporteur, wobei der Zubau erneuerbarer Energien für eine stark volatile Erzeugung sorgt, sodass dem Stromnetz eine übergeordnete Rolle zukommt
- Die maximal zu importierende Leistung beträgt 2025 745 MW und 2030 729 MW → Die tatsächlich maximal in den Bezirk transportierte Leistung ist deutlich geringer als die Differenz von Spitzenlast und gesicherter Leistung

Das Szenario basiert auf Plänen der Politik und der Netzbetreiber, die eine gesicherte Stromversorgung als Ziel haben. Demnach ist die Versorgungssicherheit im Bezirk für die dargestellten Simulationsergebnisse selbst im kritischen Zeitintervall gewährleistet. Bei dem simulierten Kraftwerksneubau, dem abgeschlossenen Übertragungsnetzausbau bis 2025 und der entsprechenden Ausweitung der grenzüberschreitenden Kapazitäten kann die maximal zu importierende Leistung im kritischen Zeitintervall in den Bezirk transportiert werden.

### Analyse möglicher kritischer Entwicklungen

Um neben der „Umsetzung nach Plan“ weitere realistische Entwicklungen zu untersuchen, werden zwei alternative Entwicklungspfade definiert. Zum einen wird der von Kritikern befürchtete verzögerte Netzausbau mit dem weiterhin feststehenden Kohleausstieg und einer stockenden Digitalisierung des Energiesystems kombiniert: Der Fall der langsamen

Projektumsetzungen. Zum anderen wird der Extremfall diskutiert, dass trotz erheblich verzögertem Netzausbau und mangelnder Ausweitung des europäischen Stromhandels ein verfrühter Kohleausstieg bis 2030 beschlossen wird: Der Fall der dominanten Hardliner.

Beide Fälle werden analog zum Szenario der „Umsetzung nach Plan“ durch eine Kombination von Entwicklungskomponenten beschrieben. Bei der Analyse dient das Szenario „Umsetzung nach Plan“ als Referenzfall, wobei die Situation im kritischen Zeitintervall für das Stützjahr 2025 diskutiert wird. Der sich ändernde Einfluss der jeweiligen Entwicklungskomponenten auf die Versorgungssicherheit im Bezirk wird qualitativ ausgewertet.

Die Summe der individuellen Einflüsse ermöglicht eine abschließende Einschätzung der Situation im Bezirk:

#### **Entwicklungspfad der langsamen Projektumsetzungen**

→ Die lediglich leicht ansteigende maximal zu importierende Leistung ist auch bei verzögertem Netzausbau in den Bezirk transportierbar, da ausreichend Strom aus Bayern und den süddeutschen Nachbarländern bezogen werden kann.

Maßnahmen zur Absicherung der Stromversorgung wären in einem solchen Fall dennoch ratsam.

#### **Entwicklungspfad der dominanten Hardliner**

→ Bei einem nennenswerten Anstieg der zu importierenden Leistung, einem beschleunigten Kohleausstieg und gleichzeitig verzögertem Netzausbau könnte der Stromimport in den Bezirk im kritischen Zeitintervall unter Umständen gefährdet sein, da gesicherte Leistung zu Teilen aus den bayerischen Nachbarländern bezogen werden müsste.

Gegenmaßnahmen zur Vermeidung einer Kapazitätslücke in Süddeutschland sollten in diesem Fall frühzeitig ergriffen werden.

### **Handlungsempfehlungen an Politik und Unternehmen**

Durch die Szenarioanalyse und die anschließende Analyse kritischer Entwicklungen wurden die in Bezug auf die Versorgungssicherheit relevantesten Einflussfaktoren bestimmt. Als Resultat ergeben sich konkrete Empfehlungen an Vertreter der Politik aber auch Implikationen für Industrie und Gewerbe, die insbesondere der Vorkehrung dienen:

- Der Ausbau des Übertragungsnetzes ist essenziell und sollte entschlossen vorangetrieben werden, um alle Trassen schnellstmöglich fertigzustellen.
- Die europäische Strommarkt-Kopplung spielt beim Strombezug eine entscheidende Rolle, sodass die Strom-Handelskapazitäten konsequent erweitert werden sollten.
- Der Zubau konventioneller Kraftwerke sollte zumindest bis Fertigstellung der Netze vor allem in Süddeutschland stattfinden.
- Der Kohleausstieg sollte so geregelt werden, dass südliche Standorte zu späteren Zeitpunkten abgeschaltet werden, um Netzengpässen vorzubeugen.
- Der Anschluss und Betrieb dezentraler Erzeugungsanlagen sollte vereinfacht und gefördert werden.
- Die installierte Leistung der Kapazitätsreserve, Netzreserve sowie der besonderen netztechnischen Betriebsmittel sollte konsequent erweitert werden.
- Der netzdienliche Betrieb elektrischer Speicher sollte weiter gefördert werden.
- Intelligente Verbraucher sollten schnellstmöglich steuerbar sein, um flexibel und systemdienlich eingesetzt werden zu können.

# Inhalt

1. Ausgangslage und Motivation.....	1
1.1 Definition Versorgungssicherheit im Rahmen des Gutachtens.....	1
1.2 Überblick über die Ausgangslage in Niederbayern.....	2
1.2.1 Status Quo des Stromsektors im Bezirk.....	3
1.2.2 Situation auf Gemeinde- und Landkreisebene.....	5
2. Analyse des Stromsystems bei einer Umsetzung nach Plan.....	7
2.1 Gesamtdeutsche Entwicklung des Stromsystems bis 2030.....	7
2.1.1 Installierte und gesicherte Leistung.....	8
2.1.2 Resultierende Strombilanz und Emissionen.....	9
2.1.3 Stromhandelssaldo.....	10
2.1.4 Netzausbau und netzstabilisierende Maßnahmen.....	12
2.1.5 Implikationen für die Versorgungssicherheit.....	12
2.2 Situation in Niederbayern 2025 und 2030.....	13
2.2.1 Jahresübergreifende Entwicklung des Stromsystems.....	13
2.2.2 Erzeugung und Verbrauch zu charakteristischen Zeiten im Jahr 2025.....	15
3. Analyse möglicher Entwicklungspfade.....	17
3.1 Beschreibung der untersuchten Entwicklungspfade im Vergleich zum Referenzfall..	17
3.2 Mögliche Veränderungen im kritischen Zeitintervall.....	19
4. Fazit und Handlungsempfehlungen.....	22
A1. Steckbriefe zu energiewirtschaftlichen Entwicklungen bis 2030.....	24
A2. Methodisches Vorgehen.....	41
A2.1 Abbilden der heutigen und zukünftigen Situation in Niederbayern.....	41
A2.2 Erstellen von relevanten Entwicklungspfaden.....	43
A2.2.1 Definieren von Deskriptoren der Versorgungssicherheit.....	44
A2.2.2. Kombinieren der Entwicklungskomponenten zu konsistenten Pfaden.....	45
Literatur.....	52

# 1. Ausgangslage und Motivation

Deutschland steht im Rahmen der Energiewende vor nie dagewesenen Herausforderungen in der Energieversorgung. Eine der weitreichendsten Entwicklungen ist die Abkehr vom konventionellen Kraftwerkspark hin zu erneuerbaren Energien (EE) zur Stromerzeugung. Damit verbunden sind der beschlossene Kernenergie-Ausstieg bis Ende 2022 und der Ausstieg aus der Kohlekraft bis spätestens 2038. Kombiniert werden zwischen 2011 und 2038 so insgesamt 65 GW installierte Leistung konventioneller Kraftwerke abgeschaltet. Da konventionelle Stromerzeuger im Gegensatz zu EE zu nahezu jeder Zeit zur Verfügung stehen, sind die Auswirkungen dieser Entwicklungen auf die Versorgungssicherheit weitreichend.

Insbesondere an Stellen, an denen heutzutage konventionelle Erzeugungsanlagen die Stromversorgung prägen, wird es in Zukunft zu Umstellungen kommen. Für Niederbayern trifft diese Aussage insbesondere hinsichtlich des im IHK-Bezirk befindlichen Kernkraftwerks Isar 2 zu, das bis Ende 2022 vom Netz gehen wird. Ziel dieses Gutachtens ist es, die Situation der Stromversorgung im Bezirk bis 2030 kritisch zu untersuchen und potenzielle Stellschrauben zu identifizieren, um auch in Zukunft die Versorgungssicherheit garantieren zu können.

## 1.1 Definition Versorgungssicherheit im Rahmen des Gutachtens

Versorgungssicherheit stellt eine der drei Ziele des so genannten energiepolitischen Zieldreiecks dar. Da die drei Komponenten im Zielkonflikt zu einander stehen, muss für eine erfolgreiche Energiepolitik stets der Kompromiss zwischen Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit gefunden werden. Da die Elektrizität heutzutage alle Bereiche des täglichen Lebens durchdringt, kommt der Versorgungssicherheit meist eine im Vergleich zu den anderen beiden Komponenten übergeordnete Rolle zu.



Im energiepolitischen Zieldreieck besitzt die Versorgungssicherheit aufgrund der hohen Abhängigkeit des öffentlichen und privaten Lebens von einer gesicherten Stromversorgung eine Sonderstellung.

Abbildung 1-1: Energiepolitisches Zieldreieck

Per Definition des BMWi im jährlichen Monitoringbericht zur Versorgungssicherheit „[...] ist die Versorgungssicherheit gewährleistet, wenn die Nachfrage mit den verfügbaren Betriebsmitteln zur Bereitstellung und Verteilung von Elektrizität mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit gedeckt werden kann“ /BMW-17 19/. Somit basiert Versorgungssicherheit auf drei Aspekte des Stromsystems:

- ausreichende Erzeuger-Leistung durch verfügbare Erzeugungseinheiten
- ausreichende Verfügbarkeit der benötigten Energieträger
- zuverlässige und sichere Netze zum Stromtransport

Sind alle diese drei Aspekte in jeder Stunde des Jahres für den betrachteten Bilanzraum erfüllt, kann von einer gesicherten Stromversorgung ausgegangen werden. Die in diesem Gutachten angewandte Methodik beruht auf dem Begriff der *gesicherten* Leistung, wodurch der installierten Leistung eine energieträgerspezifische Verfügbarkeit zugeordnet wird. Eine methodische Erklärung findet sich im Anhang A1.A2.1. Die Analyse der Versorgungssicherheit reduziert sich damit auf zwei Aspekte:

- gesicherte Erzeuger-Leistung innerhalb und außerhalb des Bilanzraums
- gesicherter Stromtransport in den Bilanzraum

Die Kombination beider Aspekte wird der maximalen Verbraucher-Last (auch Spitzenlast genannt) gegenübergestellt. Im Rahmen des Gutachtens ist die Frage zu beantworten, ob die Spitzenlast im Bezirk auch zukünftig in jeder Stunde des Jahres durch die erwartete Kombination aus gesicherter Erzeuger-Leistung und gesicherten Stromtransporten gedeckt werden kann. Dazu wird zunächst der Status Quo in Niederbayern beschrieben, um geeignete Richtwerte für eine gesicherte Stromversorgung zu bestimmen. Die Situation bis 2030 wird darauf aufbauend für das Szenario einer reibungslosen Umsetzung aller Ausbauprojekte („Umsetzung nach Plan“) analysiert. Zudem werden mögliche Unsicherheiten in der Entwicklung durch unterschiedliche Entwicklungspfade in realistischen Ausmaßen diskutiert, wodurch das Ableiten von Handlungsempfehlungen an Industrie, Gewerbe und Politik ermöglicht wird.

## 1.2 Überblick über die Ausgangslage in Niederbayern

Als eines der letzten aktiven Kernkraftwerke deckt Isar 2 heute bei einer elektrischen Nennleistung von 1410 MW bis zu 14 % des bayerischen Stromverbrauchs /BRF-01 19/. Das Kraftwerk befindet sich im Landkreis Landshut mitten in Niederbayern (siehe Abbildung 1-2). Im Rahmen des Kernenergie-Ausstiegs soll Isar 2 spätestens Ende 2022 abgeschaltet werden. Durch diese einschneidende Veränderung in Kombination mit anderen energie-wirtschaftlichen Entwicklungen wie z. B. der zunehmenden Elektrifizierung des Mobilitäts- und Wärmesektors oder dem stagnierenden EE-Ausbau in Süddeutschland ist die Frage nach der Versorgungssicherheit im IHK-Bezirk zukünftig nicht ohne weiteres zu beantworten.

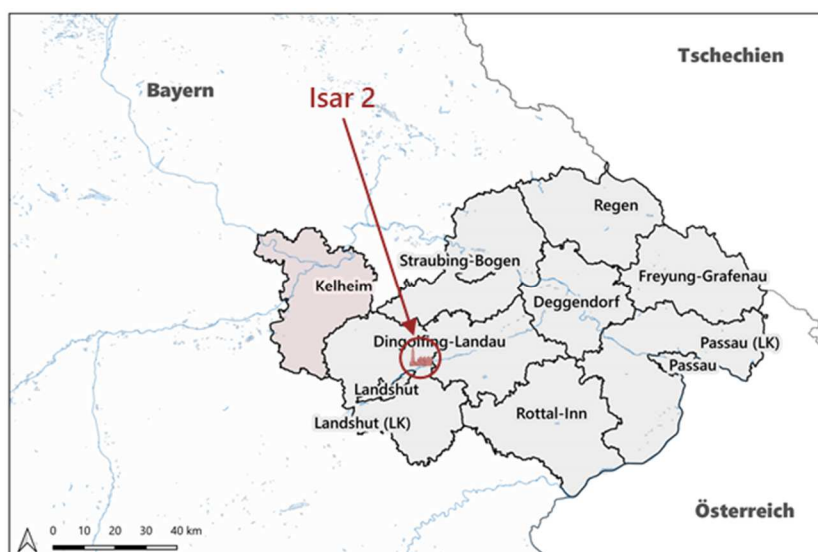


Abbildung 1-2: IHK-Bezirk Niederbayern ergänzt um den Landkreis Kelheim

Der Regierungsbezirk Niederbayern unterscheidet sich vom IHK-Bezirk durch den Landkreis Kelheim, der sich durch eine für die Region verhältnismäßig hohe Bevölkerungs- und



Unternehmensdichte auszeichnet. Somit ist das Verhältnis von Stromverbrauch zu Stromerzeugung in Kelheim tendenziell größer als im Durchschnitt der anderen Landkreise des Regierungsbezirks. Wird in der Studie die Versorgung im Regierungsbezirk Niederbayern als gesichert bewertet, so kann ebenfalls auf eine gesicherte Stromversorgung im IHK-Bezirk Niederbayern geschlossen werden. Aus diesem Grund werden für die gesamte nachfolgende Analyse der Versorgungssicherheit die geografischen Grenzen des Regierungsbezirks Niederbayern als Bilanzraumgrenzen gewählt. Stromflüsse, die aus den Bilanzraumgrenzen heraus transportiert werden, werden als Strom-Exporte bezeichnet. Im Vergleich dazu stellen Strom-Importe den Stromtransport in den Bilanzraum dar.

Die geografischen Grenzen des Regierungsbezirks Niederbayern werden im Folgenden als Bilanzraumgrenzen der Analysen verwendet.

### 1.2.1 Status Quo des Stromsektors im Bezirk

In der Folge wird der niederbayerische Stromsektor für den Status Quo/ Ist-Zustand analysiert. Das zum Aufbereiten der Daten verwendete Vorgehen ist in A1.A2.1 beschrieben. Die Grafik auf der linken Seite von Abbildung 1-3 zeigt die jährlich im Bezirk verbrauchte und erzeugte Strommenge für den Ist-Zustand basierend auf dem Kraftwerkspark von 2018 und simulierten Lastgängen. Demnach sorgt Isar 2 alleine für 57 % der Stromerzeugung im Bezirk. Zwei Gaskraftwerke zur Eigenerzeugung sind die einzigen verbleibenden größeren fossilen Erzeuger. Bei den EE-Anlagen dominieren Wasserkraft und Photovoltaik (PV), die zusammen 33 % des Stroms erzeugen. Der Vergleich von Erzeugung und Verbrauch zeigt, dass die im Bezirk erzeugte Strommenge den Verbrauch aktuell weit überschreitet. Im simulierten Ist-Zustand stehen 18.369 GWh erzeugte Strommenge einem Stromverbrauch von 8.654 GWh gegenüber, woraus eine Strom-Exportmenge von 9.715 GWh resultiert.

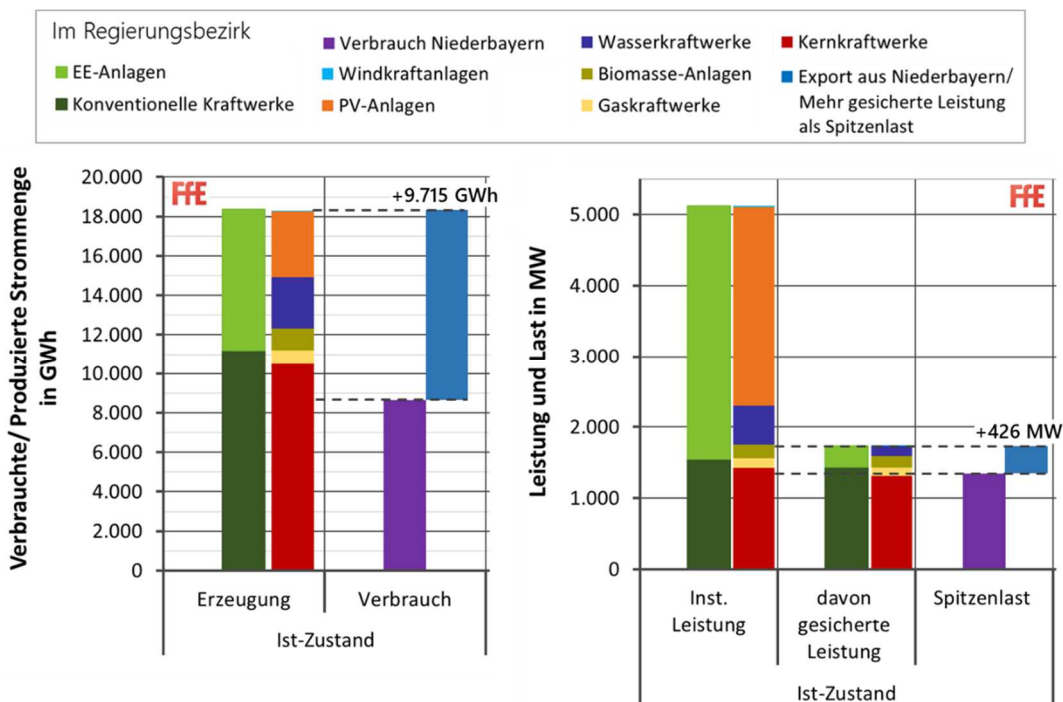


Abbildung 1-3: Jährliche Erzeugungs- und Verbrauchsmengen (links) und installierte Leistung, gesicherte Leistung und Spitzenlast im Bezirk (rechts)

In Abbildung 1-4 ist die Jahresdauerlinie der Differenz von Verbrauch und Erzeugung im Bezirk dargestellt. Dazu wird zu jeder Stunde des Jahres die Erzeuger-Leistung von der Verbraucher-Last subtrahiert. Die errechnete Differenz wird nach absteigender Größe sortiert aufgetragen. Ist die Differenz positiv, so wird mehr Strom verbraucht als erzeugt und es kommt zu Strom-

Niederbayern ist bei revisionsfreiem Betrieb von Isar 2 in jeder Stunde des Jahres Stromexporteur.

Importen. Ist die Differenz negativ, so wird mehr Strom erzeugt als verbraucht und es kommt zu Strom-Exporten. Die vorliegende Abbildung zeigt, dass es im Ist-Zustand ausschließlich zu Strom-Exporte aus dem Bezirk kommt. Die in blau dargestellte Fläche stellt die Strom-Exportmenge dar und entspricht dem in blau dargestellten Balken in Abbildung 1-3.

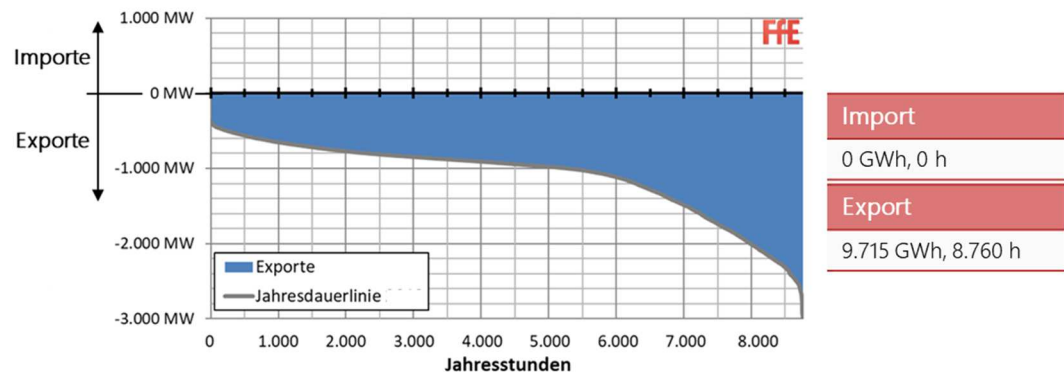


Abbildung 1-4: Jahresdauerlinie der Differenz von Verbrauch und Erzeugung für den Bezirk im Status Quo

Für eine tatsächliche Beurteilung der Versorgungssicherheit ist nicht die über das Jahr betrachtete Strommenge entscheidend, sondern die stundengenaue Analyse von Leistung und Last. Abbildung 1-3 (rechts) zeigt die im Bezirk installierte Leistung unterschieden nach EE und konventionellen Erzeugern sowie unterteilt nach Energieträgern basierend auf realen Kraftwerksdaten (siehe Anhang A2.1). Aufbauend auf der installierten Leistung von 5.124 MW wurde die gesicherte Leistung in Niederbayern für den Ist-Zustand berechnet. Bei 1.770 MW gesicherter Leistung im Bezirk zeigt sich vor allem die als niedrig angenommene Verfügbarkeit der Erneuerbaren, da durchschnittlich lediglich 9 % der installierten EE-Leistung der gesicherten Leistung zugerechnet wird (siehe Anhang A2.1).

Die Stromversorgung im Bezirk ist für den Ist-Zustand gesichert.

Bei der für den simulierten Ist-Zustand angenommenen maximalen Last (Spitzenlast) von 1.344 MW ergibt sich ein Plus an 426 MW gesicherter Leistung für den Status Quo im Bezirk. Das ermittelte Erzeugungsplus zwischen gesicherter Leistung und Spitzenlast bedeutet gemäß der Definition für Versorgungssicherheit in Absatz 1.1, dass die Stromversorgung für den Ist-Zustand basierend auf der in Niederbayern installierten, verfügbaren Leistungen stets gesichert ist.

Die Situation im Bezirk lässt sich zudem durch die Gegenüberstellung von Erzeugungs- und Verbrauchslastgängen darstellen. Dazu werden die stundenscharfen Energieträgerspezifischen Strom-Erzeugungsgänge übereinandergeschichtet und mit dem stundenscharfen Verbrauchslastgang verglichen. Bei der gewählten Darstellung in Abbildung 1-5 handelt es sich auf der linken Seite um die Simulation einer typischen Sommerwoche auf Basis realer Wetterdaten, die ein großes Erzeugungsplus im Bezirk repräsentiert. Die blaue Fläche der unteren Abbildung stellt dabei die aus dem Erzeugungsplus resultierenden Strom-Exporte aus dem Bezirk heraus dar. Zum Vergleich zeigt die rechte Bildseite eine typische simulierte Winterwoche, die im Durchschnitt die über das Jahr hinweg gesehen niedrigste Stromerzeugung bei gleichzeitig hoher Verbraucher-Last repräsentiert. Für die Situation im Ist-Zustand gilt, dass es auch in der typischen Winterwoche zu jeder Stunde zu nennenswerten Strom-Exporten kommt (dargestellt durch die blaue Fläche in der Darstellung unten rechts) und keine kritischen Versorgungsengpässe entstehen.

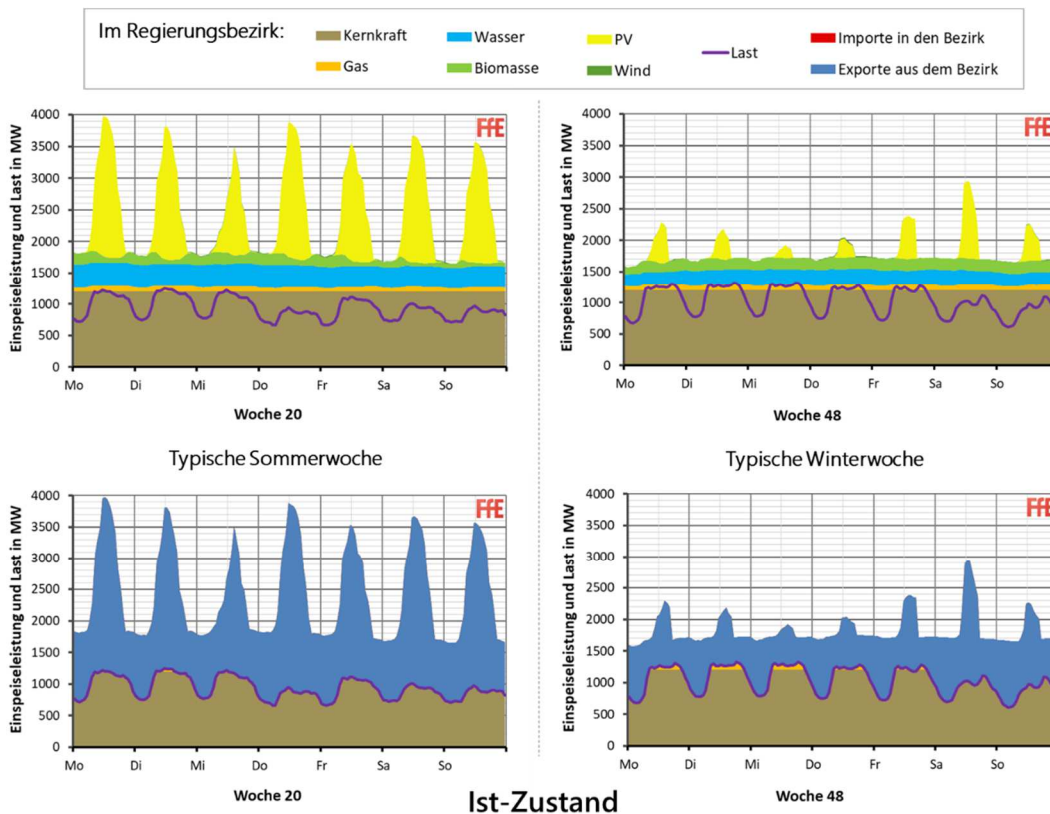


Abbildung 1-5: Erzeugungs- und Verbrauchslastgang für typische Sommer- und typische Winterwoche (oben) plus hervorgehobene Export- bzw. Importmenge (unten) im Bezirk für den Ist-Zustand

### 1.2.2 Situation auf Gemeinde- und Landkreisebene

Um herauszustellen, dass im Bezirk regionale Unterschiede im Stromsystem existieren, die bereits heute permanente Stromtransporte innerhalb Niederbayerns zur Folge haben, werden installierte Leistung und durchschnittlicher Verbrauch für jede Gemeinde des Bezirks diskutiert.

Abbildung 1-6 stellt auf der oberen Grafik die gemeindespezifische installierte Leistung auf Basis verschiedener Eingangsparameter und Regionalisierungs-Logiken dar. Dabei zeigt sich, dass sich beispielsweise in der Gemeinde Essenbach (in der sich Isar 2 befindet) oder in der Gemeinde Plattling eine hohe elektrische Erzeuger-Leistung konzentriert, während viele nordöstlich liegende Gemeinden eine um zwei Größenordnungen geringer installierte Leistung aufweisen. Es handelt sich somit um eine heterogene Erzeugungsstruktur im Bezirk.

Der dargestellte gesicherte Leistungsfluss im unteren Teil der Abbildung 1-6 ist definiert als die Differenz zwischen der durchschnittlichen Last und der gesicherten Leistung je Gemeinde. Ein negativer Wert stellt somit einer Gemeinde dar, die in der Tendenz Strom exportiert. Ein positiver Wert deutet auf Strom-Importe in die entsprechende Gemeinde hin. Die Darstellung zeigt, dass nicht nur die Stromerzeugung eine große Heterogenität aufweist. Vielmehr variiert auch der Stromfluss zwischen den niederbayerischen Gemeinden, sodass ein Teil der Gemeinden eher Strom importieren und ein anderer Teil eher Strom exportiert. Dabei liegt die heterogene Stromerzeugung auf Gemeindeebene in vielen Fällen in derselben Größenordnung wie die gemeindespezifische Verbraucher-Last. Lediglich die genannten Gemeinden mit einer hohen installierten Leistung weisen einen eindeutig negativen Leistungsfluss auf.

Leichte Heterogenitäten der Erzeugungskapazitäten auf Gemeindeebene werden im Ist-Zustand durch Stromtransporte innerhalb des Bezirks ausgeglichen.

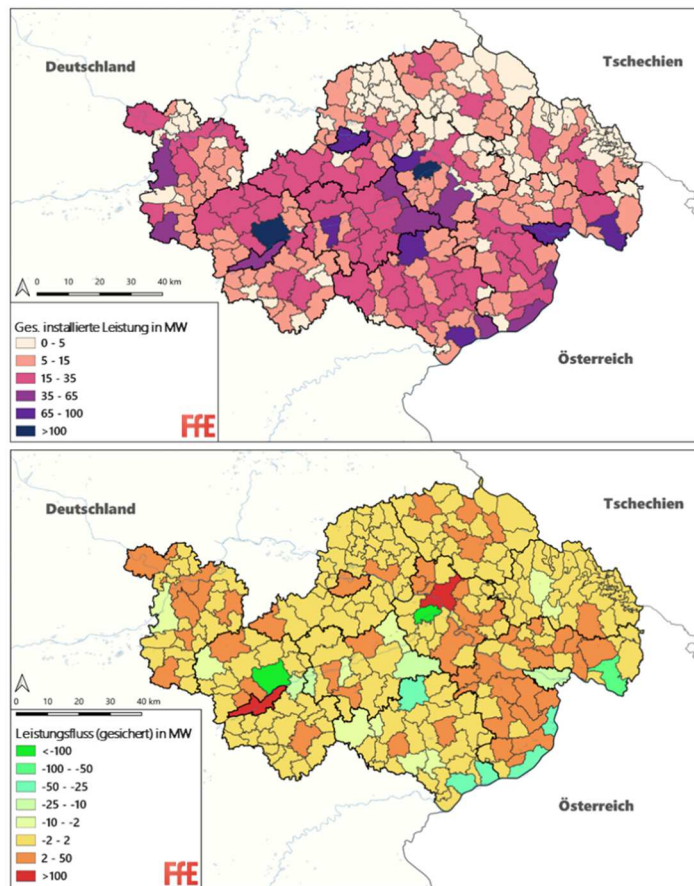


Abbildung 1-6: Installierte Leistung (oben) und gesicherter Leistungsfluss (unten, Differenz von durchschnittlicher Last zu gesicherter Leistung) je Gemeinde in Niederbayern für den Ist-Zustand

Die beschriebene Heterogenität des Stromsystems existiert auch auf Landkreisebene. So fällt beispielsweise der Landkreis Landshut mit hoher Erzeuger-Leistung bei gleichzeitig geringer Last auf, während die Stadt Landshut eine mittlere Verbraucher-Last bei sehr geringer Erzeuger-Leistung decken muss. Zusammenfassend zeigt sich, dass heutzutage eher ländlich geprägte Gebiete innerhalb des Bezirks Stromlieferanten für städtische Gebiete sind. Durch innerbezirkliche Stromtransporte kann der Bezirk zu jeder Stunde des Jahres mit Strom versorgt werden. Der jährliche Überschuss an produziertem Strom wird in Form von Stromexporten aus dem Bezirk transportiert.

## 2. Analyse des Stromsystems bei einer Umsetzung nach Plan

Dieses Kapitel stellt die Analyse des zu erwartenden Entwicklungsszenarios dar. Dabei wird die seitens der energiepolitischen Entscheidungsträger angestrebte zukünftige Situation des Stromsystems bis 2030 beschrieben. Das Szenario beruht vor allem auf dem Netzentwicklungsplan (NEP) ergänzt durch die Pläne der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung. Die Rahmenbedingungen werden dabei durch eine Kombination einzelner Entwicklungskomponenten, die in Anhang A1 durch Steckbriefe dargestellt sind, definiert. Die so prognostizierte Entwicklung wird in der Folge als das Szenario einer „Umsetzung nach Plan“ betitelt.

In Anhang A1.A2.1 wird die methodische Entwicklung des Szenarios „Umsetzung nach Plan“ dargestellt. Um an dieser Stelle ein vollständiges Bild zu erhalten, werden die relevantesten Entwicklungen kurz beschrieben:

- vollständiger **Ausstieg aus der Kernenergie** bis spätestens Ende 2022
- vollständiger **Ausstieg aus der Kohlekraft** bis spätestens 2038 wie durch die Kohlekommission bestimmt
- **Ausbau des deutschen Übertragungsnetzes** bis 2025 wie im NEP Strom 2030 (Version 2019) definiert /ÜNB-01 19/
- kontinuierlicher **Zubau von Erneuerbaren Energien (EE)** zur Stromerzeugung (ebenso wie im NEP 2030 angenommen)
- weiterhin **marktbasierter Zubau konventioneller Kraftwerke**, die priorisiert in Süddeutschland verortet werden /ÜNB-02 18/
- **fortschreitende europäische Strommarkt-Kopplung** durch die Ausweitung grenzüberschreitender Strom-Handelskapazitäten wie durch die EU verordnet
- Forcierung der Digitalisierung des Stromsystems mittels intelligenter Messsysteme durch einen **planmäßigen Smart Meter Rollout**
- kontinuierlich zunehmende Anzahl flexibler Stromerzeuger und –verbraucher durch **Stromspeicher, Elektromobilität, Lastmanagement** und mehr

Im Szenario „Umsetzung nach Plan“ werden alle Fertigstellungsfristen heutiger Projekte eingehalten.

Die hier genannten Aspekte des Szenarios fließen in die Simulation des zukünftigen Stromsystems ein. Dabei wird zwischen einer Betrachtung auf bundesweiter Ebene und einer Betrachtung auf Bezirksebene unterschieden. Nachfolgend wird zunächst die gesamtdeutsche Entwicklung beschrieben, bevor die zukünftige Situation im Bezirk diskutiert wird.

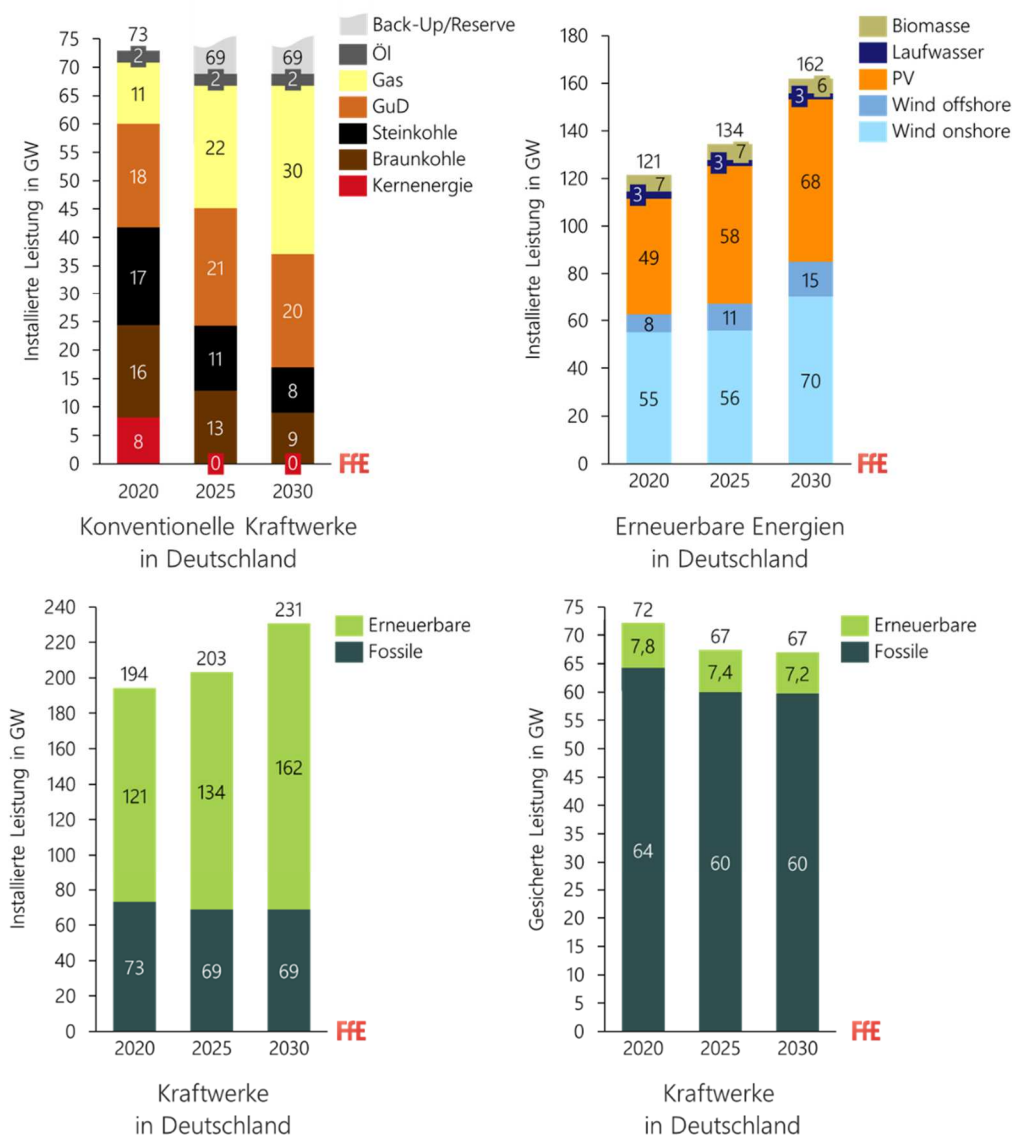
### 2.1 Gesamtdeutsche Entwicklung des Stromsystems bis 2030

---

Für die gesamtdeutsche Auswertung des Szenarios „Umsetzung nach Plan“ werden Simulationsergebnisse genutzt, die im Rahmen des Verbundprojekts Dynamis bei den obenstehenden Rahmenbedingungen erstellt wurden /FFE-12 17/. Die Simulationen wurden mit dem Fundamentalmodell ISAaR /FFE-54 16/ durchgeführt und bilden das deutsche Stromsystem in den Jahren 2020, 2025 und 2030 ab. Um die regionale und die europäische Kopplung des Elektrizitätssektors abzubilden, ist das europäische Übertragungsnetz im Modell integriert. Der große Mehrwert der hier dargelegten Analyse liegt neben der gesamtdeutschen Betrachtung der von der Bundesregierung angenommenen Entwicklung auf der Analyse von Wechselwirkungen mit den europäischen Nachbarstaaten.

## 2.1.1 Installierte und gesicherte Leistung

Während die Ergebnisse der ISAaR-Optimierungsläufe im Dynamis-Projekt in vielen Facetten detailliert ausgewertet werden, sollen im Rahmen dieses Gutachtens die für die Versorgungssicherheit relevantesten Berechnungsergebnisse präsentiert werden. Der Simulation liegt eine Reihe detaillierter Eingangsdaten zugrunde, welche auch die Entwicklungen der zur Verfügung stehenden Erzeugungskapazitäten einschließen (siehe Kapitel 6.2.1). Diese Erzeuger-Leistung ist in Abbildung 2-1 differenziert nach konventionellen Erzeugern, erneuerbaren Erzeugern und anteilig nach der gesicherten Leistung dargestellt.



Obwohl sich die gesamte installierte Leistung zwischen 2020 und 2030 um 19 % erhöht, reduziert sich die gesicherte Leistung um 7 %.

Abbildung 2-1: Installierte konventionelle (links oben) und erneuerbare Leistung (rechts oben), Summe aller Leistungen (links unten) und gesicherte Leistung (rechts unten) in Deutschland für die ISAaR-Simulation

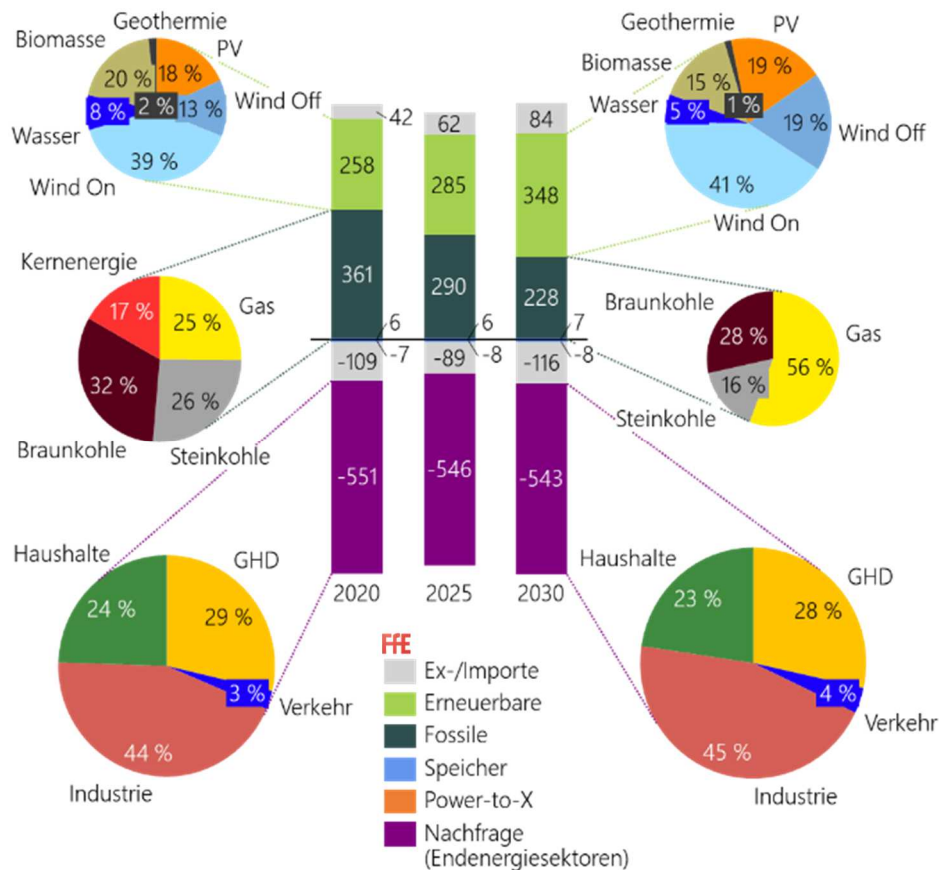
Bei Betrachtung der prognostizierten **installierten** und der **gesicherten Leistung** in Deutschland von 2020 bis 2030 zeigt sich, dass

- sich die Leistung konventionellen Kraftwerke trotz Kernenergie- und Kohleausstieg um lediglich 5 % reduziert, da insbesondere Gaskraftwerke zugebaut werden,
- die installierte Leistung an Erneuerbaren Energien (EE) um 34 % zunimmt, wobei vor allem Windkraft- und PV-Ablagen zugebaut werden,

- die installierte EE-Leistung bereits 2020 1,7-Mal so groß ist wie die konventionelle Leistung und bis 2030 auf das 2,3-fache der konventionellen Leistung anwächst,
- die gesicherte Leistung, so wie in Anhang A1.A2.1 definiert, trotz 37 GW zusätzlicher installierte Erzeuger-Leistung um 5 GW bzw. 7 % abnimmt.

## 2.1.2 Resultierende Strombilanz und Emissionen

Mit Blick auf die **Strombilanz** der relevanten Jahre (Abbildung 2-2) zeigt sich, dass der EE-Anteil an der inländischen Stromerzeugung von rund 42 % im Jahr 2020 auf ca. 60 % im Jahr 2030 steigt. Aufgrund des Rückgangs konventioneller Erzeugungskapazitäten bedingt durch Kernenergie- und Kohleausstieg und dem moderaten Zubau volatiler EE-Erzeugungseinheiten steigt sowohl die importierte als auch die exportierte Strommenge über die Jahre hinweg an. Auf der Verbrauchsseite wird die Abnahme des Stromverbrauchs aufgrund von Effizienzmaßnahmen durch die langsame Umsetzung von Elektrifizierungsmaßnahmen gemindert. Bis 2030 überwiegt die Effizienzsteigerung in den Stromanwendungen, sodass eine leichte Reduktion des Verbrauchs erkennbar ist.



Jährliche Stromerzeugung und -verbrauch nehmen bis 2030 ab, während Stromimporte und -exporte zunehmen.

Abbildung 2-2: Jährlich erzeugte Strommenge (positiv) vs. jährlicher Stromverbrauch (negativ) in TWh/a

Bezüglich der gesamtdeutschen **Emissionen**, die für das Szenario berechnet wurden, zeigt Abbildung 2-3 die historischen und prognostizierten Treibhausgasemissionen in Deutschland zwischen 1990 und 2030. Es ist eine beschleunigte Reduktion der Treibhausgasemissionen von 29 % in 2020, 38 % in 2025 und 49 % in 2030 jeweils im Vergleich zu 1990 feststellbar.

Die Emissionsreduktion bleibt bei einer „Umsetzung nach Plan“ hinter den Klimaschutzzielen der Bundesregierung zurück.

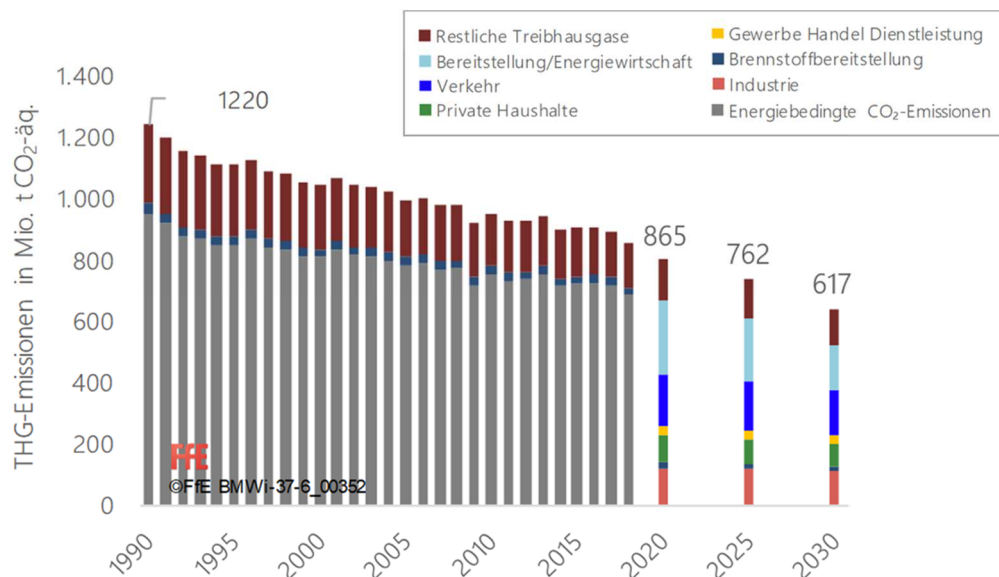


Abbildung 2-3: Treibhausgasemissionen nach /GEA-01 18/ und Dynamis-Szenario bis 2030

Das im Klimaschutzplan 2050 formulierte Mittelfristziel der Bundesregierung von einer Reduktion um mindestens 55 % in 2030 wird dabei verfehlt. Demnach handelt es sich bei den Simulationsergebnissen um eine eher konservative Umsetzung der Energiewende. Ein Großteil der Emissionsreduktion findet dabei im Bereitstellungssektor statt, während die Emissionen in den Endenergiesektoren auf einem hohen Niveau verharren. Somit ist der EE-Ausbau in Verbindung mit dem Kohleausstieg der Haupttreiber der Treibhausgasreduktion.

### 2.1.3 Stromhandelssaldo

In Abbildung 2-4 ist dargestellt, wie sich die Aufteilung nach **Stromhandelspartnern** von 2020 bis 2030 verändert. In Bezug auf die Exporte ist zu beobachten, dass die Menge an exportiertem Strom bis 2025 abnimmt und anschließend bis 2030 erneut ansteigt. Im Gegensatz dazu nehmen die grenzüberschreitenden Importe nach Deutschland kontinuierlich zu, wobei es zu einer Verdopplung der importierten Strommenge zwischen 2020 und 2030 kommt. Demnach führen der Kernenergie- und Kohleausstieg bis 2025 zu verringerten Exporten und zu ähnlich stark steigenden Importen. Dieser Trend der verringerten Exporte wird nach 2025 durch den konsequent vorangetriebenen EE-Ausbau ins Gegenteil verkehrt.

Aufgrund der Volatilität der Erneuerbaren, die 2030 einen Großteil der deutschen Stromerzeugung ausmachen werden (siehe Abbildung 2-2), steigen die deutschen Exporte bei gleichzeitig steigenden Importen auf ein höheres Niveau als 2020 an. Der Stromtausch mit den europäischen Nachbarländern nimmt demnach kontinuierlich zu, wobei die deutsche Handelsbilanz ausgeglichener wird. Dies verdeutlicht die große Relevanz der zunehmenden europäischen Strommarktkopplung. Unter den getroffenen Annahmen bleibt Deutschland bis 2030 dennoch Netto-Stromexporteur.

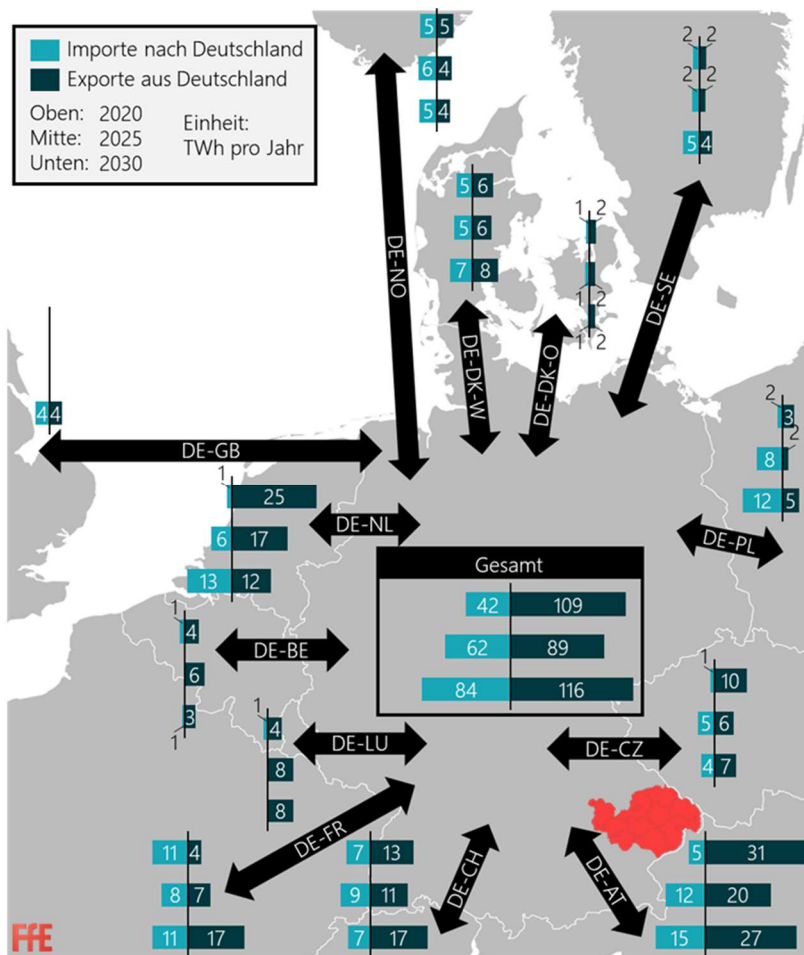
Bezüglich des Stromhandels mit den deutschen Nachbarstaaten ergeben sich folgende Beobachtungen:

- Im Westen nehmen insbesondere die Exporte nach Frankreich stark zu, während Exporte in die Niederlande abnehmen.
- Bezüglich der Importe aus Westeuropa zeigt sich, dass Stromimporte aus den Niederlanden zunehmen, während die importierte Strommenge aus Frankreich etwa konstant bleibt.



- Der Stromhandel mit den nördlichen Nachbarländern bleibt annähernd konstant.
- Im Osten nehmen die Stromimporte aus Polen, Tschechien und Österreich zu.
- Die Stromimporte nach Süddeutschland nehmen um durchschnittlich 48 % zu, während Exporte in die südlichen Nachbarländer im Durchschnitt um 23 % steigen.
- Österreich ist bereits heute Strom-Transitland für deutsche Exporte nach Südeuropa.
- Importe aus Österreich verdreifachen sich, während die Exporte leicht abnehmen.
- Importe aus Tschechien nehmen zu, bleiben aber auf einem niedrigen Niveau.

In Bezug auf die Situation in Bayern und insbesondere in Niederbayern gilt, dass vorerst keine Probleme oder Engpässe zu erwarten sind. Die durch die Energiewende entstehende zunehmende Volatilität der Stromerzeugung im Süden Deutschlands kann nicht ausschließlich aber zu Teilen durch die europäische Strommarktkopplung ausgeglichen werden, ohne dass es zu Übertragungsnetzengpässen oder Kapazitätsüberschreitungen kommt. Für Bayern ist insbesondere interessant, dass über Österreich als Transitland schon heute ein Großteil der Exporte in den Süden stattfinden, während die exportierte Strommenge nach Tschechien verhältnismäßig gering ausfällt.



In Süddeutschland steigen die Stromexporte zwischen 2020 und 2030 um 17 % und die Stromimporte um 54 %.

Abbildung 2-4: Stromhandelssaldo (Importe und Exporte) mit Handelspartnern in TWh/a

Ein Großteil der Importe in den Süden Deutschlands erfolgt 2020 aus Frankreich und der Schweiz. Bis 2030 ist jedoch damit zu rechnen, dass der größte Anteil an Stromimporten aus Österreich kommen wird. Stromimporte aus Tschechien nehmen zwar zu, stellen allerdings keinen kritischen Faktor bezüglich thermischer Grenzkapazität oder Handelsabhängigkeit dar. Unter der Annahme, dass 34 % - 40 % des tschechischen Stroms auf Kernenergie beruhen /BMWI-33 15/ /DENA-09 14/, stellt der Import tschechischer Kernenergie 2020 maximal 3 % und 2030 maximal 5 % - 6 % des gesamtdeutschen Stromimports dar.

## 2.1.4 Netzausbau und netzstabilisierende Maßnahmen

---

Neue konventionelle Kraftwerke werden im Szenario bevorzugt in Süddeutschland errichtet.

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass der Zeitpunkt der höchsten Differenz aus Last und EE-Erzeugung nicht die größte Netzbelastung darstellt. Entscheidend sind vielmehr die Zeitpunkte hoher Wind-Erzeugung bei gleichzeitig großer Stromnachfrage. Insbesondere die Verortung eines Teils der zukünftigen Spitzenlastkraftwerke im Süden Deutschlands ist von großer Wichtigkeit, um **Redispatch**-Maßnahmen zur Vermeidung von Netzengpässen trotz Kohleausstieg ausreichend durchführen zu können. Eine Analyse möglicher regionaler Verteilungen benötigter Back-Up-Einheiten zeigt, dass ein Großteil der notwendigen Kapazität weitestgehend ohne Restriktionen verortet werden kann /FFE-69 19/. Findet also der fristgerechte Netzausbau statt, so ist ein engpassfreier Betrieb im Szenario garantiert.

Eine weitere relevante Maßnahme zur Netzstabilisierung ist die EE-Abregelung für den Fall einer Überproduktion an Strom, die das Netz nicht ausgleichen kann. Da ein großer EE-Zubau bis 2030 angenommen wird, wird dieses so genannte **Einspeisemanagement** (EinsMan) zunehmend an Bedeutung gewinnen, auch wenn es als letztes Mittel des Netzbetreibers zu verstehen ist. Während es in der Vergangenheit häufig günstiger war, Netzengpässe durch Abregelung von konventionellen Kraftwerken im Rahmen des Redispatches anstatt durch EinsMan zu lösen, ist dies zu Zeiten hoher EE-Einspeisung und reduzierter konventioneller Erzeugung in Zukunft immer seltener möglich. 2018 betrug die durch EinsMan abgeregelte Strommenge 5,4 TWh. Die dabei angefallenen Kosten erreichten einen bisherigen Höchstwert von 635 Mio. Euro /BNETZA-09 19/. Der NEP 2019 sieht daher Ad-Hoc Maßnahmen vor, die die Menge an abgeregelter Erzeugung auf 4,8 TWh in 2025 beschränken sollen /ÜNB-01 19/. Auch wenn die Versorgungssicherheit durch häufiges Abregeln nicht gefährdet wird, so ergeben sich zukünftig doch erhebliche Mehrkosten entweder durch Ad-Hoc Maßnahmen oder durch gesetzlich vorgeschriebene Entschädigungszahlungen der Netzbetreiber.

Insbesondere das Abregeln von EE-Anlagen wird vermutlich auch bis 2030 zur Netzstabilisierung eingesetzt werden müssen.

## 2.1.5 Implikationen für die Versorgungssicherheit

---

Die gesamtdeutschen Simulationsergebnisse im Szenario „Umsetzung nach Plan“ lassen sich mit Hinblick auf die Versorgungssicherheit wie folgt zusammenfassen:

- Der Ausbau der erneuerbaren Energien basiert vor allem auf den volatilen Erzeugern Wind und Photovoltaik (41 GW zusätzliche installierte Leistung bis 2030).
- Bis 2030 erhöht sich die installierte Leistung gasbasierter Kraftwerke um 15 GW, während sich die durchschnittliche Volllaststundenzahl um 7 % reduziert.
- Da sich die gesicherte Erzeuger-Leistung bis 2030 insgesamt um 5 GW reduziert, ist der Zubau verschiedener Stromspeicher mit 8 GW Nennleistung vorgesehen.
- In Bezug auf netzstabilisierende Maßnahmen wird vor allem eine Zunahme von EinsMan-Maßnahmen aufgrund der hohen Windenergie-Zubauraten in Norddeutschland erwartet.
- Um zu Zeiten maximaler Netzbelastung die Netzstabilität zu gewährleisten, wird ein Teil der zukünftigen Spitzenlastkraftwerke südlich der Netzengpässe positioniert.
- Verbleibende Volatilitäten können durch Im- und Exporte über die deutschen Landesgrenzen hinweg ausgeglichen werden, wobei die Grenzleistungen der Kuppelstellen bis 2030 nicht erreicht werden.
- Für den Stromgroßhandelspreis bedeuten die Entwicklungen, dass mit einem steigenden mittleren Preisniveau bei unveränderten Rahmenbedingungen an den Strombörsen zu rechnen ist.

- Die Ergebnisse der Emissionsreduktion bis 2030 zeigen, dass das Szenario einer konservativen Umsetzung der Energiewende gleichkommt, da die Klimaschutz-Ziele verfehlt werden (6 % weniger Reduktion als die geplanten min. 55 %).

Es lässt sich somit für die deutsche Situation des Elektrizitätssektors bis 2030 sagen, dass die von der Bundesregierung geplanten Maßnahmen zur Energiewende die Versorgungssicherheit im Bundesgebiet bis mindestens 2030 garantieren, sofern keine unerwartet extremen Entwicklungspfade eingeschlagen werden.

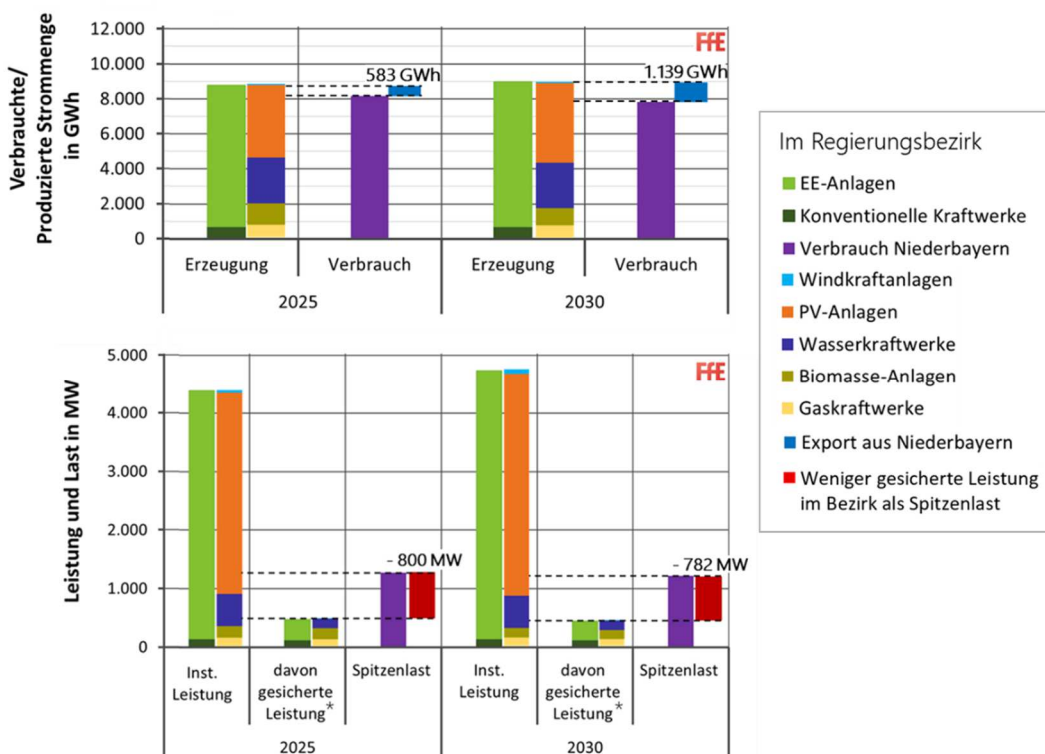
Auf gesamtdeutscher Ebene ist die Versorgungssicherheit im Szenario „Umsetzung nach Plan“ bis 2030 gewährleistet.

## 2.2 Situation in Niederbayern 2025 und 2030

Die Entwicklung des Stromsystems in Niederbayern folgt im Allgemeinen denselben Trends, denen auch die gesamtdeutsche Entwicklung unterliegt. Um die Situation im Bezirk bei einer „Umsetzung nach Plan“ für die Jahre 2025 und 2030 im Detail zu erfassen, wird die Analyse analog zum Status Quo (siehe Kapitel 0) zum einen über das gesamte Jahr und zum anderen für eine typische Sommer- und Winterwoche durchgeführt.

### 2.2.1 Jahresübergreifende Entwicklung des Stromsystems

Bei der Gegenüberstellung von jährlicher Stromerzeugung und –verbrauch im Bezirk für die Jahre 2025 und 2030 zeigt sich, dass insgesamt für beide Stützjahre mehr Strom erzeugt als verbraucht wird, sodass Niederbayern im Szenario auch bis 2030 Netto-Stromexporteur bleibt (siehe Abbildung 2-5). Allerdings verringert sich das Stromexport-Saldo vom Ist-Zustand bis 2025 um mehr als 9.000 GWh, bevor es bis 2030 um gute 500 GWh ansteigt. Wie der Vergleich zu Abbildung 1-3 zeigt, nimmt insbesondere die konventionelle Stromerzeugung in Folge der durch das Abschalten von Isar 2 reduzierten installierten Leistung stark ab. Gleichzeitig erhöht sich die installierte EE-Leistung bis 2025 um 19 % und bis 2030 um weitere 8 %.

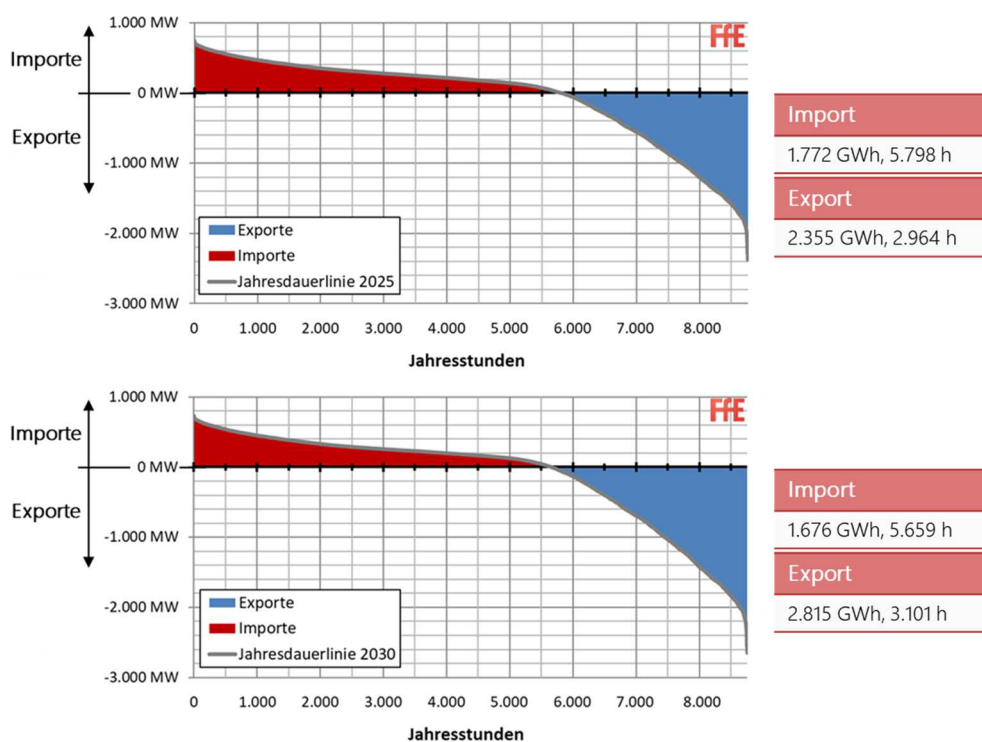


Zwar bleibt Niederbayern im Szenario für beide Stützjahre Netto-Stromexporteur, allerdings liegt die gesicherte Leistung ab 2022 unterhalb der Spitzenlast.

Abbildung 2-5: Simulierte Erzeugungs- und Verbrauchsmengen (oben) und installierte Leistung, gesicherte Leistung und Spitzenlast (unten) im Bezirk für das Szenario einer „Umsetzung nach Plan“ 2025 und 2030

Zur Auswertung der stündlichen Differenzen von Erzeugung und Verbrauch werden die in Abbildung 2-6 dargestellten Jahresdauerlinien der Jahre 2025 und 2030 genutzt. Diese verdeutlichen, dass es in beiden Stützjahren lediglich zu etwa 3.000 Stunden des Jahres zu Stromexporten aus dem Bezirk kommt. Tatsächlich sorgt die Volatilität der EE-Anlagen, die ab 2023 für den überwiegenden Teil der Stromerzeugung im Bezirk verantwortlich sind, vor allem zu Zeiten starker Sonneneinstrahlung für hohe Stromexporte aus dem Bezirk.

Zu Zeiten geringer Sonneneinstrahlung reicht die innerbezirkliche Stromerzeugung allerdings nicht aus, um den Strombedarf zu decken, sodass es zu zwei Dritteln der Zeit zu Stromimporten in den Bezirk kommt. Dieses Resultat ist nicht überraschend, da in der unteren Grafik in Abbildung 2-5 dargestellt ist, dass die gesicherte Leistung im Bezirk für beide Stützjahre nicht mehr ausreichend ist, um die maximal auftretende Spitzenlast intern zu decken. Für die Simulation von 2025 stehen 473 MW gesicherte Leistung einer Spitzenlast von 1273 MW gegenüber. 2030 ergeben sich 440 MW gesicherte Leistung und 1222 MW Spitzenlast. Mit Blick auf die einleitend formulierte Definition der Versorgungssicherheit (siehe Kapitel 1.1) muss die in einem solchen Fall im Bezirk fehlende Leistung durch Stromtransporte in den Bezirk sichergestellt werden.



2025 stellt das kritischere Stützjahr dar, in dem zu über zwei Dritteln des Jahres Strom in den Bezirk importiert werden muss.

Abbildung 2-6: Jahresdauerlinie für den Bezirk 2025 (oben) und 2030 (unten) im Szenario

Mit einer maximal benötigten Leistung von 745 MW im Jahr 2025 stellen die Stromimporte keine Herausforderung für die im Szenario vorhandenen Netze dar. Dabei sind Stromimporte in den Bezirk sowohl aus Deutschland als auch aus Österreich über die vorhandenen Netzkuppelstellen möglich. Da die benötigten Stromimporte durchschnittlich deutlich geringer als die Stromexporte sind, ergibt sich über das Jahr hinweg für beide Stützjahre das angesprochene Stromexport-Saldo. Das Stützjahr 2025 stellt hinsichtlich der Versorgungssicherheit den kritischeren Fall dar, weil mehr Leistung und größere Strommengen in den Bezirk transportiert werden müssen als für das Stützjahr 2030. Anzumerken ist, dass die aus der Simulation resultierenden benötigten Import-Leistung von 745 MW wie erwartet geringer ist als die durch Spitzenlast und gesicherte Leistung definierte, maximale Import-Leistung von 800 MW.

## 2.2.2 Erzeugung und Verbrauch zu charakteristischen Zeiten im Jahr 2025

Für die zukünftig potenziell kritische Situation 2025 wird analog zu Abschnitt 1.2.1 die typische Sommer- und Winterwoche analysiert. Abbildung 2-7 bildet die entsprechende stundenscharfe Erzeugungs- und Verbrauchssituation ab. Wie anhand der blauen Flächen in der links dargestellten Sommerwoche zu sehen ist, kommt es in Zeiten hoher Sonneneinstrahlung für viele Stunden des Tages nach wie vor zu Erzeugungsüberschüssen, die aus dem Bezirk exportiert werden. In den Sommerwochen muss nur zu frühen Morgen- und späten Abendstunden Strom in geringen Mengen in den Bezirk importiert werden.

Die Situation in der typischen Winterwoche stellt sich anders dar. Die rechte Bildhälfte weist nur vereinzelte blaue Flächen auf, die Zeiten des Stromexports anzeigen. Dementgegen steht eine deutlich größere rote Fläche, die einen großen Stromimport-Bedarf ausweist. In der typischen Winterwoche ist insbesondere auffällig, dass es ein kritisches Zeitintervall gibt, in dem für 45 aufeinanderfolgende Stunden insgesamt 17,6 GWh Strom in den Bezirk importiert werden müssen (siehe Abbildung). Auch das Maximum an zu importierender Leistung von 745 MW fällt in dieses Zeitintervall.

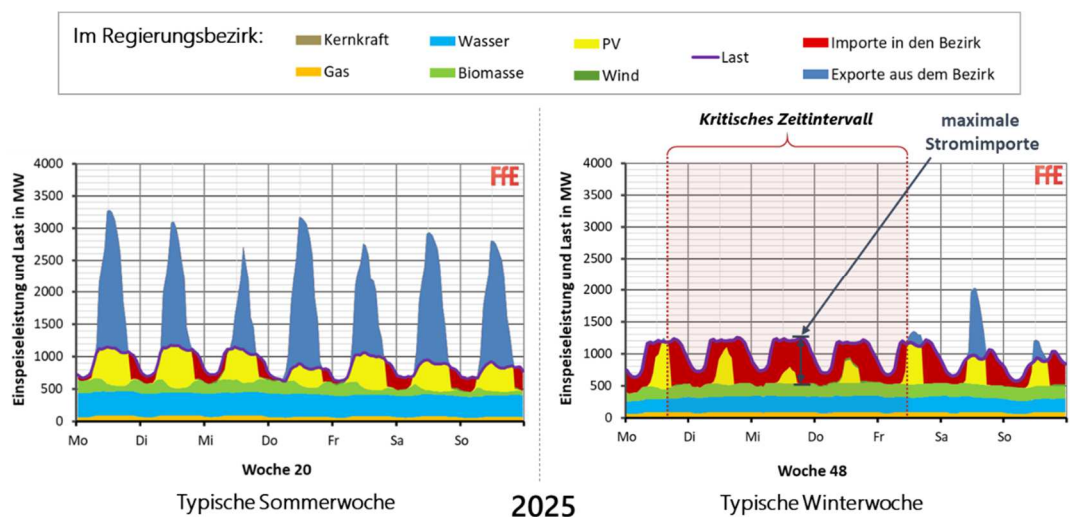


Abbildung 2-7: Erzeugungs- und Verbrauchslastgang einer typischen Sommer- und einer typischen Winterwoche (inklusive Export- bzw. Importmenge) im Bezirk für 2025 im Szenario

Für die Analyse der Versorgungssicherheit ist demnach das kritische Zeitintervall des kritischen Stützjahrs 2025 der entscheidende Faktor. Nur wenn auch zu dieser Zeit der benötigte Stromtransport in den Bezirk garantiert werden kann, ist die Stromversorgung in Niederbayern im Szenario der „Umsetzung nach Plan“ bis 2030 gesichert. Um die Verfügbarkeit von Stromimporten in den Bezirk für das kritische Zeitintervall zu überprüfen, sind zwei Schritte notwendig:

- Die Situation im Bezirk wird für das Jahr 2017, in dem Isar 2 im Januar für 12 Tage aufgrund eines Brennelementwechsels und weiterer Wartungsarbeiten keinen Strom produzierte, durch teils simulierte und teils reale Lastgänge dargestellt.
- Das kritische Zeitintervall 2025 wird mit der Situation 2017 verglichen und unter Berücksichtigung des 2025 abgeschlossenen Netzausbaus bewertet.

Die in Abbildung 2-8 dargestellte Verbrauchs- und Erzeugungssituation in Niederbayern im Januar 2017 zeigt, dass die Revision des Kernkraftwerks bei vergleichsweise hoher Last und wenig PV-Einspeisung erfolgte. Zudem erzeugten 2017 deutlich weniger EE-Anlagen Strom

im Bezirk als dies 2025 der Fall sein wird. Es zeigt sich, dass es bereits heutzutage über ein längeres Intervall im Winter hinweg zu Stromimporten in den Bezirk kommt. Demzufolge sind Übertragungs- und Verteilnetz bereits im Ist-Zustand in der Lage, die notwendigen Strommengen auch zu Zeiten generell hoher Last zu transportieren. Bezieht man die zusätzliche EE-Erzeuger-Leistung, die tendenziell sinkende Last und den abgeschlossenen Übertragungsnetzausbau für die Situation 2025 mit ein, so ist davon auszugehen, dass das kritische Zeitintervall 2025 nicht kritischer für die Stromversorgung Niederbayerns ist als die Situation im Januar 2017. Da es 2017 zu keinen nennenswerten Versorgungsengpässen im Bezirk kam, ist auch 2025 mit einem gesicherten Stromtransport zu rechnen.

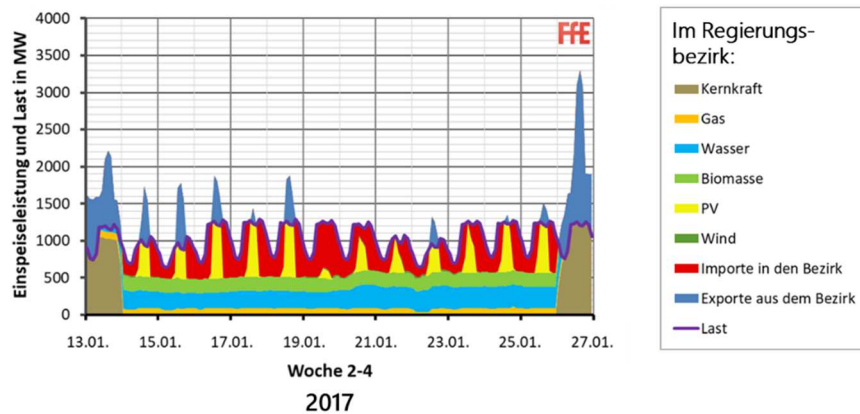


Abbildung 2-8: Simulierter Erzeugungs- und Verbrauchslastgang im Bezirk für die letzten zwei Januarwochen 2017; der Erzeugungsgang von Isar 2 beruht dabei auf realen Erzeugungsdaten der ENTSO-E

Der Vergleich mit der kritischen Situation 2017 zeigt, dass die Stromversorgung im Bezirk auch im kritischen Zeitintervall 2025 und somit für jeden Zeitpunkt im Szenario bis 2030 gesichert ist.

Die Versorgungssicherheit im Bezirk gilt somit bis 2030 für die hier beschriebene Konstellation an Entwicklungen als gewährleistet. Diese Schlussfolgerung entspricht den Erwartungen, da dem Szenario Entwicklungen zugrunde liegen, die eine erfolgreiche Umsetzung der Projekte der für die Versorgungssicherheit verantwortlichen Institutionen voraussetzen. Das Szenario einer „Umsetzung nach Plan“ kann daher als Referenzfall dienen, an dem sich andere vorstellbare Entwicklungspfade messen müssen. Die Analyse anderer Entwicklungspfade mit kritischeren Ausprägungen der Entwicklungskomponenten ist notwendig, um Unsicherheiten, die den großen Projektumsetzungen der Energiewende innewohnen, abzubilden und bezüglich der zukünftigen Situation der Stromversorgung im Bezirk zu bewerten.

# 3. Analyse möglicher Entwicklungspfade

Die Situation der Stromversorgung in Niederbayern bis ins Jahr 2030 ist durch die Analyse eines einzelnen Szenarios nicht abschließend bewertet. Vielmehr unterliegt die Entwicklung der Situation einer Reihe von Unsicherheiten, da politische, gesellschaftliche und wirtschaftliche Entscheidungen diese maßgeblich beeinflussen. Im Rahmen einer vollständigen Bewertung des Stromsystems müssen jene Unsicherheiten, die potenziell negative Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit haben, zusätzlich diskutiert werden. Aus diesem Grund werden weitere plausible Entwicklungspfade beschrieben und bezüglich einer gesicherten Stromversorgung im Bezirk bis 2030 analysiert. Für die Untersuchung potenziell negativer Unsicherheiten ergeben sich zwei geeignete Entwicklungspfade, die nachfolgend beschrieben und analysiert werden.

Sowohl für den Referenzfall einer „Umsetzung nach Plan“ als auch für die anderen Entwicklungspfade erfolgt die Definition durch Kombinationen unterschiedlicher Ausprägungen der in A1 dargestellten Entwicklungskomponenten. Um die große Anzahl an vorstellbaren Kombinationen einzuschränken, wird die Anforderung an die zu analysierenden Pfade gestellt, konsistent, realitätsnah und potenziell kritisch für die Versorgungssicherheit zu sein. Die genaue Methodik zur Erstellung der Entwicklungspfade sowie die exakte Darstellung der Ausprägungen der einzelnen Komponenten werden in A2.2 beschrieben.

## 3.1 Beschreibung der untersuchten Entwicklungspfade im Vergleich zum Referenzfall

---

Zu jeder der relevanten Entwicklungskomponenten wird für die beiden für die Situation in Niederbayern relevant eingestuften Entwicklungspfade je für 2025 und 2030 ein pfadspezifischer Fortschritt beschrieben (siehe Anhang 0.). An dieser Stelle werden die grundlegenden Entwicklungstrends der beiden betrachteten Pfade zusammengefasst:

### Der Entwicklungspfad der langsamen Projektumsetzungen

Vereinfacht gilt, dass für den Pfad der langsamen Projektumsetzungen von einer deutlich langsameren Umsetzungsgeschwindigkeit der hoch relevanten Ausbauprojekte ausgegangen wird. So kommt es bei relevanten Bausteinen der Energiewende wie im EE-Ausbau, der europäischen Strommarkt-Kopplung und dem Übertragungsnetzausbau zu Verzögerungen der Projektabschlüsse, die sich insbesondere auf das kritischere Stützjahr 2025 auswirken.

Während die Elektrifizierung in Verkehr und Industrie stetig zunimmt, halten digitale Technologien zur Steigerung der Flexibilität des Stromsystems (intelligent gesteuerte Verbraucher und Speicher) aufgrund eines stockenden Smart Meter Rollout und weiterer regulatorischer und technischer Hürden nur verlangsamt Einzug. Die Beschlüsse zum Kohle- und Kernenergieausstieg bleiben jedoch wie geplant in Kraft und werden teilweise aufgrund von Bürgerentscheiden oder politischer Alleingänge sogar verschärft. Es handelt sich somit um einen Pfad, der bereits heute von kritischen Stimmen als eine wahrscheinliche Entwicklung gesehen bzw. befürchtet wird.

Der Pfad der langsamen Projektumsetzung zeichnet sich vor allem durch stark verzögerte Ausbauprojekte aus.

Der Pfad der dominanten Hardliner ist durch die Kombination aus radikaler Dekarbonisierung und gleichzeitig blockierter Energiewende geprägt.

## Der Entwicklungspfad der dominanten Hardliner

Im Vergleich dazu stellt der Entwicklungspfad der dominanten Hardliner eine deutlich größere Abweichung zu einer „Umsetzung nach Plan“ dar. Der Pfad zeichnet sich durch zwei konkurrierende gesellschaftliche Strömungen aus. Auf der einen Seite wird dem Klimaschutz höchste Priorität eingeräumt, was sich in einem beschleunigten Kohleausstieg bis 2030, einer erhöhten Elektrifizierung der Wärmebereitstellung und des Verkehrssektors sowie einer hohen CO<sub>2</sub>-Bepreisung zeigt.

Auf der anderen Seite stehen Initiativen der Bürger zum Erhalt des Landschaftsbilds und des Ist-Zustands. So kommt es zu großen Verzögerungen, was den EE-Ausbau, den Übertragungsnetzausbau oder auch die Strommarkt-Kopplung mit den deutschen Nachbarstaaten anbelangt. Auch einer fortschreitenden Digitalisierung der Energiewirtschaft wird aus Gründen der Datensicherheit sehr skeptisch gegenübergestanden, sodass der Smart Meter Rollout und das intelligente Laden von Elektrofahrzeugen überaus schleppend voranschreitet. Dieser Pfad stellt somit die im Rahmen der definierten Entwicklungsmöglichkeiten und unter Einhaltung der Anforderungen an Konsistenz und Realitätsnähe für die Versorgungssicherheit im Bezirk schlechteste Entwicklung dar.

Zur Analyse der Entwicklungspfade werden die in Anhang A2.2.2 methodisch erarbeiteten tabellarischen Darstellungen auf eine vereinfachte Form gebracht. Je Entwicklungskomponente und Pfad ergibt sich aus den drei den Einfluss der Komponente auf die Versorgungssicherheit beschreibenden Deskriptoren eine finale Bewertung des Einflusses, die von *negativ* über *leicht negativ*, *kein Einfluss*, *leicht positiv* bis *positiv* reicht. Zudem wird die Relevanz der einzelnen Entwicklungskomponenten im jeweiligen Entwicklungspfad von *sehr gering* über *gering*, *mittel*, *groß* bis *sehr groß* erfasst. Da der Referenzfall einer „Umsetzung nach Plan“ bereits im Detail beschrieben wurde, werden Einfluss und Relevanz der Komponenten für die beiden zusätzlichen Entwicklungspfade jeweils im Vergleich zum Referenzfall dargestellt. Tabelle 1 zeigt die finale Gegenüberstellung, wobei diejenigen Komponenten, die in allen drei Entwicklungspfaden eine sehr geringe Relevanz besitzen, vernachlässigt werden.

Der prägnante Überblick über die Entwicklungspfade zeigt, dass die beiden zu untersuchenden Pfade eine in Bezug auf die Versorgungssicherheit in Niederbayern pessimistischere Entwicklung vorhersagen als der Referenzfall. Dabei ist der Pfad der dominanten Hardliner der extremere der beiden Pfade, in dem sich nur noch wenige der Komponenten in eine für das Stromsystem positive Richtung entwickeln. Der Pfad der langsamen Projektumsetzungen zeichnet eine weniger radikale Entwicklung. Hier ändert sich der Einfluss der Komponenten im Vergleich zum Referenzfall stets in einem geringen Maß, wobei meistens eine Änderung hin zur negativeren Entwicklung erfolgt.

Während die Komponente des Kernenergieausstiegs unveränderlich ist, variiert der Einfluss anderer relevanter Komponenten wie der Übertragungsnetzausbau, die europäische Strommarkt-Kopplung oder die Durchdringung von Batteriespeichern und Elektrofahrzeugen über die drei Pfade hinweg. Die Relevanz der Komponenten im Kontext der einzelnen Pfade unterliegt keinen großen Veränderungen und ändert sich maximal um eine Abstufung. Dadurch besitzen die Komponenten Kernenergieausstieg, Übertragungsnetzausbau, Strommarkt-Kopplung, Kraftwerksneubau und Kohleausstieg eine stets hohe Relevanz, während die verbleibenden Komponenten weniger relevant für die einzelnen Pfade sind.



Tabelle 1: Überblick über den Einfluss der relevantesten Komponenten in allen Szenarien

Relevanteste Entwicklungs-Komponenten	Referenzfall einer Umsetzung nach Plan		Pfad der langsamen Projektumsetzungen		Pfad der dominanten Hardliner	
	Einfluss	Relevanz	Einfluss im Vergleich zur Referenz	Relevanz	Einfluss im Vergleich zur Referenz	Relevanz
Kernenergie-ausstieg	negativ	sehr groß	keine Veränderung	sehr groß	keine Veränderung	sehr groß
Übertragungs-netzausbau	positiv	sehr groß	weniger positiv	sehr groß	Umkehr in negativ	sehr groß
Strommarkt-Kopplung	positiv	groß	weniger positiv	groß	Umkehr in negativ	sehr groß
Kraftwerks-neubau	positiv	groß	weniger positiv	groß	deutlich weniger positiv	mittel
Kohleausstieg	negativ	groß	negativer	sehr groß	deutlich negativer	sehr groß
Batterie-speicher	leicht positiv	gering	weniger leicht positiv	gering	noch weniger positiv	sehr gering
Elektro-mobilität	leicht negativ	gering	etwas negativer	gering	deutlich negativer	mittel
Smart Meter Rollout	leicht positiv	gering	etwas weniger leicht positiv	sehr gering	noch weniger positiv	sehr gering
Strompreis	leicht positiv	gering	weniger leicht positiv	gering	Änderung in keinen Einfluss	sehr gering
Elektrifizierung der Industrie	leicht negativ	sehr gering	etwas negativer	gering	deutlich negativer	gering
Verteilnetz-ausbau	leicht positiv	sehr gering	weniger leicht positiv	sehr gering	Umkehr in negativ	gering
CO <sub>2</sub> -Bepreisung	kein Einfluss	sehr gering	keine Veränderung	sehr gering	Änderung in leicht negativ	gering

Somit gilt, dass die veränderte Entwicklung der oberen fünf Komponenten in Tabelle 1 die Situation im Bezirk in den Stützjahren maßgeblich bestimmen. Alle weiteren Komponenten rufen bei der ermittelten Varianz im Verhältnis zu den ersten Fünf keine große Abweichung zum Referenzfall hervor.

Die Veränderungen in den Pfaden lassen sich vereinfacht durch die fünf relevantesten Komponenten analysieren.

### 3.2 Mögliche Veränderungen im kritischen Zeitintervall

Es gilt final zu analysieren, inwieweit für die Situation im Bezirk in den einzelnen Entwicklungspfaden von einer gesicherten Stromversorgung im identifizierten kritischen Zeitintervall 2025 ausgegangen werden kann. Zur Veranschaulichung der Auswirkungen, die die unterschiedlichen Ausprägungen der Entwicklungskomponenten auf das Stromsystem im kritischen Zeitintervall haben können, stellt Abbildung 3-1 mögliche Veränderungen für einen generell vom Referenzfall abweichenden Beispiel-Pfad dar. Neben der maximalen Last und der gesicherten Leistung im Bezirk ist die gesicherte und transportierbare Leistung außerhalb des Bezirks eine relevante veränderliche Größe.

In beiden Pfaden ist von einer steigenden maximalen Last, einer sinkenden gesicherten Leistung und erschwerten Importmöglichkeiten auszugehen.

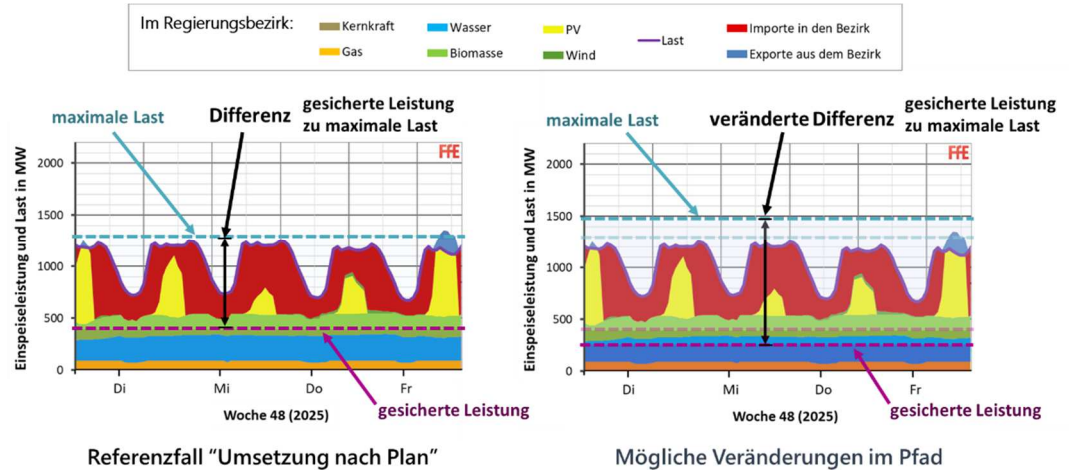


Abbildung 3-1: Darstellung der Erzeugungs- und Verbrauchssituation im Bezirk im kritischen Zeitintervall 2025 für den Referenzfall (links) und Darstellung der möglichen Veränderungen in anderen Pfaden (rechts).

Um die Veränderung von maximaler Last, gesicherter Leistung im Bezirk und gesicherter, in den Bezirk transportierbarer Leistung für die beiden Entwicklungspfade im Vergleich zum Referenzfall abzuschätzen, dient die Einordnung der individuellen Entwicklungskomponenten durch Deskriptoren (siehe Anhang A2.2.1 und A2.2.2). Die qualitative Beurteilung der Veränderungen je Komponente wird in die genannten Kennzahlen zur Versorgungssicherheit konvertiert und über alle Komponenten je Pfad aufsummiert. Da es sich im ersten Schritt um qualitative Einschätzungen handelt, werden sichere Spannwerten der prozentualen Abweichungen vom Referenzfall dargestellt. Tabelle 2 zeigt die Ergebnisse dieser Auswertung.

Tabelle 2: Veränderungen der beiden Entwicklungspfade im direkten Vergleich zum Referenzfall im kritischen Zeitintervall 2025 basierend auf der Auswertung der Deskriptoren

	Pfad der langsamen Projektumsetzungen im Vergleich zum Referenzfall	Pfad der dominanten Hardliner im Vergleich zum Referenzfall
<b>Veränderungen intern</b>	Gesicherte Leistung: zwischen +/- 0 MW und - 10 MW Maximale Last: zwischen + 20 MW und + 35 MW	Gesicherte Leistung: zwischen - 5 MW und - 20 MW Maximale Last: zwischen + 40 MW und + 60 MW
<b>Veränderungen extern</b>	Gesicherte Leistung DE: zwischen - 4 GW und - 6 GW Importkapazitäten DE: zwischen - 2 GW und - 4 GW Übertragungsnetzkapazitäten: zwischen - 20 % und - 40 %	Gesicherte Leistung DE: zwischen - 12 GW und - 16 GW Importkapazitäten DE: zwischen - 4 GW und - 6 GW Übertragungsnetzkapazitäten: zwischen - 60 % und - 80 %

Bei der Auswertung der Tabelle zeigt sich, dass die internen Veränderungen der Situation des Stromsystems in beiden Fällen gering ausfallen. Obwohl die Spannwerten der Veränderungen von Leistung und Last zur Sicherheit extra weit gefasst sind, erscheinen die Veränderungen gering im Vergleich zu den 800 MW Differenz zwischen gesicherter Leistung und maximaler Last im Referenzfall. Selbst im Extremfall des Pfades der dominanten Hardliner erhöht sich diese Differenz um lediglich 10 %, was im schlimmsten Fall 10 % mehr Stromimport-Leistung

gleichkäme. Für den Pfad der langsamen Projektumsetzungen liegt diese maximale Differenz bei unter 6 %.

Im Gegensatz zu den internen Veränderungen liegen die abgeschätzten externen Veränderungen in einer anderen Größenordnung bei gleichzeitig deutlich höheren Spannweiten. Die dargestellten Elemente des Stromsystems lassen sich nicht wie im Fall der internen Veränderungen direkt verrechnen. Gerade der Beurteilung eines verzögerten Ausbaus von Netzen und Kuppelstellen liegt eine hohe Ungenauigkeit zugrunde, da insbesondere nicht eindeutig festgelegt ist, an welcher Stelle die Ausbauprojekte bis 2025 am weitesten und am wenigsten weit fortgeschritten sind. Daher erfolgt die Abschätzung der veränderten Möglichkeiten des Stromimports in den Bezirk auf einer hohen Flugebene.

Für den Pfad der langsamen Projektumsetzungen ergibt sich eine zusätzliche Abnahme der deutschlandweiten gesicherten Leistung von maximal 9 % im Vergleich zum Referenzfall. Die Importkapazitäten reduzieren sich für 2025 im schlechtesten Fall um 16 % im Vergleich zum Referenzfall, was dennoch einer Zunahme von 30 % im Vergleich zu 2018 entspricht. Ähnliches gilt für die Übertragungsnetzkapazitäten, wo eine Verzögerung des Ausbaus um 40 % einer zusätzlichen Kapazität von ca. 5 GW im Vergleich zu 2018 gleichkommt.

Es lässt sich somit für diesen Entwicklungspfad folgern, dass die Entwicklung der für den Bezirk verfügbaren Importkapazitäten zwar im Vergleich zum Referenzfall weniger positiv ausfällt, es aber zu einer weiteren Vernetzung in und um Deutschland kommt, durch die die Reduktion der gesicherten Leistung abgefangen werden kann. Es besteht keine akute Gefährdung der Versorgungssicherheit in Niederbayern, da interne Abweichung von der „Umsetzung nach Plan“ gering ausfallen und externe Veränderungen insbesondere durch die Kopplung mit dem europäischen Ausland generell nach wie vor positiv bewertet werden.

Im Fall der dominanten Hardliner haben die externen Veränderungen deutlichere Effekte. Insbesondere durch den vorgezogenen Kohleausstieg reduziert sich die gesicherte Leistung in Deutschland im Vergleich zur Referenz um bis zu 24 %, wodurch sich die Abhängigkeit von europäischen Nachbarstaaten signifikant erhöht. Die kritische Situation in Süddeutschland wird durch das frühe Abschalten konventioneller Kraftwerke und den gleichzeitig geringen Neubau konventioneller Reservekraftwerke im Süden zusätzlich verschärft.

Unabhängig davon, ob eine solche Abhängigkeit politisch wünschenswert ist, muss in diesem Fall der Stromtransport über die Landesgrenzen hinweg garantiert werden. Der verzögerte Netzausbau führt zu einer Zunahme der Übertragungskapazitäten von 20 % - 40 %. In Kombination mit den nur noch leicht ansteigenden Kapazitäten der grenzüberschreitenden Kuppelstellen von 18 % bis 2025 im schlechtesten Fall ist durchaus fraglich, ob die Summe der in diesen Pfad vorhandenen Kapazitäten ausreichen, um im kritischen Zeitintervall die benötigten Stromimporte zu garantieren. Es kann demnach im Falle einer solchen radikalen Entwicklung nur von einer gesicherten Stromversorgung gesprochen werden, wenn der Fokus der Verantwortlichen trotz gesellschaftlicher Widerstände auf den Ausbau innerdeutscher und grenzüberschreitender Netzkapazitäten gelegt wird, um bis 2025 das bestehende Netz wenigstens teilweise zu entlasten. Eine Abhängigkeit von ausländischen Importen ist für diesen Entwicklungspfad unvermeidbar.

Im Pfad der langsamen Projektumsetzung steigen die Netzkapazitäten trotz Ausba verzögerungen ausreichend stark an, um die Stromversorgung im Bezirk zu garantieren.

Aus dem Pfad der dominanten Hardliner lässt sich die kritische Kombination aus Entwicklungstrends ermitteln, durch die die Versorgungssicherheit im Bezirk nicht garantiert wäre.

## 4. Fazit und Handlungsempfehlungen

In den vorangegangenen Kapiteln wurde die Situation des Stromsystems im Bezirk Niederbayern detailliert analysiert. Dabei wurden neben dem Ist-Zustand auch die Jahre 2025 und 2030 diskutiert. Ergänzend zur Untersuchung der Situation bei einer von den Entscheidungsträgern der Politik und Industrie angestrebten „Umsetzung nach Plan“ wurden Unsicherheiten in der Entwicklung durch eine zusätzliche Analyse unterschiedlicher Entwicklungspfade mit einbezogen.

Zusammenfassend zeigt sich für die Situation bis 2030, dass für den größten Teil möglicher konsistenter Entwicklungspfade keine Gefährdung der Versorgungssicherheit in Niederbayern besteht. Bei einer „Umsetzung nach Plan“ ist die Stromversorgung trotz Abschalten von Isar 2 und Kohleausstieg gesichert, was insbesondere auf den Ausbau der Übertragungsnetze und der Kuppelstellen zu den Nachbarstaaten zurückzuführen ist. Zwar wurde für die Situation 2025 ein kritisches Zeitintervall identifiziert, in dem große Strommengen über einen längeren Zeitraum in den Bezirk transportiert werden müssen, aber auch in diesem Intervall ist bei einer fristgerechten Umsetzung aller Ausbauprojekte von einer ausreichenden Netzkapazität und verfügbaren Erzeuger-Leistung auszugehen.

Für die zu erwartende Situation des Stromsystems bis 2030 ist die Versorgungssicherheit in Niederbayern gesichert.

Die zusätzliche kritische Betrachtung der Situation im Bezirk für die beiden pessimistischen Entwicklungspfade veranschaulicht die Notwendigkeit gewisser relevanter Ausbauprojekte für eine gesicherte Stromversorgung. Zwar kann die Versorgungssicherheit im Pfad der langsamen Projektumsetzungen im kritischen Zeitintervall 2025 noch aufrechterhalten werden, im Pfad der dominanten Hardliner sind jedoch akute Gegenmaßnahmen erforderlich. Insbesondere die Identifikation einer für die Versorgungssicherheit kritischen Kombination aus Entwicklungstrends im Pfad der dominanten Hardliner ermöglicht eine direkte Ableitung von Handlungsempfehlungen, die einer solchen Entwicklung entgegenwirken können.

Selbst bei einer sehr negativen Erwartungshaltung an die Entwicklung im Bezirk kann die Versorgungssicherheit durch entsprechende Gegenmaßnahmen gewährleistet werden.

Hinsichtlich einer auch in Zukunft gesicherten Stromversorgung werden die folgenden Handlungsempfehlungen an Politik formuliert, aus denen sich implizit Empfehlungen für die verantwortlichen Unternehmen und Behörden ergeben:

- Der Ausbau des Übertragungsnetzes ist essenziell für die Versorgungssicherheit in Regionen mit geringem EE-Zubau und sollte entschlossen vorangetrieben werden, um alle geplanten Trassen schnellstmöglich fertigzustellen.
- Die europäische Strommarkt-Kopplung spielt beim zukünftigen Strombezug eine entscheidende Rolle, sodass die Strom-Handelskapazitäten konsequent erweitert werden sollten.
- Der Kohleausstieg sollte so geregelt werden, dass südliche Standorte zu späteren Zeitpunkten abgeschaltet werden, um Netzengpässen vorzubeugen.
- Der Zubau konventioneller Kraftwerke sollte zumindest bis Fertigstellung der Netze vor allem in Süddeutschland stattfinden, um strukturellen Unterschieden in der Erzeugung entgegenzuwirken.
- Die notwendige Leistung der Kapazitätsreserve, Netzreserve sowie der besonderen netztechnischen Betriebsmittel sollte regelmäßig und frühzeitig berechnet und gegebenenfalls erweitert werden. Der hierfür bereits etablierte Prozess der

Bundesnetzagentur und der Übertragungsnetzbetreiber stellt so die Versorgungssicherheit auch bei einem verzögerten Netzausbau sicher.

- Der Anschluss und Betrieb dezentraler Erzeugungsanlagen sollte vereinfacht und gefördert werden.
- Der netzdienliche Betrieb elektrischer Speicher sollte weiter gefördert werden.
- Intelligente Verbraucher sollten schnellstmöglich steuerbar sein, um flexibel und systemdienlich eingesetzt werden zu können.

Die dargestellten Empfehlungen stellen allesamt positive Optionen für die Situation des Stromsystems in Niederbayern dar. Während Empfehlungen wie ein fristgerechter Übertragungsnetzausbau und eine fortschreitende Strommarkt-Kopplung allgemeingültige Forderungen zum Gelingen der Energiewende sind, besitzen manche Empfehlungen insbesondere für süddeutsche Regionen große Relevanz. Ein geordneter Kohleausstieg, in dem südliche gelegene Kraftwerke später abgeschaltet werden, kann ebenso wie die gezielte Verortung von neuen konventionellen Erzeugungskapazitäten dafür sorgen, dass strukturelle Engpässe erst gar nicht entstehen.

Auch wenn viele der genannten Handlungsempfehlungen der Politik und den Netzbetreibern bereits hinlänglich bekannt sind, so betont das vorliegende Gutachten doch die besondere Relevanz einzelner Elemente des Stromsystems, auf denen zum Erhalt der Versorgungssicherheit zukünftig besonderes Augenmerk liegen sollte. Werden die entsprechenden Maßnahmen wie momentan von den Verantwortlichen geplant umgesetzt, so ist die Versorgungssicherheit in Niederbayern langfristig und nachhaltig gewährleistet.

Die formulierten Handlungsempfehlungen sind allgemein für süddeutsche Regionen relevant.

# A1. Steckbriefe zu energiewirtschaftlichen Entwicklungen bis 2030

Die Steckbriefe der unterschiedlichen energiewirtschaftlichen Entwicklung stellen die in Bezug auf die Versorgungssicherheit relevanten Komponenten des Stromsystems in prägnanter Form dar, um Relevanz und Unsicherheit unterschiedlichster energiewirtschaftlicher Aspekte richtig einschätzen zu können. Neben dem aktuellen Stand der Entwicklung wird der generell absehbare Entwicklungstrend bis 2030 für jede Komponente beschrieben. Der Fokus liegt dabei auf möglichen Einflüsse auf das Stromsystem Bayerns (BY) und Niederbayerns (NB).

Um die Unsicherheit der Entwicklung jeder Komponente zu erfassen, wird ein Entwicklungsrahmen für die Stützjahre 2025 und 2030 definiert. Dabei stellen untere und obere Grenze des Entwicklungsrahmens je den bestmöglichen und schlechtesten Entwicklungsfall in Bezug auf die Versorgungssicherheit im Bezirk dar. Die zum Zeitpunkt der Studiererstellung seitens Netzbetreibern und Politik angestrebte Entwicklung einer „Umsetzung nach Plan“ befindet sich stets zwischen bzw. auf diesen Grenzen. Ergänzend dazu wird je Komponente die Relevanz auf die Versorgungssicherheit in Niederbayern von *sehr geringe Relevanz* bis *sehr große Relevanz* eingeordnet. Die Einschätzung der Relevanz kann je nach Ausprägung der Komponente variieren, weswegen sie sowohl für die „Umsetzung nach Plan“ als auch für die obere und untere Grenze des Entwicklungsrahmens definiert wird.

## Steckbrief: Kernenergie-Ausstieg

Beschreibung der Entwicklungskomponente	Ausstiegsplan	
<p>Im Sommer 2011 beschloss der Deutsche Bundestag mit großer Mehrheit mit dem „13. Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes“ den vollständigen Ausstieg aus der Kernkraft in Folge der Nuklearkatastrophe von Fukushima /HZCH-01 11/.</p> <p>Das damit verbundene sukzessive Abschalten aller deutschen Kernenergie-Kraftwerke hat insbesondere Auswirkungen auf das Bayerische Stromsystem, da die hier rückzubauenden vier Kernkraftwerke eine kumulierte Nettoerzeugungsleistung von 6.135 MW haben /BNETZA-17 19/.</p> <p>Zwei dieser Kraftwerke sind heute bereits abgeschaltet. Im Kraftwerk Gundremmingen läuft lediglich noch einer der ehemals drei Blöcke, der Ende 2021 abgeschaltet werden wird.</p>	Beschlossen	Jun 2011
	Abgeschlossen bis	Dez 2022
	Insg. abzuschaltende Nettoleistung seit 2011 <sup>1</sup>	20.496 MW
	Davon noch abzuschaltende Leistung <sup>1</sup>	9.515 MW
	Davon noch abzuschaltende Leistung in Bayern <sup>1</sup>	2.698 MW
	Elektrizität durch Isar 2 in Niederbayern 2018 <sup>2</sup>	10.512 GWh
	Anteilig am Stromverbrauch in Bayern <sup>2</sup>	14 %
	Anteilig am Stromverbrauch in Niederbayern <sup>2</sup>	121 %

Im IHK-Bezirk Niederbayern befindet sich das nach Ende 2021 letzte noch verbleibende Bayerische Kernkraftwerk Isar 2, das spätestens Ende Dezember 2022 vom Netz gehen soll. Bei dem Kraftwerk handelt es sich um einen Druckwasserreaktor aus dem Jahr 1988 im Landkreis Landshut mit einer Nettoerzeugungsleistung von 1.410 MW /PREU-01 19/. Mit einer jährlichen Stromerzeugung von

<sup>1</sup> Erzeugungsdaten basierend auf Angaben der Bundesnetzagentur von August 2019 /BNETZA-17 19/

<sup>2</sup> FfE-Datenbankabfragen ergänzt durch /BRF-01 19/

ca. 11 TWh stellt das Kraftwerk heute einen wichtigen Pfeiler des Stromsystems des IHK-Bezirks und ganz Bayerns dar.

Das Abschalten des Kraftwerks Isar 2 hat ab 2022 umfangreiche Implikationen auf den Stromsektor und die Situation der Versorgungssicherheit in Niederbayern:

- Die wegfallende Strommenge von jährlich ca. 11 TWh zur Grundlastabdeckung muss an anderer Stelle erzeugt werden
- Realistisch betrachtet ist der Wegfall von Isar 2 nur durch eine Kombination aus regionalem EE-Zubau, Stromimporten und Gaskraftwerken zu kompensieren
- Es ist davon auszugehen, dass der Bezirk Niederbayern dadurch bilanziell vom Stromexporteur zum –importeuer wird
- Probleme der Versorgungssicherheit sind nur dann zu erwarten, wenn durch das wegfallende Kernkraftwerk regionale Lastunterdeckungen auftreten, die nicht durch Stromtransporte in die Region kompensiert werden können

Somit lässt sich festhalten, dass das Abschalten von Isar 2 eine große Relevanz für die Versorgungssicherheit Niederbayerns besitzt. Da das Abschalten als beschlossen gilt, wird an dieser Stelle kein Entwicklungsrahmen definiert.

Entwicklungs- rahmen	Umsetzung nach Plan		Bestmögliche Entwicklung		Schlechteste Entwicklung	
	2025	2030	2025	2030	2025	2030
Beschreibung	Isar 2 und alle weiteren Kraftwerke abgeschaltet		Isar 2 und alle weiteren Kraftwerke abgeschaltet		Isar 2 und alle weiteren Kraftwerke abgeschaltet	
Relevanz für NB	sehr groß		sehr groß		sehr groß	

Der Kernenergie-Ausstieg stellt eine feststehende, für die Versorgungssicherheit negative Entwicklung mit hoher Relevanz dar.

## Steckbrief: Kohleausstieg

Beschreibung der Entwicklungskomponente	Plan der Kohlekommission	
<p>Im Sommer 2018 wurde die so genannte Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung (auch Kohlekommission genannt) von der Bundesregierung beauftragt, Plan und Datum für den deutschen Kohleausstieg zu erarbeiten /BMU-03 19/. Im Januar 2019 wurde der Kohleausstieg bis spätestens 2038 beschlossen /ZEI-01 19/. Die wichtigsten Eckpunkte des Ausstiegplans sind:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Es werden keine neuen Kohlekraftwerke gebaut</li> <li>• 2030 sollen maximal noch 9 GW Braunkohle und 8 GW Steinkohle am Netz sein</li> <li>• Bis 2038 sollen alle Kohlekraftwerke (heute 45 GW) abgeschaltet sein</li> <li>• 2032 wird ein frühzeitiger Ausstieg 2035 geprüft</li> </ul>	Beschlossen	Jan 2019
	Abgeschlossen bis	Dez 2038
	Abzuschaltende nom. Leistung bis 2022 <sup>1</sup>	12.500 MW
	Abzuschaltende nom. Leistung von 2022-2030 <sup>2</sup>	15.500 MW
	Insg. abzuschaltende nom. Leistung in Bayern <sup>3</sup>	871 MW
	Elektrizität durch Kohle in Bayern 2018 <sup>2</sup>	2.890 GWh
	Anteilig am Stromverbrauch in Bayern <sup>2</sup>	4 %

Im Abschlussbericht der Kohlekommission findet sich keine Vorgaben, wann welches Kohlekraftwerk von Netz gehen soll. Dadurch fällt eine Abschätzung der tatsächlichen Abschaltzeitpunkte im Freistaat schwer.

<sup>1</sup> /ZEI-01 19/

<sup>2</sup> FfE-Datenbankabfragen

<sup>3</sup> /BR-01 19/

Der Kohleausstieg hat auf Niederbayern keine direkten, sondern lediglich indirekte Auswirkungen, da im Bezirk kein Kohlekraftwerk steht. Einen Einfluss auf den Stromsektor hat das Wegfallen von Kohlekraftwerken in Bayern, da hierdurch Import-Engpässe zu kritischen Zeitpunkten entstehen könnten. Je nach Ausprägung anderer für den Stromimport relevanter Komponenten ergibt sich eine große bis sehr große Relevanz bezüglich der Versorgungssicherheit im Bezirk.

Von den fünf verbleibenden bayerischen Kohlekraftwerken haben lediglich die beiden großen Kraftwerke einen nennenswerten Einfluss auf die Versorgungssicherheit Niederbayerns:

- Für das Steinkohle-Kraftwerk Zolling im Landkreis Freising mit 472 MW Leistung ist laut Betreibergesellschaft kein konkretes Ausstiegsjahr vorgesehen /BR-01 19/. Ein Abschalten vor 2030 gilt aufgrund der Versorgungssicherheit als unwahrscheinlich.
- Nach heutigem Stand wird das Heizkraftwerk München Nord mit 333 MW Leistung nicht bis 2022 abgeschaltet /BR-01 19/. Ein Abschalten bis 2028 gilt als wahrscheinlich.

Entwicklungs- rahmen	Umsetzung nach Plan		Bestmögliche Entwicklung		Schlechteste Entwicklung	
	2025	2030	2025	2030	2025	2030
Beschreibung	Rückbau wie beschlossen, München Nord bis 2030 vom Netz		Langsamer Rückbau, in Bayern bis 2030 kein Kohlekraftwerk vom Netz		Vollständigen Kohleausstieg bis 2030, München Nord und Zolling bis 2025 vom Netz	
Relevanz für NB	groß		groß		sehr groß	

Der Kohleausstieg hat indirekt einen negativen, sehr relevanten Einfluss auf die Versorgungssicherheit im Bezirk.

## Steckbrief: Übertragungsnetzausbau

Beschreibung der Entwicklungskomponente	Netzausbau im Szenario B <sup>1</sup>	
<p>Durch den großflächig geplanten Windkraftanlagenzubau in Norddeutschland bei gleichzeitig geringem EE-Ausbau in Süddeutschland ist der Ausbau des Übertragungsnetzes nach weitgehender Expertenmeinung unumgänglich /BMWI-12 17/.</p> <p>Die notwendigen Ausmaße des Ausbaus sind aufgrund hoher Kosten nach wie vor stark umstritten. Der im Leitszenario des NEPs (Szenario B) beschriebene Ausbaubedarf wird als die wahrscheinlichste Entwicklung gesehen. Dabei sind vor allem Vorhaben 3 und 4 (SuedLink) und Vorhaben 5 (SuedOstLink) für Bayern relevant:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• SuedLink: 2x2 GW Nennleistung auf insgesamt 1194 km</li> <li>• SuedOstLink: 2 GW Nennleistung auf 526 km</li> </ul>	Geplant bis	Jan 2025
	Übertragungsnetz- verstärkung	2.690 km
	Übertragungsnetz- zubau	4.810 km 12 GW
	Davon genehmigt	600 km
	Geschätzte Gesamt- investitionen	61 Mrd. €
	Für Bayern besonders relevanter Zubau	1.720 km 6 GW

Der Fortschritt des Übertragungsnetzausbaus beeinflusst die Situation der Versorgungssicherheit in Niederbayern maßgeblich, da der Bezirk in Zukunft auch Strom aus Norddeutschland importieren wird. Bei reduzierten grundlastfähigen Erzeugern und gleichzeitig großen Anteilen von Erneuerbaren kann es ohne ausreichenden Netzausbau zu kritischen Engpässen aufgrund mangelnder Stromimporte kommen.

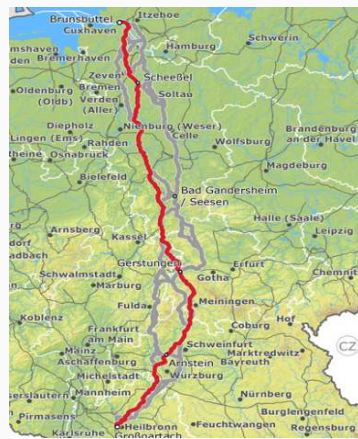
Gerade die großen Ausbau-Projekte (wie beispielsweise Vorhaben 3 im Bild rechts) zeichnen sich durch nicht zu vernachlässigende Unsicherheiten aus. Jedes der wichtigen Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Projekte ist als Pilotvorhaben für verlustarme Übertragungstechnik bei vorrangiger Umsetzung mit Erdkabeln geplant /BNETZA-23 19/. Die aus dieser bis dato neuen

<sup>1</sup> laut Netzentwicklungsplan /ÜNB-01 19/



Methode resultierende Ungewissheit des Projektfortschritts und -erfolgs hat eine sehr große Relevanz für den Bezirk.

Werden die Stromtrassen nicht wie geplant fertiggestellt, reduziert sich die erwartungsgemäß transportierbare Strommenge von Nord nach Süd, was wiederum die erwartete, in den Bezirk importierbare Strommenge reduziert. In einem solchen Fall muss die Versorgungssicherheit durch andere Komponenten des Stromsystems aufrechterhalten werden, was von Bundesregierung und Übertragungsnetzbetreibern (ÜNBs) generell nicht vorgesehen ist. Allerdings zeigen Berechnungen eines Gutachtens der FfE für die IHK Schwaben zur Versorgungssicherheit, dass auch ohne vollzogenem Netzausbau und nach einem Ausstieg aus Kohle- und Kernenergie, die Versorgungssicherheit erhalten bleibt /FFE-40 16/



Quelle: Bundesnetzagentur

Entwicklungsrahmen	Umsetzung nach Plan		Bestmögliche Entwicklung		Schlechteste Entwicklung	
	2025	2030	2025	2030	2025	2030
Beschreibung	Alle relevanten Projekte pünktlich bis 2025 fertig		Alle relevanten Projekte pünktlich bis 2025 fertig		Sehr wenige Projekte fertig	Ein Großteil der Projekte fertig
Relevanz für NB	sehr groß		sehr groß		sehr groß	

Der Übertragungsnetzausbau besitzt größte Relevanz, auch weil viele der anderen Komponenten von einem funktionierenden Stromtransport abhängen.

## Steckbrief: Kopplung der europäischen Stromgroßhandelsmärkte

Beschreibung der Entwicklungskomponente	Historie und prognostizierte Ausweitung der Marktkopplung	
<p>Seit 2006 existiert die bis heute fortlaufende Kopplung der europäischen Strommärkte. Das 2010 eingeführte Preiskopplungssystem (PCR) sorgt dabei mit einem einheitlichen Algorithmus für Transparenz und Ordnung innerhalb der Märkte<sup>1</sup>.</p> <p>Die EU sieht eine Steigerung der grenzüberschreitenden Handelskapazitäten auf 70 % der thermischen Grenzleistung aller Grenzkuppelstellen bis Ende 2025 vor /SU-01 19/. Die resultierende starke Erhöhung der Stromhandelsvolumina stellt eine große Herausforderung für die Übertragungsnetze dar und ist Gegenstand der politischen Debatte, wobei momentan unklar ist, ob die gewünschten Handelskapazitäten bis 2025 garantiert werden können.</p>	Zentralwesteuropa CWE Market Coupling	Jan 2010
	Nordwesteuropa NWE Market Coupling	Feb 2014
	Multiregionales Coupling MRC <sup>2</sup>	Jul 2016
	Intraday Market Coupling	Jun 2018
	Handelsvolumen 2025 <sup>3</sup> Im Vergleich zu 2018 <sup>4</sup>	151 TWh + 42 %
	Handelsvolumen 2030 <sup>3</sup> Im Vergleich zu 2018 <sup>4</sup>	200 TWh + 89 %

Simulationen der FfE im Projekt Dynamis lassen einen Anstieg der importierten und exportierten Strommengen von 89 % bis 2030 bei verhältnismäßig konservativen Entwicklungsannahmen vermuten /FFE-11 18/, unter denen weder die thermischen Grenzwerte noch die maximal von der EU geforderten Kapazitäten erreicht werden.

<sup>1</sup> Bei der Strommarkt-Kopplung (Market Coupling) werden grenzüberschreitend gehandelte Strommengen mit den dafür erforderlichen Übertragungskapazitäten kombiniert. Der Börsen-Strompreis wird für die gekoppelten Märkte gemeinsam ermittelt, sodass sich die Preise in den nationalen Märkten solange angleichen, wie ausreichend Kapazitäten an den Grenzkuppelstellen vorhanden sind.

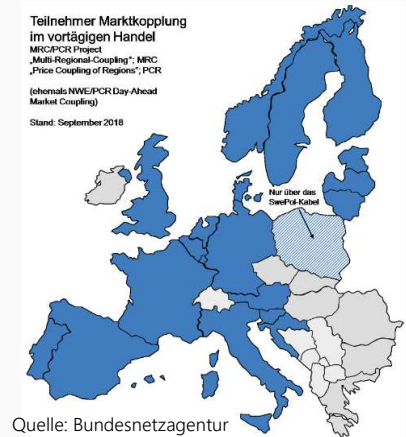
<sup>2</sup> siehe Abbildung

<sup>3</sup> Grenzüberschreitendens Handelsvolumen basierend auf Simulationen des Projekts Dynamis /FFE-11 18/

<sup>4</sup> Basierend auf BNetzA Monitoring-Bericht 2018 /BNETZA-26 19/

Diese erwarteten grenzüberschreitenden Stromtransporte sind unbedenklich, solange der Übertragungsnetzausbau wie im NEP vorgesehen voranschreitet. Die mögliche Entwicklung bis 2030 ist also vor allem an den Fortschritt des Übertragungsnetzausbaus gekoppelt. Wird das Übertragungsnetz nicht fristgerecht ausgebaut, ist nicht eindeutig geklärt, ob der prognostizierte Anstieg tatsächlich realisiert werden kann.

Für die Versorgungssicherheit in Niederbayern ergibt sich eine generell große Relevanz der Komponente, da gesicherte Stromimporte aus den Nachbarländern in den Bezirk zukünftig verstärkt notwendig sein werden. Österreich stellt hierbei den relevantesten Handelspartner dar. Stromimporte aus Frankreich, Österreich oder Tschechien haben hinsichtlich der Versorgungssicherheit den Vorteil, zu großen Teilen auf gesicherten, konventionellen Energieträgern zu beruhen. Auch wenn dieser Aspekt aus Klimaschutzsicht diskutierbar ist, stellt der grenzüberschreitende Stromimport das kosteneffizienteste Mittel zur Strombereitstellung dar.



Quelle: Bundesnetzagentur

Für den theoretischen Fall einer Begrenzung der Handelskapazitäten mit Österreich und/oder Tschechien aufgrund eines verzögerten Kuppelstellen- oder Netzausbaus könnte es zu kritischen Zeiten zu Engpässen der Stromimporte in den Bezirk kommen. Eine solch negative Entwicklung bezüglich der Strommarkt-Kopplung gilt als sehr unwahrscheinlich, wird aber dennoch in den Entwicklungsrahmen eingeschlossen.

Auch in Bezug auf die regionale Versorgungssicherheit stellt die Strommarkt-Kopplung einen hoch relevanten, positiven Einfluss dar.

Entwicklungsrahmen	Umsetzung nach Plan		Bestmögliche Entwicklung		Schlechteste Entwicklung	
	2025	2030	2025	2030	2025	2030
Beschreibung	Kontinuierlicher Ausbau der grenzüberschreitenden Handelskapazitäten		Beschleunigter Ausbau der grenzüberschreitenden Handelskapazitäten		Sehr geringer Ausbau der grenzüberschreitenden Handelskapazitäten	
Relevanz für NB	groß		groß		sehr groß	

## Steckbrief: Kraftwerksneubau

Beschreibung der Entwicklungskomponente	Zusätzliche fossile Leistung im Vergleich zu 2018 <sup>1</sup>										
<p>Die deutschen Klimaschutzziele bedeuten unweigerlich eine Reduktion der fossilen Stromerzeugung. Dennoch kann es in den Jahren bis 2030 weiterhin zum Neubau konventioneller Kraftwerke kommen, auch wenn zeitgleich größte Teile des bestehenden konventionellen Kraftwerksparks abgebaut werden. Neben dem vermutlich notwendigen Ausbau der Reservekapazitäten, ist ein marktbasierter Zubau von konventionellen Erzeugungskapazitäten wahrscheinlich.</p> <p>In diesem Fall werden Kraftwerke aufgrund der nach wie vor ausreichenden Erlöspotenziale zugebaut und gewinnbringend an den Strommärkten betrieben.</p>	<table border="1"> <tr> <td>Bis 2022</td> <td>2,3 GW</td> </tr> <tr> <td>davon Erdgas</td> <td>1,1 GW</td> </tr> <tr> <td>davon Steinkohle</td> <td>1,0 GW</td> </tr> <tr> <td>Prognostiziert bis 2025</td> <td>12-14,7 GW</td> </tr> <tr> <td>Prognostiziert bis 2030</td> <td>19-21,7 GW</td> </tr> </table>	Bis 2022	2,3 GW	davon Erdgas	1,1 GW	davon Steinkohle	1,0 GW	Prognostiziert bis 2025	12-14,7 GW	Prognostiziert bis 2030	19-21,7 GW
	Bis 2022	2,3 GW									
	davon Erdgas	1,1 GW									
	davon Steinkohle	1,0 GW									
Prognostiziert bis 2025	12-14,7 GW										
Prognostiziert bis 2030	19-21,7 GW										

Aufgrund der für fossile Energieträger geringen Emissionen des Energieträgers Erdgas werden zukünftig und insbesondere nach 2022 in erster Linie Gaskraftwerke für einen marktbasierten Zubau relevant sein. Da es an verlässlichen Zahlen für die Jahre nach 2022 fehlt, kann lediglich auf simulierte Ergebnisse zurückgegriffen werden. Während in der Vergangenheit vor allem hocheffiziente, mit hohen Investitionen verbundene Gas- und Dampfkraftwerke gebaut wurden,

<sup>1</sup> Laut /BNETZA-26 19/ und Simulationsergebnissen der FFE im Projekt Dynamis /FFE-12 17/

kann es in Zukunft lukrativer sein, kostengünstigere Gasturbinen zuzubauen. Diese würden mit geringeren Volllaststunden als heutzutage über das Jahr hinweg zu Zeiten hoher Strompreise betrieben werden.

Für die Situation in Niederbayern ist der Neubau konventioneller Kraftwerke aufgrund der hohen Verfügbarkeit und der daraus resultierenden hohen gesicherten Leistung durchaus von Relevanz. Auch wenn generell nicht unterstellt werden kann, dass neue Kraftwerke unmittelbar im Bezirk gebaut werden, so ist eine Verortung eines signifikanten Anteils des Zubaus in Bayern aufgrund der strukturellen Unterschiede von Süden und Norden durchaus wahrscheinlich und sinnvoll. Je geringer die Distanz der neuen Erzeugungskapazitäten zum Bezirk ist, desto weniger ist diese Komponente abhängig vom Ausbau der Stromnetze.

Entwicklungs- rahmen	Umsetzung nach Plan		Bestmögliche Entwicklung		Schlechteste Entwicklung	
	2025	2030	2025	2030	2025	2030
Beschreibung	Anhaltender, marktbasierter Neubau von fossilen Kraftwerken		Anhaltender, marktbasierter Neubau von fossilen Kraftwerken, auch im Bezirk		Geringer marktbasierter Kraftwerksneubau, Verortung nur teilweise in Bayern	
Relevanz für NB	groß		groß		mittel	

Der marktbasierter Neubau fossiler Kraftwerke wird zukünftig einen großen Mehrwert für die gesicherte Stromversorgung darstellen.

## Steckbrief: 10H-Regelung

Beschreibung der Entwicklungskomponente	Prognostizierter installierte Windkraft-Leistung <sup>1</sup>	
<p>Aufgrund des stark ausgeprägten Widerstands gegen das Erscheinungsbild von Windkraftanlagen in Bayern ist seit 2014 die 10H-Regelung in Kraft. Die Regelung besagt, dass neugebaute Windkraftanlagen einen Mindestabstand der zehnfachen Anlagenhöhe zu angrenzenden Siedlungen haben müssen.</p> <p>Durch die Abstandsregel ist der Windkraftausbau in Bayern nahezu zum Erliegen gekommen, wie historische Zahlen zeigen /BNETZA-17 17/, da nur sehr wenige noch bebaubare Anlagenstandorte in Bayern verbleiben. Das Klimaschutzprogramm 2030 sieht keine Lockerung der 10H-Regelung vor /BRD-02 19/,</p>	2018 Leistung BY	2.470 MW
	Anteil BY an Windkraft-Leistung DE	4,7 %
	2025 Zubau BY	+110 MW
	Anteil BY an Windkraft-Leistung DE	4,6 %
	2030 Zubau BY	+ 60 MW
	Anteil BY an Windkraft-Leistung DE	3,8 %

Wie in der obenstehenden Tabelle dargestellt, wird der ohnehin geringe Anteil der bayerischen Windkraft an der deutschen Windkraft bis 2030 bei Erhalt der 10H-Regelung wahrscheinlich weiter abnehmen, weil der Zubau an Windkraftanlagen in Bayern deutlich geringer ausfallen wird als im bundesweiten Durchschnitt. Insbesondere nach 2025 ist ein generell beschleunigter EE-Ausbau zu erwarten, der in Bayern effektiv nur über PV-Anlagen stattfinden kann. Da vor allem in Süddeutschland die Kernenergie als Stromerzeuger entfällt, wird sich der Anteil an installierter Leistung in Bayern und damit auch in Niederbayern gemessen am deutschen Durchschnitt stetig verringern und Stromtransporte aus anderen Regionen notwendig machen. Die 10H-Regelung erhöht somit die Relevanz des Übertragungsnetzausbaus, um Stromtransport-Engpässe zu vermeiden.

Die durch Windenergie im Bezirk bereitgestellte gesicherte Leistung ist bereits heute vernachlässigbar klein und leistet nahezu keinen Beitrag zur Versorgungssicherheit. Selbst bei einer Lockerung der 10H-Regelung wäre die bis 2030 zubaubare Leistung durch Windkraftanlagen aufgrund der verhältnismäßig geringen Verfügbarkeit von Wind wenig relevant. In Bezug auf die Versorgungssicherheit gilt somit, dass die 10H-Regelung und der dadurch geminderte EE-Ausbau im Bezirk und der unmittelbaren Umgebung eine sehr geringe Relevanz für Niederbayern besitzt.

<sup>1</sup> Basierend auf regionalisierten, NEP-konformen Ausbau-Daten der fFE-Datenbank

Aufgrund der geringen gesicherten Verfügbarkeit von Windkraft stellt die 10H-Regelung einen lediglich geringfügig negativen Einfluss dar.

Entwicklungsrahmen	Umsetzung nach Plan		Bestmögliche Entwicklung		Schlechteste Entwicklung	
	2025	2030	2025	2030	2025	2030
Beschreibung	Keine Veränderung der Abstandsregelung		Lockerung der Abstandsregelung		Deutschlandweite Ausweitung der Abstandsregelung	
Relevanz für NB	sehr gering		sehr gering		sehr gering	

## Steckbrief: Regionalisierter EE-Ausbau

Beschreibung der Entwicklungskomponente	Prognostizierte Verortung von neuen EE-Anlagen <sup>1</sup>	
<p>Zur regionalen Verortung des Zubaus von EE-Anlagen werden Regionalisierungs-Algorithmen genutzt. Basierend auf im NEP 2030 definierten bundeslandspezifischen Mantelzahlen wird so der EE-Zubau auf Gemeindeebene bestimmt. Dieser geplante, regionalisierte Ausbau basiert auf den vorhandenen Potenzialen und Abfragen bei Bundesländern und Netzbetreibern /FFE-60 18/.</p> <p>Um EE-Anlagen verstärkt dort zu errichten, wo die Stromerzeugung in Zukunft knapp sein wird, sieht das Klimaschutzprogramm 2030 eine Regionalisierungsquote für Erneuerbare vor /BRD-02 19/. So soll auch der Windausbau in Süddeutschland angereizt werden. Die Regionalisierungsquote ist zum aktuellen Zeitpunkt jedoch noch nicht final definiert.</p>	Windkraftanlagen	
	Norden	meistens
	Süden	selten
	PV-Anlagen	
	Norden	manchmal
	Süden	oft
Windkraftanlagen		
Niederbayern	selten	
PV-Anlagen		
Niederbayern	manchmal	

Die systematische Regionalisierung sowie die bundeslandspezifischen Mantelzahlen zum EE-Ausbau dienen der Vermeidung struktureller Erzeugungsempässe. So wird sichergestellt, dass ein Teil der zusätzlichen erneuerbaren Erzeuger-Leistung in Niederbayern verortet wird, was einen generell positiven Entwicklungstrend darstellt. Wieviel zusätzliche Leistung in Zukunft tatsächlich in Bayern bzw. in Niederbayern installiert wird, ist jedoch politischen und regulatorischen Unsicherheiten unterworfen, wobei aktuelle Entwicklungen den zukünftigen Ausbau eher erschweren als vereinfachen. Somit lässt sich neben der Umsetzung nach Plan ein veränderlicher Entwicklungsrahmen definieren. Unter Beachtung der 10H-Regelung werden in Bayern heute und in Zukunft vor allem PV-Anlagen verortet.

Zwei Aspekte sind hier in Bezug auf die Versorgungssicherheit im Bezirk von Relevanz:

- Die im Fokus stehenden Technologien Windkraft und PV tragen jeweils kaum bzw. gar nicht zur gesicherten Leistung bei (siehe Anhang A2.1)
- Die heute bereits viel genutzten PV-Potenziale in Kombination mit dem sehr geringen Wind-Potenzial im Bezirk führen zu einem lediglich geringem EE-Zubau in Niederbayern bis 2030

Aus diesen Gründen ist die Komponente der Regionalisierung des EE-Ausbaus für die Versorgungssicherheit in Niederbayern von geringer bis sehr geringer Relevanz.

Durch die Regionalisierung werden EE-Anlagen auch im Bezirk verortet, wobei der Beitrag zur gesicherten Leistung gering ausfällt.

Entwicklungsrahmen	Umsetzung nach Plan		Bestmögliche Entwicklung		Schlechteste Entwicklung	
	2025	2030	2025	2030	2025	2030
Beschreibung	Regionalisierte Verortung wie im NEP definiert		Regionalisierungsbonus für EE-Zubau im Süden		Aufheben der Mantelzahl für Bayern	
Relevanz für NB	sehr gering		sehr gering		sehr gering	

<sup>1</sup> Einteilung der möglichen Standorte neuer Anlagen von „meistens“ über „oft“, „manchmal“ bis „selten“

## Steckbrief: Verteilnetzausbau

Beschreibung der Entwicklungskomponente	Netzausbau in Niederbayern	
<p>Dem Verteilnetz kommt zunehmend neben der regionalen Verteilung von Strom auch die Rolle des Anbindens von dezentralen Erzeugern zu. Dabei muss die Netzstabilität auch zu den Zeitpunkten maximaler Erzeugung garantiert werden. Der in Niederbayern zuständige Netzbetreiber Bayernwerk Netz GmbH investierte bereits 2015 und 2016 rund eine Milliarde Euro in Ausbau und Instandhaltung des Verteilnetzes /ENE-01 16/. Laut Netzausbauplan ist der Netzbetreiber durch diese und weitere Investitionen in der Lage, Netzengpässe zu vermeiden /BNG-02 19/.</p>	Geplant seit	Jan 2015
	Geplant bis	Feb 2024
	Geschätzter Zubau Hochspannungsnetz	1.756 MW
	Geschätzte Gesamtinvestitionen	22 Mio. €
	Bereits im Bau befindlicher Zubau	900 MW

Da der Verteilnetzbetreiber seit 2014 sowohl in Mittel-, Nieder- und Hochspannungsnetze als auch gezielt in Ortsnetzstationen, Umspannungswerte und Ortsnetztransformatoren in Niederbayern investiert und sich dabei strikt am Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) orientiert, wird das Verteilnetz im Bezirk als generell unkritische Komponente betrachtet.

Eine planmäßige Fertigstellung aller bereits heute konkretisierten Maßnahmen zur Netzverstärkung und -erweiterung wird als wahrscheinlich angesehen. Lediglich für den schlechtesten Entwicklungspfad wird eine Verzögerung des geplanten Zubaus bis nach 2025 angenommen, was nichtsdestotrotz einer Erweiterung der bestehenden Netze entspricht. Auch wenn das Verteilnetz im Allgemeinen eine große Rolle bezüglich der Versorgungsqualität spielt, so wird für den Bezirk Niederbayern aufgrund der bestehenden Netze und der hohen Planungssicherheit von einer geringen Relevanz ausgegangen.

Entwicklungsrahmen	Umsetzung nach Plan		Bestmögliche Entwicklung		Schlechteste Entwicklung	
	2025	2030	2025	2030	2025	2030
Beschreibung	Alle heute konkretisierten Leitungen pünktlich fertig		Alle heute konkretisierten Leitungen pünktlich fertig		Nur ein Teil der (bereits im Bau befindlichen) Leitung fertig	
Relevanz für NB	sehr gering		sehr gering		gering	

Da das Verteilnetz heute und in Zukunft über ausreichende Kapazitäten verfügt, wird dem Verteilnetzausbau eine geringe Relevanz zugeschrieben.

## Steckbrief: Strompreiszonen

Beschreibung der Entwicklungskomponente	Beispiel: Folgen der Teilung von DE und AT <sup>1</sup>	
<p>Die im Sommer 2019 novellierte EU-Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung (VO) hat zum Ziel, die geforderten grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten auf den europäischen Elektrizitätsmärkten zu sichern /SU-01 19/.</p> <p>Die in der VO eingeführten Schritte zur Entscheidung über Beibehaltung oder Änderung der nationalen Gebotszonenkonfiguration sehen vor, dass Stromgebotszonen keine strukturellen Engpässe beinhalten dürfen.</p> <p>Zukünftig kann es neben dem Erhalt des Status Quo zu folgenden Entwicklungen kommen:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Trennung der gesamtdeutschen Gebotszone in 2 separate Zonen (Nord und Süd)</li> <li>2. Einführen eines nodalen Preissystems in Deutschland</li> </ol>	Getrennt seit	Okt 2018
	Preisänderung Okt 18 Spotmarkt AT	+ 12,2 %
	Preisänderung Okt 18 Spotmarkt DE	- 3,4 %
	Preisunterschied Okt 19 Spotmarkt AT-DE	+ 4,2 %

<sup>1</sup> Basierend auf Daten der europäischen Strombörse EPEX SPOT SE

Da schon heute Beschränkungen der handelbaren Grenzkuppelkapazität aufgrund der innerdeutschen Netze beobachtet werden, könnte ein offizielles Verfahren zur Gebotszonenüberprüfung strukturelle Engpässe in Deutschland feststellen /SU-01 19/. In der Folge könnte es zu einer Teilung der deutschen Gebotszone in eine norddeutsche und eine süddeutsche Zone kommen, wenn kein geeigneter Aktionsplan zur Vermeidung struktureller Engpässe im Übertragungsnetz vorgelegt wird. Eine innerdeutsche Trennung könnte auf die deutschen Strompreise weitaus größere Auswirkungen haben als die Folgen der Trennung der ehemals gemeinsamen Preiszone Deutschland/Österreich vermuten lassen /AURO-01 16/.

Tatsächlich wird der NEP (Version 2019) auf ein nahezu engpassfreies Übertragungsnetz im Jahr 2030 ausgelegt und sieht keine Teilung der deutschen Stromgebotszone vor /ÜNB-01 19/. Weiterhin ist eine Strompreiszonen-Teilung wegen der resultierenden Preisunterschiede und diskriminierender Preisbildung zwischen Norden und Süden politisch nicht gewollt. Aus diesen Gründen ist eine Strompreiszonenteilung als sehr unwahrscheinlich zu bewerten.

Neben der zonalen Markttrennung ist auch ein nodales Preissystem in Zukunft nicht ausgeschlossen. Hierbei wird für jeden Einspeise- und Entnahmepunkt des Stromsystems (Netzknoten) ein individueller Preis eingeführt. Strompreise je Netzknoten divergieren, sofern es dazwischenliegende Engpässe im Übertragungsnetz gibt. Wegen des großen technischen und bürokratischen Aufwands gilt die Einführung eines nodalen Preissystems in Deutschland jedoch als sehr unwahrscheinlich /IAEE-01 15/.

Bezüglich der Versorgungssicherheit im Bezirk zeigt sich, dass eine Preiszonenteilung oder ein nodaler Preis einen positiven Effekt hätte, da tendenziell höhere Strompreise in der Region zu erwarten wären, welche wiederum die Wirtschaftlichkeit von konventionellen Kraftwerken steigern würde. Weil das Eintreten einer solchen Veränderung jedoch selbst bei einem stark verzögerten Übertragungsnetzausbau als höchst unwahrscheinlich gilt, wird für diese Komponente keine Unterscheidung zwischen den unterschiedlichen Entwicklungsfällen vorgenommen.

Das Beibehalten einer deutschen Gebotszone gilt als höchst wahrscheinlich, sodass nahezu keine Relevanz für die Untersuchung der Versorgungssicherheit besteht.

Entwicklungsrahmen	Umsetzung nach Plan		Bestmögliche Entwicklung		Schlechteste Entwicklung	
	2025	2030	2025	2030	2025	2030
Beschreibung	Eine deutsche Gebotszone		Eine deutsche Gebotszone		Eine deutsche Gebotszone	
Relevanz für NB	sehr gering		sehr gering		sehr gering	

## Steckbrief: Elektromobilität und gesteuertes Laden

Beschreibung der Entwicklungskomponente	Prognose des Strombedarfs im Verkehrssektor in Deutschland	
Um die deutschen Klimaziele zu erreichen, setzt die Bundesregierung im Verkehrssektor auf Elektrifizierung. Auch wenn die Umsetzung der im Koalitionsvertrag festgehaltenen Ziele zur Ladeinfrastruktur und der Anzahl an Elektroautos auf deutschen Straßen langsam voranschreitet, ist dennoch ein anhaltender Zuwachs an batteriebetriebenen Fahrzeugen zu erwarten /VDA-04 19/. So sieht das Klimaschutzprogramm der Bundesregierung von September 2019 eine zunehmende Förderung von Elektrofahrzeugen vor <sup>3</sup> .	Elektro-PKWs 2020 <sup>1</sup>	0,3 Mio.
	Strombedarf 2020 <sup>2</sup>	14.880 GWh
	Elektro-PKWs 2025 <sup>1</sup>	1,1 Mio.
	Strombedarf 2025 <sup>2</sup>	18.290 GWh
	Elektro-PKWs 2030 <sup>1</sup>	1,8 Mio.
Strombedarf 2030 <sup>2</sup>	23.350 GWh	
Öffentliche Ladepunkte 2030	1 Mio.	

<sup>1</sup> rein-elektrische Fahrzeuge

<sup>2</sup> basierend auf /FFE-11 18/ (Zunahme nicht nur durch Elektro-PKWs)

<sup>3</sup> Fördermaßnahmen des Sektors Verkehr in /BRD-02 19/

In Bezug auf eine gesicherte Stromversorgung ist der Ausbau der Elektromobilität ambivalent:

- Zum einen steigt die Stromnachfrage, wobei insbesondere Nachfragespitzen in den kritischen Abendstunden entstehen
- Zum anderen kann die Nachfrage in Zukunft durch gesteuertes Laden angepasst oder durch bidirektionales Laden eventuell sogar systemdienlich gespeichert werden

Bei der prognostizierten Entwicklung überwiegt die für die Versorgungssicherheit negative Zunahme des Strombedarfs, wobei gesteuertes Laden ab 2025 den Anstieg der Spitzenlast am Stromverbrauch im Verkehr reduzieren kann. Aber auch eine schnellere oder langsamere Durchdringung der Elektromobilität sowie der unterschiedlichen Ladetechnologien ist vorstellbar.

Es ist aus diesem Grund schwer, ein eindeutiges Urteil über Gefahr und Nutzen der Elektromobilität hinsichtlich der Versorgungssicherheit zu fällen, weswegen der mögliche Entwicklungsrahmen hier sehr breit gefasst ist. Die Relevanz für die Niederbayerische Versorgungssicherheit wird in diesem Rahmen nur dann groß, wenn viele Elektroautos ohne eine ausgereifte, gesteuerte Ladestrategie auf die Straßen kommen.

Entwicklungsrahmen	Umsetzung nach Plan		Bestmögliche Entwicklung		Schlechteste Entwicklung	
	2025	2030	2025	2030	2025	2030
Beschreibung	Moderate Durchdringung		Beschleun. Durchdringung		Schnelle Durchdringung	
Gesteuertes Laden	teilweise	größtenteils	größtenteils	komplett	kaum	teilweise
Bidirektional. Laden	nein	nein	nein	teilweise	nein	nein
Relevanz für NB	gering		mittel		mittel	

Nur für den Fall einer großen Durchdringung von Elektrofahrzeugen ist die Komponente für die Versorgungssicherheit relevant, wobei der Einfluss je nach Technologie positiv oder negativ sein kann.

## Steckbrief: Smart Meter Rollout

Beschreibung der Entwicklungskomponente	Verpflichtender Smart Meter Einbau-Plan der Regierung <sup>1</sup>	
<p>Bei digitalen Zählern bzw. Smart Metern wird zwischen modernen Messeinrichtungen (mME) ohne Kommunikations-Gateway und intelligenten Messsystemen (iMSys) mit Kommunikations-Gateway unterschieden.</p> <p>Durch das Messstellenbetriebsgesetz wurde 2016 ein konkreter Zeitplan erarbeitet, der den flächendeckenden Smart Meter Einbau – den Smart Meter Rollout – gesetzlich festlegt /EHG-01 18/. So konnte 2017 grundsätzlich mit dem Rollout begonnen werden.</p> <p>Aus Gründen der IT-Sicherheit und des fairen Wettbewerbs müssen min. 3 Smart Meter Gateways, die den Einsatz eines iMSys befähigen, vom Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnologie zertifiziert worden sein, bevor der Rollout starten kann (siehe Smart-Meter-Leitfaden /FFE-64 18/). Da im Dezember 2019 der dritte Gerätehersteller zertifiziert wurde, kann ab Januar 2020 mit der Markterklärung fortgefahren werden. Der Rollout-Plan der Bundesregierung befindet sich bereits heute um mehr als 2 Jahre in Verzug /BSI-07 19/.</p>	iMSys für Verbraucher > 10.000 kWh/a	Ab Verfügbarkeit bis 8 Jahre später
	iMSys für Verbraucher > 6.000 kWh/a	Ab 2020 bis 2028
	iMSys für Verbraucher mit steuerbarer Verbrauchseinrichtung	Ab Verfügbarkeit bis 8 Jahre später
	iMSys für Erzeuger mit 7-100 kW Leistung	Ab Verfügbarkeit bis 2024
	mME bei Neubauten und Renovierungen	Ab 2016 bis Fertigstellung
	mME für alle sonstigen Verbraucher	Ab 2016 bis 2032

Der Smart Meter Rollout stellt einen wichtigen Schritt zur Digitalisierung der Energiewende in Deutschland dar. Insbesondere iMSys verbessern beispielsweise den Einsatz flexibler Lasten, erhöhen Verbrauchstransparenz oder ermöglichen variable Tarife /BNETZA-01 19/. Da das Potenzial zur Lastreduktion durch Flexibilisierung je Anschlusspunkt verhältnismäßig gering ist, ist nur bei einer flächendeckenden Installation der iMSys mit Smart Meter Gateway ein nennenswert

<sup>1</sup> /BNETZA-01 19/

großer Vorteil in Bezug auf die Versorgungssicherheit in Niederbayern gegeben. Die mME ohne Smart Meter Gateway generieren für die Versorgungssicherheit im Bezirk keinen großen Mehrwert.

Auch wenn Prognosen zur finalen Gerätefreigabe von Dezember 2019 bis Ende 2020 variieren und in der Vergangenheit häufig korrigiert werden mussten, so scheint der Start des Rollouts doch absehbar zu sein. Wie schnell der Rollout tatsächlich voranschreiten wird, ist trotz der Verpflichtung, 10 % der Pflichteinbauten innerhalb der ersten drei Jahre durchzuführen, unsicher. Für iMSys gilt eine Einbau-Frist von 8 Jahren, sodass spätestens 2028 von einer 95 % Einbaurrate der Systeme bei den verpflichteten Verbrauchern und Erzeugern ausgegangen werden kann. Zudem können optionale Installationen eines iMSys durch den Messstellenbetreiber für Verbraucher über 2.000 kWh pro Jahr ab 2020 erfolgen.

Wie viele Smart Meter bereits 2025 verbaut sein werden ist demnach schwer abschätzbar. Auch der tatsächlich für die Versorgungssicherheit generierbare Mehrwert unterliegt aufgrund von technischen und regulatorischen Herausforderungen starken Unsicherheiten, weswegen die Relevanz des Smart Meter Rollouts in diesem Kontext als eher gering eingestuft wird.

Der positive Einfluss der Smart Meter zur Last-Flexibilisierung wird für die Versorgungssicherheit im Bezirk wenig relevant sein.

Entwicklungs- rahmen	Umsetzung nach Plan		Bestmögliche Entwicklung		Schlechteste Entwicklung	
	2025	2030	2025	2030	2025	2030
Beschreibung	Planmäßiger Start ab 2020, kontinuierlicher Rollout bis 2032 abgeschlossen		Planmäßiger Start ab 2020, beschleunigter Rollout bis 2030 abgeschlossen		Zögerlicher Start ab Ende 2020, langsamer Rollout bis 2030 nicht abgeschlossen	
Relevanz für NB	sehr gering		gering		sehr gering	

## Steckbrief: Batteriespeicher

Beschreibung der Entwicklungskomponente	Prognose der Batteriespeicher-Kapazitäten in Deutschland <sup>1</sup>	
<p>Stationäre Klein- und Großbatteriespeichern eignen sich zukünftig zur Erbringung von Systemdienstleistung oder zum kurzfristigen Ausgleich volatiler Erneuerbarer.</p> <p>Während Kleinbatteriespeicher (auch Hausspeicher) im Allgemeinen von Privatpersonen aus Gründen der Eigenverbrauchsoptimierung angeschafft werden, sind Lithium-Ionen-Großbatteriespeicher zukünftig vor allem für Investoren zur Erbringung von systemdienlichen Maßnahmen interessant.</p> <p>Durch das existierende System von Abgaben und Umlagen sind Hausspeicher bereits heute bei geeigneten Umständen rentabel und in der näheren Zukunft vermutlich weit verbreitet. Für Großbatteriespeicher wird eine breitere Marktdurchdringung erst ab 2030 und später prognostiziert /FFE-11 18/.</p>	Hausspeicher Anzahl & Kapazität 2020	0,1 Mio. 0,9 GWh
	Hausspeicher Anzahl & Kapazität 2025	0,6 Mio. 4,2 GWh
	Hausspeicher Anzahl & Kapazität 2030	1,1 Mio. 7,7 GWh
	Großbatteriespeicher Kapazität 2020	0,7 GWh
	Großbatteriespeicher Kapazität 2025	1,3 GWh
	Großbatteriespeicher Kapazität 2030	2,7 GWh

Batteriespeicher können Strom zu Zeiten niedrigen Bedarfs einspeichern und zu einem späteren Zeitpunkt höheren Bedarfs wieder ausspeichern. Somit ermöglichen die Stromspeicher eine sowohl last- als auch erzeugungsseitige Flexibilisierung und stellen damit eine durchweg positive Entwicklungskomponente bezüglich der Versorgungssicherheit dar. Für die Situation in Niederbayern sind die folgenden beiden Aspekte relevant:

- Hausspeicher in Verbindung mit einer privaten PV-Anlage reduzieren Erzeugungs- und Verbrauchsspitzen im Bezirk

<sup>1</sup> Hausspeicher nach /FFE-11 18/, Großbatteriespeicher nach /BNETZA-03 18/



- Systemdienlich eingesetzte Großbatteriespeicher tragen insbesondere durch die Erbringung von Primärregelleistung maßgeblich zur Netzstabilität bei

Um einen plausiblen Entwicklungsrahmen der Technologie abzustecken, wird die Geschwindigkeit des Speicher-Zubaus im realistischen Maße im Vergleich zur prognostizierten Zubaurate variiert. Je langsamer der Zubau der Batteriespeicher erfolgt, desto geringer die Relevanz der Komponente.

Entwicklungs- rahmen	Umsetzung nach Plan		Bestmögliche Entwicklung		Schlechteste Entwicklung	
	2025	2030	2025	2030	2025	2030
Beschreibung	Kontinuierlicher Speicher-Zubau		Schneller Speicher-Zubau		Sehr langsamer Speicher-Zubau	
Relevanz für NB	gering		mittel		sehr gering	

Bis 2030 wird der Einfluss von Batteriespeichern auf die Versorgungssicherheit verhältnismäßig gering bleiben.

## Steckbrief: Elektrifizierung in der Industrie

Beschreibung der Entwicklungskomponente	Prognostizierte Entwicklung des Stromverbrauchs <sup>1</sup>	
<p>Um die Emissionen des deutschen Industriesektors um die Hälfte (bezogen auf 1990) zu senken, setzt die Bundesregierung neben effizienzsteigernden Maßnahmen zunehmend auf Anreize zur Elektrifizierung unter der Verwendung von erneuerbar erzeugtem Strom /BMU-01 16/.</p> <p>Die Elektrifizierung der Industrie wird nach /FFE-52 19/ vor allem in den folgenden Anwendungen stattfinden:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• elektrische Wärmebereitstellung unter 100 °C durch Wärmepumpen</li> <li>• elektrische Wärmebereitstellung zwischen 100-200 °C durch Elektrodenheizkessel</li> </ul> <p>Für die meisten anderen Anwendungen fehlt es bislang an marktfähigen Technologien zur Elektrifizierung.</p>	Zunahme bis 2025 durch Wärmepumpen	+ 581 GWh
	Zunahme bis 2025 durch Elektrodenheizkessel	+ 659 GWh
	Abnahme in der Industrie insgesamt bis 2025	- 2.707 GWh
	Zunahme bis 2030 durch Wärmepumpen	+ 871 GWh
	Zunahme bis 2030 durch Elektrodenheizkessel	+ 988 GWh
	Abnahme in der Industrie insgesamt bis 2030	- 2.508 GWh

Dem bei zunehmender Elektrifizierung steigenden Strombedarf wird durch gleichzeitige Effizienzsteigerungen seitens der Industrie entgegengewirkt. Bei einer Elektrifizierung der Industrie so wie in der obenstehenden Tabelle definiert, wird bis 2030 von einem sinkenden Strombedarf ausgegangen, da Effizienzmaßnahmen zunächst die kosteneffizientere Lösung zur Dekarbonisierung darstellen. Erst in den Jahren nach 2030 wird eine großflächige Elektrifizierung als notwendig erachtet /FFE-51 17/. Aus diesem Grund ist die Relevanz der Komponente bezüglich der Versorgungssicherheit Niederbayerns als gering einzuschätzen.

Das Erreichen der Klimaschutzziele im Industriesektor ist jedoch durch die im NEP beschriebene Umsetzung von Projekten nicht garantiert, weswegen eine stärkere und frühere Elektrifizierung durchaus plausibel erscheint, sofern die Bundesregierung aufgrund von gesellschaftlichen Entwicklungen weitere Maßnahmen zum Erreichen der Sektorziele auf den Weg bringen sollte. Deswegen sieht der dargestellte Entwicklungsrahmen im schlechtesten Entwicklungsfall bereits 2025 einen Anstieg des Stromverbrauchs in der Industrie vor.

<sup>1</sup> Simulationsergebnisse aus FfE-Sektormodell der Industrie (Smlnd)

Im Allgemeinen wird die zunehmende Elektrifizierung der Industrie durch Effizienzsteigerungen so stark vermindert, dass sie keine große Relevanz beim Thema Versorgungssicherheit spielt.

Entwicklungsrahmen	Umsetzung nach Plan		Bestmögliche Entwicklung		Schlechteste Entwicklung	
	2025	2030	2025	2030	2025	2030
Beschreibung	Geringe Elektrifizierung bei hoher Effizienzsteigerung		Sehr geringe Elektrifizierung bei hoher Effizienzsteigerung		Starke Elektrifizierung bei geringer Effizienzsteigerung	
Relevanz für NB	sehr gering		sehr gering		gering	

## Steckbrief: Besondere netztechnische Betriebsmittel

Beschreibung der Entwicklungskomponente	Aufbau der Kapazitäten <sup>1</sup>	
<p>Als besondere netztechnische Betriebsmittel werden Strom-Erzeugungseinheiten bezeichnet, die einzig den kurzfristigen Erhalt der Netzstabilität dienen. Für die Betriebsmittel gilt, dass weder Leistung noch Arbeit oder die Anlage selbst auf den europäischen Strommärkten veräußert werden dürfen.</p> <p>Die Anlagen müssen innerhalb von 30 min auf Volllast betrieben werden und diese für mindestens 38 Stunden halten können. Entstehende Kosten können die Netzbetreiber vorbehaltlich der Prüfung durch die Bundesnetzagentur auf die Netzentgelte umgelegt werden /DBP-01 19/.</p> <p>Die Vergabe der Anlagen erfolgt nach Energiewirtschaftsgesetz § 11 Abs. 3 durch die ÜNBs per öffentlicher Ausschreibung in vier Tranchen à 300 MW. Es werden bis 2022 in 4 Regionen Süddeutschlands netzdienliche Kraftwerke gebaut, wobei der zuständige ÜNB je einen technologie-offenen, europaweiten Vergabeprozess garantiert /NEX-04 19/.</p>	Bestätigt seit	Mitte 2017
	Geplant bis	Ende 2022
	Betriebsdauer	10 Jahre
	Aufzubauende Kapazitäten	1.200 MW
	Anlagenleistung	100-300 MW
	Min. Betriebszeit pro Jahr	500 h

Ende 2018 wurde bereits der erste Zuschlag zum Bau eines besonderen netztechnischen Betriebsmittels erteilt. Ab Oktober 2022 wird demnach das 300 MW Kraftwerk Irsching 6 in Oberbayern durch das Unternehmen Uniper betrieben.

Die Anlagen werden zukünftig keinen direkten Einfluss auf die Versorgungssicherheit in Niederbayern haben, da sie ausschließlich in besonderen Notfallsituationen eines Anlagenausfalls durch den Netzbetreiber eingesetzt werden dürfen. Die aufzubauende Kapazität dient laut Gesetz ausschließlich der Netzstabilisierung und wird explizit nicht als Reserve- oder Backup-Kapazität bezeichnet wird.

Dennoch ist nicht auszuschließen, dass die besonderen netztechnischen Betriebsmittel im Falle einer akuten Brownout<sup>2</sup>- oder Blackout-Gefahr entgegen der geltenden Regeln zum Erhalt der Stromversorgung eingesetzt werden könnten. Die Anlagen leisten also keinen direkten Beitrag zur gesicherten Leistung, sind aber im Ausnahmefall nichtsdestotrotz in Extremsituationen relevant für eine gesicherte Stromversorgung wie sie in der schlechtesten Entwicklung vorkommen könnten.

Entwicklungsrahmen	Umsetzung nach Plan		Bestmögliche Entwicklung		Schlechteste Entwicklung	
	2025	2030	2025	2030	2025	2030
Beschreibung	Anlagen werden lediglich in Notfallsituation zur Netzstabilisierung genutzt		Anlagen werden in Extremfällen auch zum Erhalt der Versorgungssicherheit genutzt		Verzögerter Netzausbau, Anlagen werden verstärkt zur Netzstabilisierung genutzt	
Relevanz für NB	sehr gering		gering		sehr gering	

<sup>1</sup> nach /NEX-04 19/

<sup>2</sup> Kurzzeitige Spannungsabsenkung/ Spannungseinbruch infolge von Überlastung aufgrund unvorhergesehener Ereignisse

Da die Anlagen der Netzstabilisierung und nicht der Versorgungssicherheit dienen, haben sie in diesem Kontext eine sehr geringe Relevanz.

## Steckbrief: Industrielles Lastmanagement

Beschreibung der Entwicklungskomponente	Potenzial schaltbare Leistung <sup>1</sup>	
<p>Auch wenn industrielles Lastmanagement aufgrund von regulatorischen &amp; technischen Hindernissen bislang wenig verbreitet ist, existiert durchaus Flexibilisierungspotenzial, um Lastmanagement für die Industrie in Zukunft breitflächig lukrativ zu gestalten /DENA-01 16/.</p> <p>Die relevanten Anwendungsfelder für industrielles Lastmanagement sind:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Reduktion betrieblicher Spitzenlasten</li> <li>• Preisoptimierter Stromeinkauf</li> <li>• Bereitstellung von Regelenergie</li> <li>• Systemdienliche Maßnahmen durch Vereinbarungen mit Netzbetreibern</li> </ul>	Geschätzte schaltbare Leistung in DE 2018	1,3 GW
	minimal schaltbare Leistung in DE 2030	2,8 GW
	Maximal schaltbare Leistung in DE 2030	10 GW
	Geschätzte schaltbare Leistung in BY 2018	0,2 GW
	Minimal schaltbare Leistung in BY 2030	0,3 GW
	Maximal schaltbare Leistung in BY 2030	1,5 GW

Potenziale für industrielles Lastmanagement werden in Zukunft vor allem in energieintensiven Prozessen und Querschnittstechnologien wie die Bereitstellung von Druckluft, Wärmeerzeugern oder Pumpen gesehen /FFE-20 13/. Für die Industrie ergibt sich vor allem die Chance, den Stromverbrauch an die EE-Erzeugung zukünftig mehr und mehr anzupassen.

Da das realisierbare Potenzial solcher lastflexibilisierenden Maßnahmen generell begrenzt ist, wird das industrielle Lastmanagement auch zukünftig nur einen kleinen Beitrag mit geringer Relevanz für die Versorgungssicherheit im Bezirk leisten /FFE-71 13/. Dennoch kann durch veränderliche Rahmenbedingungen, wie beispielsweise flexible Stromlieferverträge, höhere Leistungspreise bei den Netznutzungsentgelten oder ein vereinfachter Präqualifikationsprozess für Regelleistungsmärkte, ein Anstieg des flexibilisierten Industrieverkehrs im Bezirk erreicht werden /DENA-01 16/.

Entwicklungsrahmen	Umsetzung nach Plan		Bestmögliche Entwicklung		Schlechteste Entwicklung	
	2025	2030	2025	2030	2025	2030
Beschreibung	Moderate Erschließung des Potenzials		Schnellstmögliche Erschließung des Potenzials		Nahezu keine Erschließung des Potenzials	
Relevanz für NB	sehr gering		gering		sehr gering	

Die tatsächlich hebbaren Potenziale des industriellen Lastmanagements sind gering, weswegen der Einfluss auf die Versorgungssicherheit ebenfalls als gering eingestuft wird.

## Steckbrief: CO<sub>2</sub>-Bepreisung

Beschreibung der Entwicklungskomponente	Bepreisung Verkehr und Gebäude	
<p>Das am 20.09.2019 beschlossene Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung sieht eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung der Sektoren Verkehr und Gebäude ab 2021 vor. Den beiden bisher nicht durch den EU-Emissionshandel erfassten Sektoren wird dabei bis 2025 ein fester CO<sub>2</sub>-Preis zugewiesen.</p> <p>Ab 2026 wird ein Zertifikatshandel analog zum EU-Emissionshandel installiert, wobei zunächst ein Preiskorridor zwischen 55 €/tCO<sub>2</sub> und 65 €/tCO<sub>2</sub> existiert. 2025 wird entschieden, ob auch für die Zeit ab 2027 feste Preisgrenzen festgelegt werden sollen /BRD-02 19/.</p>	Ab 2021: Fester CO <sub>2</sub> -Preis	
	CO <sub>2</sub> -Zertifikatskosten 2021	25 €/tCO <sub>2</sub>
	CO <sub>2</sub> -Zertifikatskosten 2025	55 €/tCO <sub>2</sub>
	Ab 2026: Zertifikatshandel	
	CO <sub>2</sub> -Zertifikatskosten 2026 (fest definiert)	55 - 65 €/tCO <sub>2</sub>
	CO <sub>2</sub> -Zertifikatskosten 2030 (prognostiziert) <sup>2</sup>	55 - 90 €/tCO <sub>2</sub>

<sup>1</sup> Abschätzung zum realisierbaren Potenzial aus einer Kombination von /FFE-71 13/ und /DENA-01 16/

<sup>2</sup> basierend auf Annahmen der Bundesregierung /BRD-02 19/ und des Umweltbundesamts /UBA-11 19/

Die neu beschlossene Bepreisung von Emissionen in den Sektoren Verkehr und Gebäude ist bis 2025 eindeutig definiert. Bei den CO<sub>2</sub>-Festpreisen handelt es sich zunächst um geringe Zertifikatskosten. Durch die Einführung eines Zertifikatshandels ab 2026 und den vermuteten Wegfall von Höchst- und Mindestpreisen ab 2027 ist der sich 2030 einstellende CO<sub>2</sub>-Preis einer gewissen Unsicherheit unterworfen, wobei generell mit einem ansteigenden CO<sub>2</sub>-Preis gerechnet wird.

Für die Situation in Niederbayern ergeben sich keine grundlegenden Änderungen durch die CO<sub>2</sub>-Bepreisung in Gebäuden und Verkehr. Die entstehenden Mehrkosten für Transport und Wärme sind sowohl durch den bis 2026 definierten Rahmen als auch bei den von 2027-2030 zu erwartenden Zertifikatspreisen im Vergleich zur Strompreisentwicklung insbesondere für Industriebetriebe gering. Es ist somit nicht mit durch die CO<sub>2</sub>-Bepreisung allein induzierten Technologiewechseln zu rechnen. Das zusätzliche Maß an Elektrifizierung in Verkehr und Gebäuden ist überschaubar. So wird die CO<sub>2</sub>-Bepreisung bis 2030 vermutlich keine relevante oder lediglich eine sehr geringe Rolle im Kontext der Versorgungssicherheit spielen. Einzig bei einem überraschend starken CO<sub>2</sub>-Preis-Anstieg ab 2027 könnte es zu einer beschleunigten Verdrängung fossiler Verbraucher im Verkehr- und Gebäude-Sektor kommen.

Aufgrund der bis 2030 verhältnismäßig geringen Zertifikatskosten spielt die CO<sub>2</sub>-Bepreisung keine relevante Rolle.

Entwicklungsrahmen	Umsetzung nach Plan		Bestmögliche Entwicklung		Schlechteste Entwicklung	
	2025	2030	2025	2030	2025	2030
Beschreibung	CO <sub>2</sub> -Zertifikatskosten im vermuteten Rahmen		Sehr geringe CO <sub>2</sub> -Zertifikatskosten		Schneller Anstieg der CO <sub>2</sub> -Zertifikatskosten	
Relevanz für NB	sehr gering		sehr gering		gering	

## Steckbrief: Strompreis

Beschreibung der Entwicklungskomponente	Prognostizierte Entwicklung wichtiger Strompreiskomponenten*		
<p>Für das kommende Jahrzehnt wird gemeinhin mit einem Anstieg der Börsenstrompreise aufgrund von Kohle- und Kernenergieausstieg, erhöhten Brennstoffpreisen und steigenden CO<sub>2</sub>-Zertifikatskosten gerechnet, da weiterhin für die meisten Stunden des Jahres fossile Erzeuger preissetzend sein werden.</p> <p>Gleichzeitig ist eine Reduktion der EEG-Umlage wahrscheinlich (Stand Nov. 2019), da</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Neuanlagen ältere EE-Erzeuger ersetzen,</li> <li>• geringere Vergütungszahlungen bei hohen Börsenpreisen gezahlt werden müssen und</li> <li>• das Klimaschutzprogramm 2030 eine Senkung der EEG-Umlage im Rahmen der CO<sub>2</sub>-Bepreisung vorsieht<sup>1</sup>.</li> </ul>	CO <sub>2</sub> -Zertifikatskosten <sup>2</sup>	Bis 2025	31 €/t <sub>CO2</sub>
		Bis 2030	42 €/t <sub>CO2</sub>
	Börsenstrompreis <sup>3</sup>	Bis 2025	61 €/MWh
		Bis 2030	66 €/MWh
	EEG-Umlage <sup>3</sup>	Bis 2025	47 €/MWh
		Bis 2030	35 €/MWh
<p>* Weitere Strompreiskomponenten, deren Entwicklung starken Unsicherheiten unterliegt und schwer prognostizierbar ist</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Stromsteuer,</li> <li>• Mehrwertsteuer,</li> <li>• Netzentgelte,</li> <li>• KWK-G Aufschlag,</li> <li>• Messstellenbetrieb,</li> <li>• §19 StromNEV Umlage,</li> <li>• Offshore-Umlage,</li> <li>• Umlage für abschaltbare Lasten.</li> <li>• Konzessionsabgabe,</li> </ul>			

Die Summe aus Börsenstrompreisen und EEG-Umlage wird bei der aktuell erwarteten Entwicklung des Stromsystems bis 2030 tendenziell abnehmen. Für den Strom-Endkunden bedeutet dieser durch eine sinkende EEG-Umlage hervorgerufene Trend unter Umständen einen insgesamt

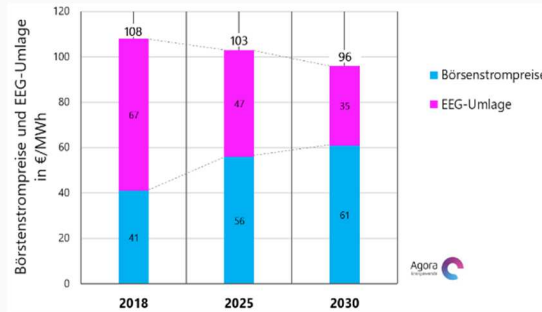
<sup>1</sup> /BRD-02 19/

<sup>2</sup> Annahmen aus Startscenario des Verbundprojekts Dynamis /FFE-11 18/

<sup>3</sup> Prognose von Agora Energiewende /AGORA-15 18/

abnehmenden Strompreis. Selbst bei verhältnismäßig hohen Netzentgelten und Umlagen ist laut Agora Energiewende lediglich mit einem Strompreisanstieg von ca. 1 % zu rechnen /AGORA-15 18/. Gleichzeitig muss die privilegierte, stromintensive Industrie je nach Entwicklung mit steigenden Strombeschaffungskosten rechnen, da hier der Börsenstrompreis einen Großteil der Kosten ausmacht. Entscheidend ist die zukünftige Ausgestaltung der Ausnahmeregelungen dieser Stromkunden, wobei die EU-Kommission deutschen Ausnahmeregelungen zustimmen muss.

Allgemein ist eine Prognose zur Entwicklung der Endkunden-Strompreise zum heutigen Zeitpunkt starken Unsicherheiten unterworfen. Neben der Diskussion zur Umgestaltung oder Abschaffung der EEG-Umlage sind auch andere Abgaben, Umlagen und insbesondere Netzentgelte starken Schwankungen ausgesetzt und keinesfalls bis 2030 als konstant anzusehen. Der Fokus wird



an dieser Stelle auf die marktbasieren Stromgroßhandelspreise (Börsenstrompreise) gelegt, wobei auch die EEG-Umlage wegen ihres gegenläufigen Effekts Erwähnung findet.

Auf die Situation der Versorgungssicherheit im Bezirk Niederbayern hat der Strompreis selber keinen direkten Einfluss. Allerdings besteht ein direkter Zusammenhang zwischen Börsenstrompreis den und dem Anteil an tatsächlich zum Einsatz kommenden fossilen Erzeugern. Vereinfacht gilt hier bei konstanten Rahmenbedingungen, je höher die Börsenpreise, desto größere Deckungsbeiträge können konventionelle Kraftwerke erwirtschaften. Da fossile Erzeuger gegenüber Erneuerbaren einen deutlich größeren Beitrag zur gesicherten Stromerzeugung haben, sind demnach die prognostizierten, hohen Börsenstrompreise für die Versorgungssicherheit tendenziell von Vorteil. Im Rahmen der möglichen Entwicklungspfade gilt, dass stets von einem ansteigenden Strompreis ausgegangen wird, wobei die Höhe des Anstiegs je nach Entwicklung variiert. Aufgrund der lediglich leichten Abhängigkeit von Strompreis und gesicherter Erzeugung wird in diesem Kontext von einer geringen Relevanz ausgegangen.

Entwicklungsrahmen	Umsetzung nach Plan		Bestmögliche Entwicklung		Schlechteste Entwicklung	
	2025	2030	2025	2030	2025	2030
Beschreibung	Ansteigende Börsenpreise bei gleichbleibender Preisstruktur		Schnell ansteigende Börsenpreise, teilweise zeitvariable Stromtarife		Nahezu konstante Börsenpreise bei gleichbleibender Preisstruktur	
Relevanz für NB	gering		gering		sehr gering	

Zukünftig tendenziell ansteigende Strompreise haben in Bezug auf die Versorgungssicherheit den leicht positiven Effekt, zum wirtschaftlichen Betrieb fossiler Kraftwerke beizutragen.

## Steckbrief: Wasserstoff als Energiespeicher

Beschreibung der Entwicklungskomponente	Wasserstoff-Verwendung in Deutschland <sup>1</sup>	
<p>Die großen Vorteile von Wasserstoff gegenüber anderen Energieträgern liegen in dessen hohen Energiedichte sowie der Speicherbarkeit des Gases. Die sinnvolle energetische Nutzung von synthetisch-hergestelltem Wasserstoff wird in Zukunft in folgenden Haupt-Anwendungsfeldern gesehen:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• direkte energetische Nutzung im Verkehrssektor zur Emissionsreduktion</li> <li>• Beimischung in das Erdgasnetz zur Speicherung und Rückverstromung</li> <li>• Einsatz von Wasserstoff in Industrieprozessen, wie z.B. der Primärstahlproduktion</li> </ul> <p>Langfristig wird bei einer inländischen Produktion der Wasserstoff durch Elektrolyse aus Stromerzeugungsüberschüssen erzeugt, die sich bei hohen EE-Anteil ergeben.</p>	Elektrolyseure 2020	0,2 GW
	Elektrolyseure 2030	1,6 GW
	H <sub>2</sub> im Erdgasnetz 2020	10 GWh
	H <sub>2</sub> im Erdgasnetz 2030	200 GWh
	Gestehungskosten H <sub>2</sub> 2020	217 €/MWh
	Gestehungskosten H <sub>2</sub> 2030	129 €/MWh

Im Bezug auf den Verkehrssektor gilt, dass der Anteil an wasserstoffbasierten Fahrzeugen bis 2030 als gering angesehen wird. Im Kontext der Versorgungssicherheit ist die längerfristige Speicherung von Strom-Erzeugungsüberschüssen bei hohen Anteilen erneuerbarer Erzeuger von Bedeutung. Durch die Rückverstromung des im Erdgasnetz gespeicherten Wasserstoffs zu Zeiten niedriger EE-Einspeisung könnten beispielsweise kritische Dunkelflauten im Winter kompensiert werden.

Da diese Art der Stromspeicherung zwei stark verlustbehaftete Umwandschritte umfasst, ist die Produktion ausschließlich bei enorm niedrigen Strompreisen lukrativ und sinnvoll. Es wird davon ausgegangen, dass synthetischer Wasserstoff zur Stromspeicherung frühestens gegen 2040 großkommerziell genutzt werden kann, wie Simulationsergebnisse im Projekt Dynamis zeigen /FFE-11 18/. Daher wird die Relevanz der Komponente als sehr gering eingestuft. Nur für die bestmögliche Entwicklung wird eine Vorstufe der kommerziellen Nutzung von Wasserstoff zu Stromspeicherzwecken angenommen.

Es ist sehr wahrscheinlich, dass Wasserstoff erst nach 2030 eine nennenswerte Relevanz für das Stromsystem besitzen wird.

Entwicklungsrahmen	Umsetzung nach Plan	Bestmögliche Entwicklung		Schlechteste Entwicklung	
		2025	2030	2025	2030
Beschreibung	Keine H <sub>2</sub> -Speicherung zur Rückverstromung	Einzelne H <sub>2</sub> -Pilot-Projekte zur Rückverstromung		Keine H <sub>2</sub> -Speicherung zur Rückverstromung	
Relevanz für NB	sehr gering	sehr gering		sehr gering	

<sup>1</sup> Basierend auf Parametern und Simulationsergebnissen aus /FFE-11 18/

## A2. Methodisches Vorgehen

Das Vorgehen zum Anfertigen des wissenschaftlichen Gutachtens wird nachfolgend im Detail beschrieben. In einem ersten Teil wird die methodische Herangehensweise zur Erstellung der Simulationsergebnisse beschrieben. In einem zweiten Teil folgt die Darstellung der unterschiedlichen Entwicklungspfade basierend auf unterschiedlich ausgeprägten energiewirtschaftlichen Entwicklungskomponenten. An dieser Stelle sei darauf verwiesen, dass sich das für diese Studie gewählte methodische Vorgehen klar von der Methodik zum Erstellen eines Energiekonzepts unterscheidet.

### A2.1 Abbilden der heutigen und zukünftigen Situation in Niederbayern

---

Sowohl die in Kapitel 1 dargestellten Graphen zum Status Quo als auch die Abbildungen zur zukünftigen Entwicklung im Szenario einer „Umsetzung nach Plan“ basieren auf Simulationsergebnissen der FfE aus vorangegangenen Forschungsprojekten. Methodisch unterscheidet sich die Darstellung des Status Quo dabei kaum von der Darstellung 2025 und 2030.

In diesem Kapitel wird das Vorgehen beschrieben, wie installierte Leistung, stundenscharfe Erzeugungs- und Verbrauchslastgänge sowie die Strommengen für den Ist-Zustand und die Stützjahre bei einer „Umsetzung nach Plan“ erzeugt werden. Für die Ergebnisse im Szenario einer „Umsetzung nach Plan“ werden Elemente der folgenden bestehenden Szenarien verwendet, um aktuelle Eingangsdaten mit gleichzeitig hohem Detaillierungsgrad zu nutzen:

- Die Entwurfsversion des Netzentwicklungsplans (NEP) /ÜNB-02 18/ angepasst durch die Empfehlungen der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung zum Kohleausstieg /BMWi-04 19/,
- Die Energierferenzprognose (ERP) des BMWi /BMWi-01 14/,
- Der Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2018 der ENTSO-E /ENTSOE-01 18/ zur Abbildung der Nachbarregionen.

Die Rahmenbedingungen des Szenarios einer „Umsetzung nach Plan“ setzen sich aus verschiedenen Elementen bestehender Szenarien zusammen.

Die nachfolgend beschriebenen Elemente des Stromsystems werden für die jeweiligen Jahre bestimmt und einander entgegengestellt. Alle verwendeten Daten wurden entweder aus der FfE-Datenbank oder aus bestehenden ISAAr-Simulationsergebnissen bezogen. Das an der FfE entwickelte Fundamentalmodell „ISAAr“ (Integriertes Simulationsmodell zur Anlageneinsatz- und -ausbauplanung mit Regionalisierung) ermöglicht die Simulation des deutschen Elektrizitätssektors für energiewirtschaftliche Szenarien unter Verwendung einer linearen Optimierung /FFE-54 16/. Das Modell umfasst relevante Erzeuger, Verbraucher, Speicher sowie regionale und europäische Kopplungen. Mit Hilfe von ISAAr-Simulationen können grundsätzliche Trends der Energieversorgungsstruktur und gesamtdeutsche Entwicklungen abgebildet werden.

Extremsituationen, in denen weder PV- noch Winderzeugung für einen längeren Zeitraum zur Verfügung steht, werden ebenso wenig wie disruptive Technologiewechsel betrachtet. Typische Sommer- und Winterwochen resultieren aus einer Auswertung des Ist-Zustands. Importe und Exporte aus dem Bezirk ergeben sich aus der Gegenüberstellung von Erzeugung und Verbrauch in den beschriebenen Bilanzgrenzen. Für die Simulation von Stromimporten und -exporten über die deutschen Landesgrenzen hinaus wurden die dem Markt zum Handel zwischen zwei Marktzone zur Verfügung stehenden Übertragungskapazitäten basierend auf /ENTSOE-02 01/ genutzt.

## Installierte Leistung

Die installierten Leistungen stammen aus unterschiedlichen Datenquellen und Referenz-Prognosen.

Eine Gruppe der wichtigsten Eingangsparameter sind die anlagenspezifischen installierten Leistungen. Für den Ist-Zustand liefert die Bundesnetzagentur (BNetzA) eine Kraftwerksliste mit den neuesten Daten zur installierten Leistung /BNETZA-17 19/, die in der FfE-internen Datenbank durch Kraftwerksdaten des Umweltbundesamtes /UBA-10 18/ ergänzt und aufbereitet wird. Durch die blockscharfen Daten kann jede Erzeugungseinheit punktgenau verortet werden.

Zur Darstellung der zukünftigen Entwicklung der zur Verfügung stehenden Erzeugungskapazitäten (konventionell und erneuerbare) werden Szenarien der Referenzprognose des BMWi /BMW-01 14/ und des Netzentwicklungsplans (NEP) /ÜNB-02 18/ zu sogenannten Mantelzahlen für die Stützjahre kombiniert. Dabei werden auch die Empfehlungen der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung („Kohlekommission“) /BMW-04 19/ berücksichtigt. Im Modell werden Außerbetriebsetzung bzw. Inbetriebnahme einzelner konventioneller Kraftwerksblöcke mit abgebildet. Industriekraftwerke werden gemäß ihrem Betriebsanreiz modelliert. Die regionale Verortung der konventionellen Erzeuger erfolgt durch die oben beschriebenen blockscharfen Datenquellen.

Für erneuerbare Energien wird ein abgewandelter Ansatz zur Verortung verfolgt. Die im NEP prognostizierten installierten EE-Leistungen werden mittels eines Regionalisierungs-Algorithmus anteilig auf alle deutschen Gemeinden verteilt /FFE-60 18/. Hierfür wird basierend auf den Standorten bestehender Anlagen, Geoanalysen, Wetterdaten und den lokalen Ausbauzielen ein regional differenzierter Ausbau verschiedener Anlagentypen modelliert.

## Gesicherte Leistung

Die gesicherte Leistung berechnet sich aus der mittleren Verfügbarkeit der einzelnen Energieträger.

Die gesicherte Leistung stellt das theoretische Minimum an verfügbarer Erzeuger-Leistung dar, mit der die Übertragungsnetzbetreiber kalkulieren. Sie entspricht also „der Leistung, die wirklich in das Netz eingespeist werden kann“ /ÜNB-05 14/. Dazu werden auf Basis statistischer Auswertungen mittlere Verfügbarkeiten je Energieträger berechnet, die Aspekte wie Revisionen, Ausfälle oder mangelnde Energieträger-Verfügbarkeit einschließen. Tabelle 3 fasst die hier relevanten Energieträger und deren mittlere Verfügbarkeiten zusammen.

Tabelle 3: Verfügbarkeit konventioneller (rechts) und erneuerbarer (links) Energieträger nach /DENA-01 10/, /UBA-07 09/, /ÜNB-05 14/

Energieträger	Verfügbarkeit	Energieträger	Verfügbarkeit
Öl	86 %	PV	0 %
Braunkohle	92 %	Windkraft	1 %
Steinkohle	86 %	Wasserkraft	25 %
Gas	86 %	Biomasse	88 %
Kernenergie	93 %		

Die dargestellten konventionellen Energieträger weisen durchweg hohe Verfügbarkeiten auf. Dementgegen ist bei den Erneuerbaren nur Biomasse im Mittel ähnlich häufig verfügbar. Auffällig ist vor allem, dass die beiden für die Energiewende als am relevantesten eingestuften EE-Energieträger PV und Windkraft keine bzw. sehr geringe Verfügbarkeiten zugewiesen bekommen. Der Grund dafür ist, dass die Netzbetreiber bei ihren Berechnungen kein Versorgungsrisiko eingehen möchten, da PV und Wind stark wetterabhängig und somit schwer prognostizierbar sind.



Für die Darstellungen in diesem Gutachten ergibt sich die gesicherte Leistung aus dem Produkt von mittlerer Verfügbarkeit je Energieträger und installierter Leistung je Anlagentyp. Da die installierte Leistung bereits regionalisiert ist, liegt auch die gesicherte Leistung aufgelöst auf Gemeindeebene vor und lässt sich für den Bezirk Niederbayern darstellen.

### Erzeugungsgang

Um von den allgemeinen Kraftwerksdaten auf stundenscharfe Erzeugungsgänge zu schließen, kommt das Fundamentalmodell ISAAr für die Bestimmung konventioneller Kraftwerksgänge zum Einsatz. Dabei werden unter anderem die ermittelten installierten Leistungen konventioneller Erzeuger verwendet. Für die entsprechenden Stützjahre optimiert das Modell die Einsatzplanung der Anlagen zur Minimierung der Systemkosten. Als Simulationsergebnis ergibt sich die kraftwerksscharfe elektrische Erzeuger-Leistung je Stunde.

Stundenscharfe Erzeugungsgänge für EE-Anlagen werden anhand bekannter Daten für ein Wetterjahr erzeugt, für konventionelle Kraftwerke werden die Erzeugungsgänge simuliert.

Aufgrund der Komplexität des Modells und der Ergebnisinterpretation und Aufbereitung wurde in diesem Gutachten auf bereits erstellte Ergebnisse zurückgegriffen. Zur Auswertung der Daten auf Gemeindeebene wurden die konventionellen Kraftwerke im Bezirk einzeln identifiziert und den simulierten Lastgängen zugewiesen.

Das Erstellen der Erneuerbaren Erzeugungsgänge basiert abgesehen von Biomasse nicht auf Modellsimulationen sondern auf Basis von Wetterdaten. Da EE-Anlagen Einspeisevorrang haben, können die Erzeugungsgänge mittels technischer Parameter, der installierten, regionalisierten Leistung und regionalisierten Wetterdaten erzeugt werden. Lediglich Biomasse wird wie ein konventioneller Energieträger behandelt. Für alle Erzeugungsgänge werden Wetterdaten von 2012 verwendet, da es sich hierbei um ein typisches, durchschnittliches Wetterjahr handelt.

Je Energieträger lässt sich der stundenscharfe Erzeugungsgang über das Jahr summieren, wodurch sich die jährliche Erzeugungsmenge ergibt. Dieses Vorgehen ist von der kleinsten bis zur größten Ebene (Gemeinde bis Bund) möglich.

### Stromverbrauch und Verbrauchslastgang

Verbrauchsseitig wird bei den Ergebnissen je Endenergiesektor (Verkehr, Industrie, private Haushalte, GHD/ Gewerbe, Handel und Dienstleistungen) unterschieden. Dabei wird je Sektor der absolute jährliche Strombedarf basierend auf den BMWi-Energiedaten /BMW-03 18/ und der Referenzprognose des BMWi /BMW-01 14/ ermittelt. Die resultierenden vier Mantelzahlen dienen als Eingangsparameter für die vier an der FfE entwickelten Sektormodellen. Die individuell verschiedenen Modelle errechnen je einen sektorspezifischen Verbrauchslastgang für die entsprechenden Jahre. Die Regionalisierungsmethodik der FfE ermöglicht anschließend eine Unterscheidung der Lastgänge auf Landkreisebene.

Der stundenscharfe Stromverbrauch ergibt sich aus den FfE-Sektormodellen.

Für die Auswertung im Bezirk wurden die Simulationsergebnisse des Stromverbrauchs über alle Landkreise Niederbayerns und alle Sektoren hinweg summiert. Die Spitzenlast ergibt sich aus dem Maximum des jeweiligen Jahres.

## A2.2 Erstellen von relevanten Entwicklungspfaden

---

Das Erstellen verschiedener Entwicklungspfade dient der Analyse der Unsicherheiten, die der zeitlichen Entwicklung der Situation im Bezirk und des Stromsystems im Allgemeinen innewohnen. Dabei sind weder alle Komponenten des Energiesystems Unsicherheiten unterworfen, noch lässt sich die Entwicklung einer Komponente in die eine Richtung

zwangsläufig mit der Entwicklung einer anderen Komponente in die andere Richtung vereinen. Es bedarf demnach einer hohen Konsistenz und Realitätsnähe der Entwicklungspfade, weswegen ein methodisch klar definiertes Vorgehen gewählt wird.

Zu Beginn des Prozesses der Entwicklungspfad-Erstellung steht die Überlegung, wie viele Pfade von Nöten sind, um die volle Spannbreite der möglichen Unsicherheiten abzudecken. Im Prozessverlauf hat sich herauskristallisiert, dass der Referenzfall einer „Umsetzung nach Plan“ im Bereich einer gesicherten Stromversorgung einzuordnen ist. Die Aussagekraft einer in Bezug auf die Versorgungssicherheit noch positiveren Entwicklung ist damit sehr gering. Aus diesem Grund wurde von einem solchen Entwicklungspfad in der Aufbereitung der Ergebnisse abgesehen.

Um jedoch pessimistischere Entwicklungsmöglichkeiten als den Referenzfall abzudecken, wird es als sinnvoll erachtet, zwei zusätzliche Entwicklungspfade zu betrachten. Dadurch dass einer der Pfade die pessimistische, von Kritikern als wahrscheinlich betitelte Entwicklung abdeckt und der andere Pfad die unter den Anforderungen der Konsistenz und Realitätsnähe negativsten Entwicklungstrends bedient, kann die Situation im Bezirk bis 2030 mit insgesamt drei Entwicklungspfaden vollumfänglich beurteilt werden.

Generell erfolgt die Entwicklung der Pfade, die mögliche Unsicherheiten beschreiben sollen, auf dieselbe Art wie die Entwicklung des Referenzfalls einer „Umsetzung nach Plan“. Für jeden Pfad wird jede der in Anhang A1 beschriebenen Entwicklungskomponenten für die Stützjahre 2025 und 2030 eindeutig definiert und beschrieben. Die Entwicklung der Komponenten kann dabei unterschiedlich stark oder schwach ausgeprägt sein. Um aus der Kombination der Einzelkomponenten einen konsistenten Entwicklungspfad zu erhalten, der in der Folge auch eindeutig bewertbar und mit anderen Pfaden vergleichbar ist, werden sogenannte Deskriptoren in den Erstellungsprozess eingebunden.

#### A2.2.1 Definieren von Deskriptoren der Versorgungssicherheit

Bei den Deskriptoren der Versorgungssicherheit handelt es sich um Elemente des Stromsystems, die der einheitlichen qualitativen Beurteilung unterschiedlicher Entwicklungen im Kontext der Versorgungssicherheit dienen. Dabei muss nicht jede spezifische Entwicklung durch jeden Deskriptor beurteilbar sein. Der Anspruch ist vielmehr, hinreichend viele Deskriptoren zu definieren, um alle *relevanten Entwicklungen* durch einen der Deskriptoren in den jeweiligen Kontext einordnen zu können. Dabei stellen die *relevanten Entwicklungen* die über die Zeit unterschiedlich ausgeprägten Entwicklungskomponenten dar. Für den vorliegenden Fall der Analyse der Versorgungssicherheit in Niederbayern sind drei Deskriptoren zur Beschreibung der 18 Entwicklungskomponenten ausreichend.

Um eine einheitliche Beurteilung unterschiedlicher Entwicklungen durch die Deskriptoren zu gewährleisten, muss jeder Deskriptor mit dem Kontext der Versorgungssicherheit verknüpft werden. Dazu werden zwei Aspekte, die je eine Verbindung der einzelnen Deskriptoren zur Situation der Stromversorgung im Bezirk herstellen, identifiziert und über eine qualitative Beurteilungsskala definiert:

- Zum einen wird der Einfluss des Deskriptors auf die Versorgungssicherheit im Bezirk beurteilt. Dabei kann der Einfluss von *positiv* über *leicht positiv*, *kein Einfluss*, *leicht negativ* bis *negativ* variieren.
- Zum anderen wird die Relevanz des Deskriptors bei der jeweiligen Ausprägung der Komponente für eine gesicherte Stromversorgung im Bezirk eingeordnet, wobei diese von *sehr gering* über *gering*, *mittel*, *groß* bis hin zu *sehr groß* beurteilt werden kann.

Zur Analyse der möglichen Unsicherheiten mit Negativ-effekt auf die Versorgungssicherheit sind drei Entwicklungspfade ausreichend.

Die in diesem Gutachten gewählten drei Deskriptoren sind in der untenstehenden Tabelle abgebildet und definiert. Das an die Definition der Deskriptoren anschließende Vorgehen zum Einordnen der einzelnen Entwicklungskomponenten durch die Deskriptoren läuft wie folgt ab:

- A. Je Entwicklungskomponente wird festgelegt, welche der Deskriptoren die Ausprägung der Komponente beurteilen und welche Deskriptoren unabhängig von der Komponente sind und keinen Einfluss auf die Versorgungssicherheit besitzen.
- B. Für jede Entwicklungspfadspezifische Ausprägung der Entwicklungskomponente wird der Einfluss auf die Versorgungssicherheit durch die identifizierten relevanten Deskriptoren mittels der genannten Beurteilungsskala bewertet.
- C. Die Relevanz für den Bezirk ergibt sich aus den Einzeleinflüssen der Deskriptoren in Kombination mit der generellen Relevanz der Ausprägung der Entwicklungskomponente im Kontext des Entwicklungspfades.

Die Deskriptoren dienen der einheitlichen Beurteilung des Einflusses und der Relevanz einzelner Entwicklungen je Entwicklungspfad.

Tabelle 4: Definition und Beurteilungsaspekte der gewählten Deskriptoren

Deskriptoren	Definition	Einfluss	Relevanz
Verbraucher-Last	Entspricht der elektrischen Last im Bezirk im kritischen Zeitintervall.	von <b>positiv</b> Verringerung der Last im Bezirk zu kritischen Zeiten	von sehr gering bis sehr groß
		bis <b>negativ</b> Ansteigende Last im Bezirk zu kritischen Zeiten	
Erzeuger-Leistung intern	Entspricht der gesicherten elektrische Leistung im Bezirk im kritischen Zeitintervall.	von <b>positiv</b> Steigende Verfügbarkeit an elektrischer Leistung im Bezirk zu kritischen Zeiten	von sehr gering bis sehr groß
		bis <b>negativ</b> Abnahme der im Bezirk zu kritischen Zeiten verfügbaren elektrischen Leistung	
Erzeuger-Leistung extern	Entspricht der gesicherten Leistung außerhalb des Bezirks, die im kritischen Zeitintervall transportierbar ist.	von <b>positiv</b> Erhöhte gesicherte Leistung, die zu kritischen Zeiten in den Bezirk transportiert werden kann	von sehr gering bis sehr groß
		bis <b>negativ</b> Verringerte gesicherte Leistung, die zu kritischen Zeiten in den Bezirk transportiert werden kann	

Das beschriebene strukturierte Vorgehen zur Beurteilung von Einfluss und Relevanz der Entwicklungskomponenten je Entwicklungspfad sorgt für ein besseres Verständnis der Entwicklungen bei gleichzeitig hoher Vergleichbarkeit der einzelnen Pfade.

#### A2.2.2. Kombinieren der Entwicklungskomponenten zu konsistenten Pfaden

Um die relevantesten Facetten der pfadspezifischen zukünftigen Situation zu erfassen, werden die Entwicklungskomponenten für die Stützjahre 2025 und 2030 beschrieben und anhand der Deskriptoren bezüglich ihres Einflusses auf die Versorgungssicherheit im Bezirk und ihrer Relevanz innerhalb des Entwicklungspfades eingeordnet.

Beginnend mit dem Referenzfall einer „Umsetzung nach Plan“ stellt Tabelle 5 die methodische Beschreibung der Entwicklung bis 2030 dar. Keine nennenswerte Relevanz besitzen in diesem Fall die Komponenten Verteilnetz-Ausbau, Elektrifizierung der Industrie, industrielles Lastmanagement, Strompreiszonen, CO<sub>2</sub>-Bepreisung, Wasserstoff als Energiespeicher, 10H-Regelung, Regionalisierter EE-Ausbau und besondere netztechnische Betriebsmittel. Die Beurteilung durch die Deskriptoren stimmt mit den in Kapitel 2 dargelegten Simulationsergebnissen überein, sodass auch das Fazit einer gesicherten Versorgungssicherheit identisch ist.

Der Referenzfall einer „Umsetzung nach Plan“ ist vor allem durch zunehmende transportierbare Leistung aus dem Ausland und geringere gesicherte Last im Bezirk definiert.

Analog zum Referenzfall wird in Tabelle 6 der Entwicklungspfad der langsamen Projektumsetzungen methodisch dargestellt. Sehr geringe Relevanz besitzen hier die Komponenten Verteilnetz-Ausbau, industrielles Lastmanagement, Strompreiszonen, CO<sub>2</sub>-Bepreisung, Wasserstoff als Energiespeicher, 10H-Regelung, Regionalisierter EE-Ausbau und besondere netztechnische Betriebsmittel.

Das Fazit für den Pfad der langsamen Projektumsetzungen fällt generell negativer als das Fazit des Referenzfalls aus. Insbesondere der durch die Deskriptoren beschriebene positive Einfluss der Komponenten Übertragungsnetzausbau, Strommarkt-Kopplung und Kraftwerksneubau wird gemindert und sorgt aufgrund der großen individuellen Relevanz der Komponenten für eine pessimistischere Prognose bis 2030. Dennoch fällt die abschließende Beurteilung der Versorgungssicherheit im Bezirk als tendenziell unkritisch aus, da Stromtransport und gesicherte Leistung im direkten Vergleich mit der Referenz nicht übermäßig reduziert sind.

In Tabelle 7 wird abschließend der Entwicklungspfad der dominanten Hardliner durch die Deskriptoren aufbereitet. Die Komponenten industrielles Lastmanagement, Strompreis, Strompreiszonen, Batteriespeicher, Smart Meter Rollout, Wasserstoff als Energiespeicher, 10H-Regelung, Regionalisierter EE-Ausbau und besondere netztechnische Betriebsmittel sind für diesen Pfad mit sehr geringer Relevanz beurteilt.

Im Vergleich zum Referenzfall gestaltet sich das Fazit hier deutlich negativer, da insbesondere den Komponenten mit großer und sehr großer Relevanz geringere positive oder stärker negative Einflüsse zugewiesen werden. Durch den nicht fertiggestellten Übertragungsnetzausbau und die begrenzte Strommarkt-Kopplung ist die transportierbare Strommenge nicht nur im Vergleich zum Referenzfall sondern auch im Vergleich zum Pfad der langsamen Projektumsetzungen für das kritische Jahr 2025 signifikant reduziert. Gleichzeitig sinkt die gesicherte Leistung insbesondere durch den vorgezogenen Kohleausstieg in Deutschland im Vergleich zu den anderen Pfaden nochmals erheblich ab. Es ist demnach fraglich, ob in dieser pessimistischsten Entwicklungsstufe noch von einer gesicherten Stromversorgung in Niederbayern im kritischen Zeitintervall ausgegangen werden kann. Aufgrund dieser Beobachtung wurden die in Kapitel 4 formulierten Handlungsempfehlungen für Politik und Gewerbe hergeleitet.

Tabelle 5: Beschreibung der Entwicklungen im Referenzfall einer „Umsetzung nach Plan“

Entwicklungs-Komponenten	Beschreibung	Einfluss auf die Versorgungssicherheit			Relevanz für den Bezirk
		Verbraucher-Last	Erzeuger-Leistung intern	Erzeuger-Leistung extern	
Kernenergie-ausstieg	Isar 2 und alle weiteren Kernkraftwerke werden bis Ende 2022 abgeschaltet	Kein Einfluss	<b>Negativ</b> , da 1.410 MW installierte Leistung im Bezirk abgeschaltet werden	<b>Negativ</b> , da 8,1 GW installierte Leistung abgeschaltet werden	sehr groß
Übertra-gungs-netzausbau	Alle relevanten Netzausbauprojekte werden wie geplant bis 2025 fertig gestellt	Kein Einfluss	Kein Einfluss	<b>Positiv</b> , da ab 2025 insg. 12 GW zusätzliche Netzleistung zur Verfügung stehen	sehr groß
Strommarkt-Kopplung	Ausweitung der grenzüberschreitenden Handelskapazitäten, wie durch die EU vorgeschrieben	Kein Einfluss	Kein Einfluss	<b>Positiv</b> , da ab 2025 70 % der thermischen Grenzkapazitäten genutzt werden können	groß

Für den Pfad der langsamen Projektumsetzungen fällt insbesondere der Anteil an transportierbarer, gesicherter Leistung geringer aus als im Referenzfall.

Durch die Mischung aus negativen Entwicklungstrends reduziert sich die transportierbare gesicherte Leistung so stark, dass für den Pfad der dominanten Hardliner nicht mehr von einer unkritischen Versorgungssituation im Bezirk ausgegangen wird.

Kraftwerksneubau	Fossile Erzeuger werden im moderaten Umfang durch Marktanreize neugebaut und teilweise in Bayern verortet	Kein Einfluss	Kein Einfluss	<b>Positiv</b> , da bis 2025 9 GW und bis 2030 16 GW Leistung neu installiert werden	groß
Kohleausstieg	Rückbau wie von der Kohlekommission beschlossen, in Bayern geht München Nord bis 2030 vom Netz	Kein Einfluss	Kein Einfluss	<b>Negativ</b> , da bis 2025 21 GW und bis 2030 28 GW installierte Leistung abgeschaltet sind	groß
Batteriespeicher	Kontinuierlicher Zubau von Kleinbatteriespeichern und moderater Zubau von Großbatteriespeichern.	<b>Leicht positiv</b> , da bis 2025 ca. 75 MW und bis 2030 ca. 140 MW flexible Leistung durch Kleinbatteriespeicher im Bezirk installiert ist	<b>Leicht positiv</b> , da bis 2025 15 MW und bis 2030 22 MW flexible Leistung durch Großbatteriespeicher im Bezirk installiert ist	Kein Einfluss	gering
Elektromobilität und gesteuertes Laden	Moderate Durchdringung von Elektro-PKWs (1,1 Mio. 2025, 1,8 Mio. 2030), teilweise gesteuertes Laden bis 2025, größtenteils gesteuertes Laden bis 2030.	<b>Leicht negativ</b> , da 2025 ca. 10.000 und 2030 ca. 4.000 Elektro-PKWs ohne gesteuertes Laden den Stromverbrauch im Bezirk zu kritischen Zeiten erhöhen	Kein Einfluss	Kein Einfluss	gering
Smart Meter Rollout	Planmäßiger Smart Meter Rollout bis 2030, moderater Fortschritt bis 2025, iMSys-Rollout 2028 abgeschlossen.	<b>Leicht positiv</b> , da 2025 ca. 125 MW und 2030 ca. 270 MW an Last im Bezirk flexibilisierbar sind	Kein Einfluss	Kein Einfluss	gering
Strompreis	Börsenpreis-Anstieg wie prognostiziert bei grundlegend gleichbleibender Preisstruktur.	Kein Einfluss	Kein Einfluss	<b>Leicht positiv</b> , da durch den Preisanstieg bis 2025 1,2 GW und bis 2030 0,8 GW fossile Leistung am Netz bleiben	gering
10H-Regelung	Die Abstandsregelung für Windanlagen bleibt wie gehabt in Bayern in Kraft.	Kein Einfluss	Kein Einfluss	Kein Einfluss	sehr gering
Regionalisierter EE-Ausbau	Regionalisierte Verortung des EE-Zubaus so, wie im NEP 2019 definiert (PV vermehrt in Bayern).	Kein Einfluss	<b>Leicht positiv</b> , da ein verhältnismäßig starker EE-Ausbau im Bezirk verortet ist	Kein Einfluss	sehr gering
Industrielles Lastmanagement	Moderate Erschließung von schaltbaren Verbrauchern in der Industrie.	<b>Leicht positiv</b> , da hebbare Potenziale im Bezirk vor allem nach 2025 erschlossen werden	Kein Einfluss	Kein Einfluss	sehr gering
Elektrifizierung der Industrie	Geringe Elektrifizierung der Wärmebereitstellung bei hoher Effizienzsteigerung.	<b>Leicht negativ</b> , da zusätzliche Last der Elektrifizierung den Positiveffekt der Effizienzsteigerung mindert	Kein Einfluss	Kein Einfluss	sehr gering
Verteilnetzausbau	Alle im Bau befindlichen, geplanten und konkretisierten Leitungen werden fristgerecht fertig gestellt	Kein Einfluss	<b>Leicht positiv</b> , da 1.756 MW zusätzliche Netzleistung im Bezirk realisiert werden	Kein Einfluss	sehr gering
CO <sub>2</sub> -Bepreisung	CO <sub>2</sub> -Zertifikatskosten steigen kontinuierlich im prognostizierten Rahmen	Kein Einfluss	Kein Einfluss	Kein Einfluss	sehr gering
Strompreiszonen	Beibehalten einer deutschen Gebotszone	Kein Einfluss	Kein Einfluss	Kein Einfluss	sehr gering

Wasserstoff als Speicher	Keine kommerzielle H <sub>2</sub> -Speicherung zur Rückverstromung	Kein Einfluss	Kein Einfluss	Kein Einfluss	sehr gering
Besondere netz-technische Betriebsmittel	Anlagen werden lediglich in Notfallsituation zur Netzstabilisierung und nicht zum Erhalt der Versorgungssicherheit genutzt	Kein Einfluss	Kein Einfluss	Kein Einfluss	sehr gering
Fazit	Durch den schnellen Übertragungsnetzausbau und die europäische Strommarkt-Kopplung ist die Stromversorgung im Bezirk mittels Stromimporte im kritischen Zeitintervall gesichert.	Die Last im Bezirk nimmt zukünftig zu kritischen Zeiten leicht ab.	Die im Bezirk erzeugte, gesicherte Leistung nimmt stark ab.	Die transportierbare, gesicherte Leistung aus dem Rest Deutschlands nimmt ab, die aus dem Ausland transportierbare Leistung nimmt zu.	un-kritisch

Tabelle 6: Beschreibung des Entwicklungspfad der langsamen Projektumsetzungen

Entwicklungs-Komponenten	Beschreibung	Einfluss auf die Versorgungssicherheit			Relevanz für den Bezirk
		Verbraucher-Last	Erzeuger-Leistung intern	Erzeuger-Leistung extern	
Kernenergie-ausstieg	Isar 2 und alle weiteren Kernkraftwerke werden bis Ende 2022 abgeschaltet	Kein Einfluss	<b>Negativ</b> , da 1.410 MW installierte Leistung im Bezirk abgeschaltet werden	<b>Negativ</b> , da 8,1 GW installierte Leistung abgeschaltet werden	sehr groß
Übertra-gungs-netzausbau	Teilprojekte des Übertragungsnetzausbaus sind bis 2025 noch nicht abgeschlossen, bis spätestens 2030 sind jedoch alle Ausbauprojekte fertiggestellt	Kein Einfluss	Kein Einfluss	<b>Leicht positiv</b> , da die 12 GW zusätzliche Netzleistung ab 2030 zur Verfügung stehen und 2025 bereits teilweise vorhanden sind	sehr groß
Strommarkt-Kopplung	Zwar können die grenzüberschreitenden Handelskapazitäten trotz langsamen Netzausbaus erweitert werden, allerdings in ähnlich langsamer Ausbaugeschwindigkeit	Kein Einfluss	Kein Einfluss	<b>Leicht positiv</b> , da Importkapazitäten bis 2025 sehr langsam und ab 2025 leicht beschleunigt ausgeweitet werden	groß
Kraftwerks-neubau	Wenige fossile Erzeuger werden durch Marktanreize neugebaut, wobei ein Teil der Kraftwerke in Bayern verortet wird	Kein Einfluss	Kein Einfluss	<b>Leicht positiv</b> , da bis 2025 6 GW und bis 2030 10 GW Leistung neu installiert werden	groß
Kohle-ausstieg	Rückbau generell wie durch die Kohlekommission beschlossen, wobei einzelne Kraftwerke durch Bürgerentscheide und ähnliches früher vom Netz gehen	Kein Einfluss	Kein Einfluss	<b>Negativ</b> , da bis 2025 22 GW und bis 2030 30 GW installierte Leistung abgeschaltet sind	sehr groß
Batterie-speicher	Langsamer Zubau von Kleinbatteriespeichern sowie von Großbatteriespeichern	<b>Leicht positiv</b> , da bis 2025 ca. 60 MW und bis 2030 ca. 100 MW flexible Leistung im Bezirk installiert ist	<b>Leicht positiv</b> , da bis 2025 12 MW und bis 2030 16 MW flexible Leistung im Bezirk installiert ist	Kein Einfluss	gering

Elektromobilität und gesteuertes Laden	Durchdringung von Elektro-PKWs beschleunigt (1,5 Mio. 2025, 2,5 Mio. 2030), wenig gesteuertes Laden bis 2025, häufig gesteuertes Laden bis 2030	<b>Leicht negativ</b> , da 2025 ca. 16.000 und 2030 ca. 12.000 Elektro-PKWs ohne gesteuertes Laden den Stromverbrauch im Bezirk zu kritischen Zeiten erhöhen	Kein Einfluss	Kein Einfluss	gering
Smart Meter Rollout	Langsam anlaufender Smart Meter Rollout, bis 2025 sind wenige, bis 2030 ein Großteil der verpflichtenden iMSys installiert	<b>Leicht positiv</b> , da 2025 ca. 60 MW und 2030 ca. 180 MW an Last im Bezirk flexibilisierbar sind	Kein Einfluss	Kein Einfluss	gering
Strompreis	Börsenpreis-Anstieg geringer als prognostiziert bei grundlegend gleichbleibender Preisstruktur	Kein Einfluss	Kein Einfluss	<b>Leicht positiv</b> , da durch den Preisanstieg bis 2025 0,8 GW und bis 2030 0,4 GW fossile Kraftwerksleistung am Netz bleiben	gering
10H-Regelung	Die Abstandsregelung für Windanlagen bleibt wie gehabt in Bayern in Kraft	Kein Einfluss	Kein Einfluss	Kein Einfluss	sehr gering
Regionalisierter EE-Ausbau	Regionalisierte Verortung des EE-Zubaus so, wie im NEP 2019 definiert (PV vermehrt in Bayern)	Kein Einfluss	<b>Leicht positiv</b> , da ein verhältnismäßig starker EE-Ausbau im Bezirk verortet ist	Kein Einfluss	sehr gering
Industrielles Lastmanagement	Geringe Erschließung von schaltbaren Verbrauchern in der Industrie	<b>Leicht positiv</b> , da leicht hebbare Potenziale zur Last-Flexibilisierung im Bezirk langsam erschlossen werden	Kein Einfluss	Kein Einfluss	sehr gering
Elektrifizierung der Industrie	Moderate Elektrifizierung der industriellen Wärmebereitstellung bei gleichzeitig geringer Effizienzsteigerung	<b>Leicht negativ</b> , da die durch Elektrifizierung erhöhte Last den leichten Positiveffekt der Effizienzsteigerung verringert	Kein Einfluss	Kein Einfluss	gering
Verteilnetzausbau	Im Bau befindlichen Leitungen werden teilweise leicht verspätet, alle weiteren geplante oder in der Planung befindlichen Leitungen spätestens bis 2030 fertig gestellt	Kein Einfluss	<b>Leicht positiv</b> , da bis 2025 Zweidrittel und bis 2030 alle 1.756 MW zusätzlichen Netzleistung im Bezirk realisiert werden	Kein Einfluss	sehr gering
CO <sub>2</sub> -Bepreisung	CO <sub>2</sub> -Zertifikatskosten steigen etwas stärker an als prognostiziert	Kein Einfluss	Kein Einfluss	<b>Leicht negativ</b> , da durch den Preisanstieg nach 2025 ein geringer Teil der fossilen Erzeugung unwirtschaftlich wird	sehr gering
Strompreiszonen	Beibehalten einer deutschen Gebotszone	Kein Einfluss	Kein Einfluss	Kein Einfluss	sehr gering
Wasserstoff als Speicher	Keine kommerzielle H <sub>2</sub> -Speicherung zur Rückverstromung	Kein Einfluss	Kein Einfluss	Kein Einfluss	sehr gering
Besondere netztechnische Betriebsmittel	Anlagen werden lediglich in Notfallsituation zur Netzstabilisierung und nicht zum Erhalt der Versorgungssicherheit genutzt	Kein Einfluss	Kein Einfluss	Kein Einfluss	sehr gering

<b>Fazit</b>	Der Ausstieg aus der fossilen Stromerzeugung kann in Verbindung mit dem verzögerten Übertragungsnetzausbau die Versorgungssicherheit im Bezirk zu kritischen Zeiten gefährden, wobei die Ausweitung der grenzüberschreitenden Importkapazitäten einen Versorgungsengpass unter Umständen verhindern könnte.	Die Last im Bezirk nimmt zukünftig zu kritischen Zeiten marginal zu.	Die im Bezirk erzeugte, gesicherte Leistung nimmt stark ab. Trotz langsamem Verteilnetzausbau ist die Netzkapazität im Bezirk ausreichend.	Im Rest Deutschlands nimmt die gesicherte Leistung stark ab, die Transportierbarkeit steigt bis 2025 nicht so stark wie angenommen. Die aus dem Ausland beziehbare Leistung nimmt etwas weniger stark zu als erwartet.	tendenziell unkritisch
--------------	---	--	--	--	------------------------

Tabelle 7: Beschreibung des Entwicklungspfad der dominanten Hardliner

Entwicklungs-Komponenten	Beschreibung	Einfluss auf die Versorgungssicherheit			Relevanz für den Bezirk
		Verbraucher-Last	Erzeuger-Leistung intern	Erzeuger-Leistung extern	
Kernenergie-ausstieg	Isar 2 und alle weiteren Kernkraftwerke werden bis Ende 2022 abgeschaltet	Kein Einfluss	<b>Negativ</b> , da 1.410 MW installierte Leistung im Bezirk abgeschaltet werden	<b>Negativ</b> , da 8,1 GW installierte Leistung abgeschaltet werden	sehr groß
Übertragungs-netzausbau	Bis 2025 kann nur ein kleiner Teil der relevanten Ausbauprojekte abgeschlossen werden, 2030 ist ein Großteil – aber nicht alle Projekte - abgeschlossen	Kein Einfluss	Kein Einfluss	<b>Leicht negativ</b> , da zusätzliche Netzleistung nicht der für den Stromtransport in Deutschland ermittelten, notwendigen Gesamtleistung entspricht	sehr groß
Strommarkt-Kopplung	Aufgrund des unzureichenden Netzausbaus können grenzüberschreitende Handelskapazitäten nicht in dem Maße wie durch die EU verordnet ausgeweitet werden	Kein Einfluss	Kein Einfluss	<b>Leicht negativ</b> , da Importkapazitäten deutlich langsamer erweitert werden können, als durch die EU vorgesehen	sehr groß
Kraftwerks-neubau	Fossile Erzeuger werden nur selten durch Marktanreize neugebaut, wobei kaum ein Kraftwerk in Bayern verortet wird	Kein Einfluss	Kein Einfluss	<b>Leicht positiv</b> , da bis 2025 4 GW und bis 2030 8 GW Leistung neu installiert werden	mittel
Kohle-ausstieg	Stark beschleunigter Rückbau für einen vollständigen Kohleausstieg bis 2030	Kein Einfluss	Kein Einfluss	<b>Negativ</b> , da bis 2025 28 GW und bis 2030 45 GW installierte Leistung abgeschaltet sind	sehr groß
Batterie-speicher	Sehr langsamer Zubau von Kleinbatteriespeichern und nahezu kein Zubau von Großbatteriespeichern	<b>Leicht positiv</b> , da bis 2025 ca. 30 MW und bis 2030 ca. 60 MW flexible Leistung im Bezirk installiert ist	<b>Leicht positiv</b> , da bis 2025 10 MW und bis 2030 12 MW flexible Leistung im Bezirk installiert ist	Kein Einfluss	sehr gering
Elektro-mobilität und gesteuertes Laden	Schnelle Durchdringung von Elektro-PKWs (1,8 Mio. 2025, 4 Mio. 2030), kaum gesteuertes Laden bis 2025, teilweise gesteuertes Laden bis 2030	<b>Negativ</b> , da 2025 ca. 20.000 und 2030 ca. 36.000 Elektro-PKWs ohne gesteuertes Laden den Stromverbrauch im Bezirk zu kritischen Zeiten erhöhen	Kein Einfluss	Kein Einfluss	mittel



Smart Meter Rollout	Stockender Smart Meter Rollout, wobei bis 2025 sehr wenige und bis 2030 nur ein Teil der verpflichtenden iMSys installiert wurden	<b>Leicht positiv,</b> da 2025 ca. 15 MW und 2030 ca. 100 MW an Last im Bezirk flexibilisierbar sind	Kein Einfluss	Kein Einfluss	sehr gering
Strompreis	Nahezu kein Börsenpreis-Anstieg bei grundlegend gleichbleibender Preisstruktur	Kein Einfluss	Kein Einfluss	Kein Einfluss	sehr gering
10H-Regelung	Die Abstandsregelung für Windanlagen wird auf Gesamtdeutschland ausgeweitet	Kein Einfluss	Kein Einfluss	<b>Leicht negativ,</b> da deutlich weniger Windkraftanlagen zugebaut werden	sehr gering
Regionalisierter EE-Ausbau	Aufhebung der Bayerischen Mantelzahl zum EE-Zubau, sodass weniger EE-Anlagen im Bezirk und in Bayern verortet werden	Kein Einfluss	<b>Leicht negativ,</b> da der im Bezirk verortete EE-Zubau abnimmt	<b>Leicht negativ,</b> da der in Bayern verortete EE-Zubau abnimmt	sehr gering
Industrielles Lastmanagement	Nahezu keine zusätzliche Erschließung von schaltbaren Verbrauchern in der Industrie	Kein Einfluss	Kein Einfluss	Kein Einfluss	sehr gering
Elektrifizierung der Industrie	Hohes Maß an Elektrifizierung der industriellen Wärmebereitstellung bei gleichzeitig geringer Effizienzsteigerung	<b>Leicht negativ,</b> da die durch Elektrifizierung stark erhöhte Last den leichten Positiveffekt der Effizienzsteigerung stark verringert	Kein Einfluss	Kein Einfluss	gering
Verteilnetzausbau	Im Bau befindlichen Leitungen werden verspätet, geplante Leitungen nur teilweise und momentan in der Planung befindliche Leitungen bis 2030 kaum fertig gestellt	Kein Einfluss	<b>Leicht negativ,</b> da bis 2025 weniger als die Hälfte und bis 2030 nur drei Viertel der zusätzlichen Netzleistung im Bezirk realisiert wird	Kein Einfluss	gering
CO <sub>2</sub> -Bepreisung	CO <sub>2</sub> -Zertifikatskosten nehmen unerwartet schnell und stärker als prognostiziert zu	Kein Einfluss	Kein Einfluss	<b>Leicht negativ,</b> da insbesondere nach 2025 ein Teil der fossilen Erzeugung unwirtschaftlich wird	gering
Strompreiszonen	Beibehalten einer deutschen Gebotszone	Kein Einfluss	Kein Einfluss	Kein Einfluss	sehr gering
Wasserstoff als Speicher	Keine kommerzielle H <sub>2</sub> -Speicherung zur Rückverstromung	Kein Einfluss	Kein Einfluss	Kein Einfluss	sehr gering
Besondere netztechnische Betriebsmittel	Anlagen werden nur in absoluten Extremsituationen zum Erhalt der Versorgungssicherheit genutzt	Kein Einfluss	Kein Einfluss	Kein Einfluss	sehr gering
Fazit	Durch die Kombination aus schnellem Ausstieg aus der fossilen Stromerzeugung und langsamem Übertragungsnetzausbau kann es zu kritischen Engpässen im Bezirk bezüglich der notwendigen Stromimporte kommen, die auch nicht durch die lediglich mäßige europäische Strommarkt-Kopplung kompensiert werden können.	Die Last im Bezirk nimmt zukünftig zu kritischen Zeiten tendenziell zu (insbesondere 2030).	Die im Bezirk erzeugte, gesicherte Leistung nimmt stark ab. Trotz sehr langsamem Verteilnetzausbau ist die Netzkapazität im Bezirk ausreichend.	Die gesicherte Leistung im Rest Deutschlands nimmt stark ab, der Transport im Bezirk ist v.a. 2025 nur eingeschränkt möglich. Die aus dem Ausland beziehbare Leistung nimmt generell zu, allerdings nicht so stark wie erwartet.	tendenziell kritisch

# Literatur

- AGORA-15 18** 65 Prozent Erneuerbare bis 2030 und ein schrittweiser Kohleausstieg - Auswirkungen der Vorgaben des Koalitionsvertrags auf Strompreise, CO<sub>2</sub>-Emissionen und Stromhandel. Berlin: Agora Energiewende, 2018.
- AURO-01 16** Hopfmüller, Matthias: Trennung der deutsch-österreichischen Stromgebotszone: Nur geringe Auswirkungen auf Strompreise in beiden Ländern. In: Presseportal 11/2016. Berlin: Aurora Energy Research, 2016.
- BMU-01 16** Klimaschutzplan 2050 - Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMU), 2016.
- BMU-03 19** Kohleausstieg - Kommission "Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung". In: <https://www.bmu.de/themen/klima-energie/klimaschutz/kommission-wachstum-strukturwandel-und-beschaeftigung/>. (Abruf am 2019-08-15); Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, 2019.
- BMWI-01 14** Schlesinger, Michael; Lindenberger, Dietmar; Lutz, Christian: Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose - Projekt Nr. 57/12 - Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), 2014.
- BMWI-33 15** Factsheet Tschechische Republik. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2015
- BMWI-12 17** Ein Stromnetz für die Energiewende. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2017.
- BMWI-03 18** Zahlen und Fakten Energiedaten - Nationale und Internationale Entwicklung; Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2018.
- BMWI-04 19** Final Report: Commission on Growth, Structural Change and Employment. Berlin: BMWi, 2019.
- BMWI-17 19** Monitoringbericht zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgelinkten Versorgung mit Elektrizität - nach § 63 i.V.m. § 51 EnWG. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2019.
- BNETZA-17 17** Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur - Stand 17.06.2017 in: [http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html). Bonn: Bundesnetzagentur (BNetzA), 2017
- BNETZA-01 19** Moderne Messeinrichtungen / Intelligente Messsysteme. In: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Verbraucher/NetzanschlussUndMessung/SmartMetering/SmartMeter\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Verbraucher/NetzanschlussUndMessung/SmartMetering/SmartMeter_node.html). (Abruf am 2019-01-15); Bonn: Bundesnetzagentur, 2019.
- BNETZA-09 19** Homann, Jochen: Monitoringbericht 2018. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2019.
- BNETZA-17 19** Kraftwerksliste Bundesnetzagentur: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html); Bonn: Bundesnetzagentur, 2019.

- BNETZA-23 19** Leitungsvorhaben - Status. In: [https://www.netzausbau.de/leitungsvorhaben/de.html?cms\\_map=2](https://www.netzausbau.de/leitungsvorhaben/de.html?cms_map=2). (Abruf am 2019-09-02); Bonn: Bundesnetzagentur (BNetzA), 2019.
- BNETZA-26 19** Monitoringbericht 2018 - Elektrizitätsmarkt -E- Grenzüberschreitender Handel und Europäische Integration. Bonn: Bundeskartellamt, Bundesnetzagentur (BNetzA) 2019.
- BNG-02 19** Netzausbauplan 2019 der Bayernwerk Netz GmbH. Regensburg: Bayernwerk Netz GmbH, 2019.
- BR-01 19** Storch, Lorenz: Kohleausstieg in Bayern: Fünf Kohlekraftwerke laufen noch. In: <https://www.br.de/nachrichten/bayern/kohleausstieg-in-bayern-fuenf-kohlekraftwerke-laufen-noch,RGqrL7X>. (Abruf am 2019-08-06); München: Bayerischer Rundfunk, 2019.
- BRD-02 19** Eckpunkte für das Klimaschutzprogramm 2030. Berlin: Fassung nach Klimakabinett, Bundesregierung, 2019.
- BRF-01 19** Mitterer, Harald: Atomausstieg rückt näher: Rückbauantrag für Isar 2 gestellt. In: BR 24 Regionalnachrichten aus Niederbayern. Landshut: Bayerischer Rundfunk, 2019.
- BSI-07 19** Hannen, Petra: BSI erwartet Beginn des verpflichtenden Smart-Meter-Rollouts noch in diesem Jahr. In: <https://www.pv-magazine.de/2019/10/01/bsi-erwartet-beginn-des-verpflichtenden-smart-meter-rollouts-noch-in-diesem-jahr/>. (Abruf am 2019-10-19); Berlin: pv magazine, 2019.
- DBP-01 19** Kosten und Betrieb von besonderen netztechnischen Betriebsmitteln - Anfrage der FDP-Fraktion an die Bundesregierung. Berlin: Deutscher Bundestag, Parlamentsnachrichten, 2019.
- DENA-01 10** Kurzanalyse der Kraftwerksplanung in Deutschland bis 2020 (Aktualisierung) - Annahmen, Ergebnisse und Schlussfolgerungen. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2010.
- DENA-09 14** Länderprofil Tschechien. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2014.
- DENA-01 16** Seidl, Hannes; Schenuit, Carolin; Teichmann, Mario: Roadmap Demand Side Management - Industrielles Lastmanagement für ein zukunftsfähiges Energiesystem. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2016.
- EHG-01 18** EHA Energie-Handels-Gesellschaft mbH & Co. KG: Smart Meter Pflicht – Rollout für den 31. Januar 2019 erwartet. In: <https://www.eha.net/blog/details/smart-meter-rollout-aktueller-stand.html>. (Abruf am 2018-11-09); Hamburg: EHA Energie-Handels-Gesellschaft mbH & Co. KG, 2018.
- ENE-01 16** Bayernwerk investiert mehr in Netzausbau. In: <https://www.energate-messenger.de/news/166559/bayernwerk-investiert-mehr-in-netzausbau>. (Abruf am 2019-09-09); Berlin: energate-messenger, 2016.
- ENTSOE-02 01** Net Transfer Capacity (NTC) and Available Transfer Capacities (ATC) in the Internal Market of Electricity in Europe (IEM). Avenue de Cortenbergh 100, 1000 Brussels, Belgium: ENTSO-E AISBL, 2001.
- ENTSOE-01 18** TYNDP 2018 - Ten Year Net Developing Plan 2018: <http://tyndp.entsoe.eu/maps-data/>; Brüssel, Belgien: ENTSO-E, 2018.
- FFE-20 13** von Roon, Serafin; Buber, Tim; Gruber, Anna: Die Potenziale des betrieblichen Lastmanagements in Süddeutschland - Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland in: Vortrag bei der Veranstaltung "Energiewende im Stromnetz". München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2013.

- FFE-71 13** Gruber, Anna; Von Roon, Serafin; Buber, Tim; Gobmaier, Thomas: Lastflexibilisierungspotenziale industrieller Querschnittstechnologien unter Berücksichtigung zunehmender Energieeffizienz - Entwicklungen des Energiebedarfs im Industriebereich in: Vortrag bei der IEWT 2013 in Wien. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2013.
- FFE-40 16** Dufter, Christa; Eberl, Benedikt; von Roon, Serafin: Versorgungssicherheit in Schwaben. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2016.
- FFE-54 16** Böing, Felix; Murmann, Alexander; Pellingner, Christoph: ISAaR - Integriertes Simulationsmodell zur Anlageneinsatz- und Ausbauplanung mit Regionalisierung in: <https://www.ffe.de/themen-und-methoden/modelle-und-tools/625-isaar-integriertes-simulationsmodell> (Abruf:12.09.2017) München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FFE), 2016.
- FFE-12 17** Regett, A.; Conrad, J.; Fattler, S.: Das Verbundprojekt Dynamis - Dynamische und intersektorale Maßnahmenbewertung zur kosteneffizienten Dekarbonisierung des Energiesystems in: BWK Ausgabe 1/2 2017, S. 58. Düsseldorf: Verein Deutscher Ingenieure (VDI), 2017.
- FFE-51 17** Conrad, J.; Fattler, S.; Regett, A. et al.: Zwischenbericht zum laufenden Projekt: Dynamis - Dynamische und intersektorale Maßnahmenbewertung zur kosteneffizienten Dekarbonisierung des Energiesystems. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2017.
- FFE-11 18** Regett, Conrad, Fattler: Laufendes Projekt: Verbundprojekt Dynamis - Dynamische und intersektorale Maßnahmenbewertung zur kosteneffizienten Dekarbonisierung des Energiesystems. In: [www.ffe.de/dynamis](http://www.ffe.de/dynamis). (Abruf am 2018-05); München: FFE e.V., 2018.
- FFE-60 18** Schmid, Tobias; Jetter, Fabian, Konetschny, Claudia: Regionalisierung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien - Begleitdokument zum Netzentwicklungsplan 2030 Version 2019. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FFE), 2018.
- FFE-64 18** Bogensperger, Alexander; Estermann, Thomas; Samweber, Florian; Köppl, Simon; Müller, Mathias; Zeiselmaier, Andreas, Wohlschlager, Daniela: Smart Meter - Umfeld, Technik, Mehrwert. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2018.
- FFE-52 19** Guminski, Andrej et al.: Electrification decarbonization efficiency in Europe - a case study for the industry sector. Munich, Germany: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2019.
- FFE-69 19** Fattler, Steffen; Conrad, Jochen; Regett, Anika et al.: Dynamis - Dynamische und intersektorale Maßnahmenbewertung zur kosteneffizienten Dekarbonisierung des Energiesystems. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, Technische Universität München, 2019.
- GEA-01 18** Submission under the United Nations Framework Convention on Climate Change and the Kyoto Protocol 2018. Dessau -Roßlau: German Environment Agency, 2018.
- HZCH-01 11** Bundesrat beschliesst Atomausstieg. URL: <http://www.handelszeitung.ch/konjunktur/schweiz/bundesrat-beschliesst-atomausstieg>. (Abruf am 2016-08-08) Handelszeitung, 2016.
- IAEE-01 15** Holmberg, Pär et al.: Comparison of Congestion Management Techniques: Nodal, Zonal, and Discriminatory Pricing. Stockholm: International Association for Energy Economics (IAEE), 2015.
- NEX-04 19** Was sind Netzreserve, Kapazitätsreserve & Sicherheitsbereitschaft? - Besondere netztechnische Betriebsmittel. Köln: Next Kraftwerke GmbH, 2019.

- PREU-01 19** Gulich, Bernd: Kernkraftwerk Isar. In: <https://www.preussenelektra.de/de/unsere-kraftwerke/kraftwerkisar.html>. (Abruf am 2019-08-12); Essenbach: Preussen Elektra, 2019.
- SU-01 19** Kahles, Markus: Überprüfung der einheitlichen deutschen Stromgebotszone nach der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung. Würzburg: Stiftung Umweltenergierecht, 2019.
- UBA-07 09** Klaus, Thomas; Loreck, Charlotte; Müschen, Klaus: Klimaschutz und Versorgungssicherheit - Entwicklung einer nachhaltigen Stromversorgung in: Climate Change 13/2009. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2009.
- UBA-10 18** Kraftwerke in Deutschland (ab 100 Megawatt elektrischer Leistung): <https://www.umweltbundesamt.de/dokument/datenbank-kraftwerke-in-deutschland>; Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2018.
- UBA-11 19** CO<sub>2</sub>-Bepreisung in Deutschland - Ein Überblick über die Handlungsoptionen und ihre Vor- und Nachteile. Berlin: Umweltbundesamt (UBA), 2019.
- ÜNB-05 14** Übertragungsnetzbetreiber: Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2014 nach EnWG § 12 Abs. 4 und 5 - Stand 30.09.2014. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), 2014.
- ÜNB-02 18** Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019) - Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, 2018.
- ÜNB-01 19** Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019), zweiter Entwurf. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, 2019.
- VDA-04 19** Elektromobilität - Förderungen für E-Fahrzeuge in Deutschland - Inhalte des Koalitionsvertrags vom 14. März 2018. In: <https://www.vda.de/de/themen/innovation-und-technik/elektromobilitaet/Foerderungen-fuer-E-Fahrzeuge-in-Deutschland.html>. (Abruf am 2019-09-19); Berlin: Verband der Automobilindustrie (VDA), 2019.
- ZEI-01 19** Kommission schlägt Kohleausstieg bis 2038 vor. In: <https://www.zeit.de/amp/politik/deutschland/2019-01/kommission-schlaegt-kohleausstieg-bis-2038-vor-wie-insider-berichten>. (Abruf am 2019-08-06); Hamburg: Zeit Online, 2019.



## Versorgungssicherheit in Niederbayern

Gutachten im Auftrag der IHK  
Niederbayern

### Herausgeber:

IHK Niederbayern  
Nibelungenstraße 15  
94032 Passau  
[info@passau.ihk.de](mailto:info@passau.ihk.de)  
[www.ihk-niederbayern.de](http://www.ihk-niederbayern.de)

### Ansprechpartner:

Erich Doblinger  
[erich.doblinger@passau.ihk.de](mailto:erich.doblinger@passau.ihk.de)

In Zusammenarbeit mit:

**FFE** Forschungsgesellschaft  
für Energiewirtschaft mbH

Am Blütenanger 71  
80995 München  
[info@ffe.de](mailto:info@ffe.de)  
[www.ffegmbh.de](http://www.ffegmbh.de)

Autoren:

Patrick Dossow  
Serafin von Roon

Bildnachweis: Titelmotiv: [www.pixabay.de](http://www.pixabay.de)

Stand: Januar 2020

*Alle Rechte liegen beim Herausgeber.*

*Ein Nachdruck – auch auszugsweise – ist nur mit  
ausdrücklicher schriftlicher Genehmigung des  
Herausgebers gestattet.*