



ADEQUACY 2050

Security of supply in the power system

1.0

**AUF EINEN
BLICK**

ÜBER DIE STUDIE

- / **Thema:** Die Studie untersucht die langfristige **Versorgungssicherheit** (Systemadäquanz bzw. System Adequacy) in einem klimaneutralen deutschen Energiesystem 2045 und im europäischen Energiesystem 2050. **Erzeugungskapazitäten** (Erzeugungsadäquanz), **Übertragungskapazitäten** (Netzadäquanz) und ihre Wechselwirkungen werden dabei erstmals in einem integrierten Ansatz gemeinsam analysiert.
- / **Ziel:** Im Fokus steht auch die Frage, wie robust der deutsche **Netzentwicklungsplan (NEP 2023)** gegenüber den **Auswirkungen des Klimawandels** ist – insbesondere dann, wenn Annahmen zur **Flexibilität**, etwa vollständig marktdienliche Prosumer, nicht wie geplant eintreten.
- / **Ansatz:** Stundenbasierte Analysen auf der Grundlage einer Modellkette (Energiesystemmodell > Marktmodell > Netzmodell) zeigen kostenoptimale Systemdesigns unter verschiedenen „Szenario-Clustern“ auf, darunter insbesondere:
 - **Extremwetterjahre** (geringe jährliche Energieerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen, Hitzewellen, Kälteperioden)
 - **Flexibilitätstechnologien und deren Einsatz** (dezentral/zentral, national/international)

ZENTRALE ERGEBNISSE

1. Der aktuelle NEP unterschätzt möglicherweise den Bedarf an Infrastruktur und Flexibilität aufgrund zu stark vereinfachter Wetterannahmen und idealisierten Verhaltens der Prosumer.
2. Zusätzliche Investitionen (z. B. Wasserstoffkraftwerke, Großbatteriespeicher, Interkonnektoren) sind unerlässlich, um die Versorgungssicherheit auch in Stressszenarien jederzeit aufrechtzuerhalten.
3. Die Einbindung der Prosumer – also Verbraucher mit eigener Erzeugung – am Strommarkt hat einen erheblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit und Stabilität des Energiesystems.
4. Starke europäische Interkonnektivität ist ein Schlüsselfaktor für Flexibilität und Resilienz.

DREI GRÜNDE, WARUM SIE DIE STUDIE LESEN SOLLTEN

- / AQ2050 zeigt, wie kostenoptimale Versorgungssicherheit erreicht werden kann, um ein wettbewerbsfähiges Deutschland und eine wettbewerbsfähige EU zu stärken, indem eine Lücke in der langfristigen Versorgungssicherheitsplanung geschlossen wird und zu optimistische Annahmen in den offiziellen Netzplanungsprozessen in Frage gestellt werden.
- / Die Ergebnisse sind nicht nur technischer Natur: Sie sind für politische Entscheidungsträger*innen, Netzplaner*innen, Investoren*innen und die Gesellschaft von großer Bedeutung.
- / Die Ergebnisse quantifizieren Risiken: konkrete Zahlen für Kostensteigerungen ebenso wie für Kenngrößen für die Versorgungssicherheit wie beispielsweise ENS (Energy Not Served: Energie, die zur vollständigen Lastdeckung fehlt) und LoL (Loss of Load hours: Dauer der Lastunterdeckung) tragen zum Verständnis der Herausforderungen bei der Gewährleistung der zukünftigen Versorgungssicherheit und der erforderlichen Maßnahmen bei.

ZUSAMMENFASSUNG

Ein klimaneutrales, zuverlässiges und bezahlbares Energiesystem in Deutschland und Europa erfordert eine vorausschauende, robuste und realistische Planung – auch unter unsicheren Rahmenbedingungen. Adequacy 2050 zeigt: Langfristige Versorgungssicherheit hängt entscheidend von Flexibilität, realistischen Annahmen und einer starken europäischen Zusammenarbeit ab.

2.0

**UNSERE
WICHTIGSTEN
ERGEBNISSE**



1. Wettervariabilität als systemkritischer Faktor

Klimaneutrale Energiesysteme müssen die jährliche Wettervariabilität berücksichtigen. Adequacy 2050 zeigt: Die Jahr-zu-Jahr Wind- und Solarstromerzeugung kann um bis zu 15 % schwanken – mit direkten Auswirkungen auf Versorgungssicherheit und Systemdesign.



2. Europäische Zusammenarbeit senkt Kosten und Risiken.

Stärkere grenzüberschreitende Verbindungen (Interkonnektoren) schaffen ein effizienteres Energiesystem. Unsere Analysen zeigen ein Einsparpotenzial von bis zu 18 Milliarden Euro pro Jahr für Europa – bei gleichzeitig höherer Resilienz.



3. Wasserstoffkraftwerke sind systemrelevant.

In Szenarien mit eingeschränkter Flexibilität – z. B. durch geringe Prosumerbeteiligung – braucht Deutschland bis zu 9 GW zusätzliche Wasserstoffkapazität gegenüber dem NEP-Referenzszenario. Bei Wetterextremen und niedriger Einspeisung aus Erneuerbaren sichern diese zusätzlichen Anlagen die Stromversorgung.



4. Dezentrale Flexibilität macht die Energiewende bezahlbar.

Handeln Prosumer nicht marktorientiert, steigen die Systemkosten stark: europaweit um bis zu 11 Milliarden Euro jährlich. Smart Meter, dynamische Tarife und aktives Verbraucherverhalten sind daher keine Option, sondern Voraussetzung für ein wirtschaftliches Energiesystem.



5. Flexibilität ist der Schlüssel – zentral wie dezentral.

Ein robustes, klimaneutrales Energiesystem braucht Vielfalt: von marktaktiven Prosumern über Wasserstoffkraftwerke und Batteriespeicher bis hin zu Interkonnektoren. Versorgungssicherheit entsteht nicht durch Einzellösungen, sondern durch ein stabiles Zusammenspiel verschiedener Flexibilitätsoptionen.

3.0

DEFINITIONEN

VERSORGUNGSSICHERHEIT

Versorgungssicherheit (System Adequacy): Die Kombination aus ausreichend Erzeugungskapazität (Resource Adequacy) und ausreichend Übertragungskapazität (Transmission Adequacy).

- / Aus der Marktperspektive ist **ausreichend Erzeugungskapazität (Resource Adequacy)** gewährleistet, wenn das verfügbare Angebot am Strommarkt ausreicht, um die Nachfrage auf wirtschaftlich effiziente Weise zu decken. Dies setzt voraus, dass der Markt – unter vorhersehbaren und beherrschbaren Risiken wie Veränderungen der Stromnachfrage oder der Preise für Kohlenstoffdioxid (CO₂) – innerhalb des gegebenen politischen und wirtschaftlichen Rahmens eine angemessene Erzeugungskapazität bereitstellt. Die wichtigsten Kennzahlen in diesem Zusammenhang sind „Energy Not Served“ (ENS, ausgedrückt in TWh/Jahr) und „Loss of Load“ (LoL, ausgedrückt in Stunden, d. h. Stunden, in denen die volle Versorgung nicht erreicht wird).
- / Eine **ausreichende Übertragungskapazität (Transmission Adequacy)** ist gewährleistet, wenn die Stromversorgung auch physisch über das Netz übertragen werden kann, d. h. die Erzeugung kann entweder ohne Engpässe oder mit Engpassmanagementmaßnahmen an die Verbraucher geliefert werden.

FLEXIBILITÄT

Wir definieren **Flexibilitätstechnologien** in unserer Studie wie folgt:

- / Unter **dezentralen Flexibilitätstechnologien** verstehen wir haushaltsnahe Geräte wie Photovoltaik-Dachanlagen, Kleinspeicher, Wärmepumpen und E-Mobilität.
- / Unter **zentralen Flexibilitäts-Technologien** verstehen wir klimaneutrale thermische Kraftwerke wie Wasserstoffkraftwerke ebenso wie Großbatteriespeicher, Elektrolyseure und Interkonnektoren (um den Zugang zu zusätzlichen, geografisch weit entfernten Ausgleichsmöglichkeiten zu ermöglichen). Aufgrund des begrenzten zusätzlich verfügbaren Potenzials wird Wasserkraft nur mit der bereits existierenden Kapazität berücksichtigt.

Der Aspekt der Flexibilität, auf den wir uns konzentrieren, besteht in **der Fähigkeit, den Einsatz einer Einheit zu steuern, sei es eine Last- oder eine Erzeugungseinheit**. Das Signal zur Steuerung solcher Technologien zur Flexibilitätsbereitstellung könnte ein Marktsignal oder ein direktes Einsatzsignal sein, das von einem Betreiber angeordnet wird. Es wird nicht näher darauf eingegangen, ob die Kommunikation direkt mit der Einheit oder über einen Aggregator erfolgt, da dies keinen Einfluss auf die systemische Wirkung des Flexibilitätseinsatzes hätte.

4.0

EXECUTIVE SUMMARY



1. WETTERVARIABILITÄT ALS SYSTEMKRITISCHER FAKTOR

Eine verlässliche Planung klimaneutraler Energiesysteme muss mehr leisten als die Betrachtung von Durchschnitt-Wetterjahren: Sie muss die **jährliche und kurzfristige Wettervariabilität sowie die Folgen des Klimawandels** berücksichtigen. Unsere Analyse zeigt, dass Windkraft in Deutschland Ertragsschwankungen von bis zu $\pm 15\%$ und Photovoltaik von $\pm 5\%$ aufweist – bezogen auf das langfristige Mittel.

Da Wind- und Solarenergie zentrale Säulen des künftigen Energiesystems bilden, wirken sich diese Schwankungen künftig deutlich stärker aus als heute – bei Wind und PV zum Beispiel mit bis zu 150 TWh Differenz pro Jahr, was etwa 12 % des für 2045 angenommenen deutschen Strombedarfs entspricht.

Um diese Herausforderungen realistisch abzubilden, analysieren wir besonders kritische meteorologische Jahre auf Basis eines pessimistischen Klimaszenarios (*Shared Socioeconomic Pathway SSP5-8.5* des IPCC), das von einem fossil geprägten, energieintensiven Entwicklungspfad ausgeht. Die ausgewählten Extremwetterjahre umfassen u. a.:

- 1) ein Jahr mit besonders niedriger erneuerbarer Einspeisung und europaweiter Dürre,
- 2) einen außergewöhnlich kalten Winter mit 42 Frosttagen,
- 3) ein Jahr mit 37 Hitzetagen über 28 °C und dadurch reduzierter PV-Leistung (bis zu -6 %).

Wir bewerten nicht die Eintrittswahrscheinlichkeit dieser Szenarien, sondern analysieren systemisch deren Auswirkungen („Was-wäre-wenn“).

Die Ergebnisse zeigen: Selbst bei Referenzwetterbedingungen (z. B. Wetterjahr 2012) sind die im Netzentwicklungsplan (NEP 2023) zugrunde gelegten Kapazitäten nicht ausreichend, um jederzeit eine vollständige Stromversorgung zu gewährleisten. In diesem Fall droht ein jährlicher Lastverlust von ca. 39 GWh¹. Im Extremwetterszenario 3 steigt dieser Wert auf 508 GWh – bei bis zu 40 zusätzlichen Stunden Lastunterdeckung.

¹ – Dieser Wert entspricht ca. 0,003 % der angenommenen jährlichen Last in Deutschland im Jahr 2050 (1.106 TWh/Jahr).

Die Auswirkungen im Stromsystem sind erheblich:

- / In Deutschland verdoppeln sich die durchschnittlichen Großhandelspreise für Strom von 69 auf 136 €/MWh.
- / Im EU-Durchschnitt steigen sie von 33 auf 99 €/MWh.

Im Hinblick auf die Gesamtkosten der europäischen Energieversorgung:

- / Der zusätzliche Importbedarf – insbesondere Wasserstoff – kostet bis zu 26 Mrd. €/Jahr im Extremwetterjahr 3.
- / Bei ausgeprägten Kälteperioden (Extremwetterjahr 2) treiben die Wärmekosten um bis zu 20 Mrd. €/Jahr nach oben.

PV-Anlagen verlieren bei Hitze bis zu 6 % ihrer Effizienz gegenüber Standardtestbedingungen – ein zusätzlicher Risikofaktor.



2. EUROPÄISCHE ZUSAMMENARBEIT SENKT KOSTEN UND RISIKEN.

Parallel zeigen Netzanalysen für 2050, dass unter bestimmten meteorologischen Bedingungen (z. B. im Jahr 2012) die Transportnachfrage sinken kann, was die Netzüberlastungen in Deutschland um etwa ein Drittel reduziert. Dennoch bleiben gezielte Maßnahmen – insbesondere zur Verbesserung der Interkonnektivität – erforderlich, da Trends nicht gleichmäßig auf alle Netzelemente wirken. Eine ergänzende n-1-Analyse bestätigt: Das aktuelle Referenznetz zeigt sich insgesamt robust, insbesondere in der Regelzone von TransnetBW besteht kein zusätzlicher Handlungsbedarf unter diesen Bedingungen.

Ein klimaneutrales Energiesystem kann nur gelingen, wenn Europa als integrierter Energiemarkt handelt. Die stärkere Nutzung von **Interkonnektoren** – also grenzüberschreitenden Stromverbindungen – senkt Kosten und Risiken für alle Beteiligten. Unsere Analyse zeigt: **Eine vertiefte europäische Vernetzung könnte die Systemkosten europaweit um bis zu 18 Milliarden Euro pro Jahr senken**, wenn über die im NEP definierten Ziele hinaus investiert wird.

Solche Investitionen bilden die Grundlage für ein wettbewerbsfähiges Europa – und orientieren sich in vielen Fällen an den **Net Transfer Capacity (NTC)-Werten** von 76 bis 81 GW für Deutschland, wie sie auch in den aktuellen Langfristszenarien (Fraunhofer ISI, 2025) genannt werden. Dabei gilt: **Kosteneffizienz ist entscheidend für die Umsetzung**. Wann immer möglich, sollten etwa Freileitungen Erdkabeln vorgezogen werden, um Ressourcen optimal zu nutzen. Ein stärker verbundenes europäisches Netz erlaubt es, **regionale Unterschiede im Wettergeschehen besser auszugleichen**. Dadurch sinkt der Bedarf an nationalen Flexibilitätsmaßnahmen – zum Beispiel in Form zusätzlicher Speicher oder Backup-Kapazitäten. Allerdings sind die genauen Auswirkungen auf nationale Netzinfrastrukturen bisher nicht vollständig analysiert.

Darüber hinaus beeinflussen Wetterextreme in Europa maßgeblich den **Importbedarf für grünen Wasserstoff**. Je nach meteorologischem Jahr schwankt der Bedarf stark:

- / In einem durchschnittlichen Jahr liegt der Importanteil bei **rund 20 % (ca. 380 TWh)**,
- / in einem Dürrejahr kann er auf bis zu **50 % (ca. 820 TWh)** ansteigen.

Diese Ergebnisse zeigen: Eine robuste und sektorübergreifende Energiesystemplanung muss sowohl die **jährlichen Erzeugungsschwankungen** erneuerbarer Energien als auch die **Folgen des Klimawandels** mitdenken – und die internationale Zusammenarbeit strategisch integrieren.



3. WASSERSTOFFKRAFTWERKE SIND SYSTEMRELEVANT.

Wasserstoffkraftwerke spielen eine zentrale Rolle für die Versorgungssicherheit in einem klimaneutralen Energiesystem – insbesondere dann, wenn die **Flexibilität dezentraler Akteure (z. B. Prosumer)** begrenzt ist.

Unsere Studie zeigt: In einem **Stresstest-Szenario**, bei dem die Marktbeteiligung der Prosumer von 100 % auf 50 % sinkt und gleichzeitig ein meteorologisch ungünstiges Jahr eintritt (Extremwetterzenario 1), reicht das nach NEP-Standards ausgelegte System nicht aus, um die Stromnachfrage jederzeit zu decken. **Die Folge wären bis zu 168 Stunden mit Lastunterdeckung in Deutschland**. Ursache für diese kritischen Situationen ist das Zusammentreffen von **niedrigen Temperaturen** (hoher Heizbedarf gekoppelt mit **schlechter Performance von Wärmepumpen**) und **geringer Wind- und Solarstromproduktion**.

Die Lösung liegt in **zusätzlichen zentralen Ausgleichskapazitäten** wie Wasserstoffkraftwerken. Zwar sind diese mit höheren Investitionskosten verbunden, doch sie:

- / **sichern die Systemstabilität in kritischen Phasen,**
- / **gleichen Schwächen dezentraler Flexibilität aus,**
- / **erhöhen die Resilienz gegenüber Extremwetterlagen.**

Konkret lässt sich die **Anzahl der Stunden mit Lastunterdeckung (Loss of Load, LoL)** von 168 auf nur noch 5 Stunden pro Jahr reduzieren – ein Rückgang um 97 %.



4. DEZENTRALE FLEXIBILITÄT MACHT DIE ENERGIEWENDE BEZAHLBAR

Die aktive und marktorientierte Beteiligung von **Prosumer** – also Haushalten mit eigener Erzeugung, E-Mobilität, Wärmepumpen und Heimspeichern – ist ein zentraler Hebel für die **Kosteneffizienz** des zukünftigen Energiesystems. Ohne diese Flexibilität steigen die Kosten erheblich:

- / **Bis zu 11 Milliarden Euro pro Jahr europaweit,**
- / **davon 1,5 Milliarden Euro in Deutschland.**

Unsere Analyse zeigt: Wird die Prosumer-Beteiligung – wie im Stresstest-Szenario angenommen – von 100 % auf **nur 50 %** reduziert, fehlen entscheidende Ausgleichspotenziale. Zur Aufrechterhaltung des Marktgleichgewichts werden dann **mindestens 9 GW zusätzliche Wasserstoffkraftwerke** in Deutschland erforderlich – selbst unter durchschnittlichen Wetterbedingungen.

Ein konkretes Beispiel liefert eine **Kälteperiode im Februar**:

- / Wärmepumpen verlieren durch die niedrigen Außentemperaturen an Effizienz,
- / E-Mobilitätsnutzende, die nur teilweise auf Marktsignale reagieren, erhöhen den Bedarf an zentraler Erzeugung,
- / Die Marktpreise steigen deutlich, wenn Lastverschiebungen nicht im nötigen Maß erfolgen.

Bei vollständig marktorientierten Prosumenten hingegen werden Lasten (z. B. beim Laden von E-Autos) gezielt von abendlichen Hochlastzeiten in die Nacht verschoben – und senken damit das Spotmarktpreisniveau in solchen Situationen um **mindestens 50 €/MWh**.

Um diese Potenziale zu heben, braucht es:

- / eine **flächendeckende Einführung von Smart Metern**,
- / **dynamische Stromtarife**,
- / neue **Flexibilitätsdienstleistungen**,
- / und die **Akzeptanz und Teilnahme der Verbraucher*innen** am Energiemarkt.

Nur mit intelligenter dezentraler Flexibilität bleibt die Energiewende nicht nur klimafreundlich, sondern auch **bezahlbar**.



5. FLEXIBILITÄT IST DER SCHLÜSSEL – ZENTRAL WIE DEZENTRAL.

Unsere modellbasierten Analysen zeigen: Die europäische Dekarbonisierung gelingt am effizientesten durch eine **vielfältige technologische Kombination** und eine enge **europäische Zusammenarbeit**. Nur so lassen sich sowohl kurzfristige (stündliche) als auch langfristige (saisonale) Flexibilitätsbedarfe abdecken – und zugleich Risiken durch Wetterextreme oder unsicheres Verhalten im System reduzieren.

Zentrale und dezentrale Flexibilitätstechnologien ergänzen sich dabei funktional und wirtschaftlich:

- / **Dezentrale Flexibilität** (z. B. durch Prosumer mit E-Mobilität, Heimspeichern, Wärmepumpen) ist besonders kosteneffizient, jedoch meist auf kurzfristige Zeiträume von wenigen Stunden beschränkt.
- / **Zentrale Technologien** wie Wasserstoffkraftwerke und Elektrolyseure bieten zusätzlich **saisonale Flexibilität**, sind jedoch deutlich teurer – dafür aber **besser planbar und regulatorisch steuerbar**.

Wichtiges Ergebnis: Wenn Prosumer ihre Flexibilität nicht marktorientiert einsetzen (z. B. aus Unkenntnis oder reinem Fokus auf Eigenverbrauch), steigt der Bedarf an Großbatteriespeichern im Gesamtsystem um rund **60 %**. Das zeigt: **Verlässlichkeit und Steuerbarkeit** sind zentrale Kriterien für die Wahl geeigneter Flexibilitätsoptionen.

Daher ist ein **kluger Mix** notwendig – und eine **zukunftsorientierte Regulierung**, die zentrale und dezentrale Optionen gezielt in die Systemplanung integriert. Ein zusätzlicher Hebel liegt in der europäischen Vernetzung: Länder mit **stärkerer Interkonnektivität** können wetterbedingte Schwankungen besser ausgleichen und damit den Bedarf an nationalen saisonalen Flexibilitätslösungen senken.

Unsere Analysen belegen:

- / Deutschlands saisonaler Flexibilitäts-Bedarf von **9 GW (thermische Kraftwerke)** lässt sich durch **9,5 GW kurzfristiger Flexibilität** decken, wenn gleichzeitig die **Interkonnektorkapazität um 32 GW** erhöht wird.
- / Auf europäischer Ebene führt dieser Technologie-Mix zu einer **jährlichen Kostensenkung von bis zu 7 Mrd. Euro** – vor allem durch einen geringeren Bedarf an Wasserstoff.

Klar ist: Flexibilität ist das Rückgrat eines klimaneutralen Energiesystems – aber sie funktioniert nur mit einem ausgewogenen, gut abgestimmten Zusammenspiel zentraler und dezentraler Lösungen sowie einer starken europäischen Infrastruktur.

Fazit

Die Studie *Adequacy 2050* zeigt: Ein klimaneutrales Energiesystem in Deutschland und Europa ist erreichbar – aber nur, wenn Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit und Systemresilienz gemeinsam gedacht werden.

Dafür braucht es drei entscheidende Weichenstellungen:

- / **Robuste Planung**, die auch Wetterextreme und nicht nur durchschnittliche Wetterjahre einbezieht – sowie Unsicherheiten u.a. bei der marktdienlichen Teilnahmebereitschaft von Prosumern am Strommarkt.
- / **Europäische Zusammenarbeit**, die Kosten senkt und Flexibilität effizient verteilt, auch über die Sektoren hinweg.
- / **Ein kluger Technologiemix**, der zentrale und dezentrale Flexibilität kombiniert und gezielt steuerbar macht. Flexibilität ist dabei das Schlüsselement: Prosumer, Speicher, Wasserstoffkraftwerke und ein starkes europäisches Verbundnetz müssen im Zusammenspiel funktionieren – technologisch, wirtschaftlich und regulatorisch.

Adequacy 2050 liefert die Datenbasis, um heute die richtigen Entscheidungen für die Versorgungssicherheit von morgen zu treffen.



/ IMPRINT

Publisher

Dr Werner Götz, CEO TransnetBW GmbH,
Pariser Platz,
Osloer Str. 15-17, 70173 Stuttgart

Self-published

TransnetBW GmbH, Pariser Platz,
Osloer Str. 15-17, 70173 Stuttgart

Responsible:

Olaf Sener

/ CONTACT

Editorial team

Dr. Georgios Savvidis,
Dr. Massimo Moser, Daniel Stützle,
Heike Scheben, Simeon Benner

Contact

Phone number +49 711 21858-0,
E-mail info@transnetbw.de

transnetbw.de
[linkedin.com/company/
transnetbw-gmbh](https://www.linkedin.com/company/transnetbw-gmbh)

Design and illustration
dreisatz – büro für gestaltung,
Bahnhofstr. 33,
71332 Waiblingen

05/2025

Version 1.0