

DOKUMENTATION

Lokales Agorameter

Version 1.0 — April 2025

Dr. Kaspar Knorr (Fraunhofer IEE)
Katharina Hartz (Agora Energiewende)
Paulina Lange (Agora Energiewende)

Inhalt

Einleitung	4
1 Methodisches Vorgehen	5
1.1 Darstellung	5
1.2 Brutto/Netto	6
1.3 Primärdaten	6
2 Zusammenfassung der Methoden	8
3 Stromerzeugung	9
3.1 Windenergie und Photovoltaik	10
3.2 Biomasse	11
3.3 Konventionelle Kraftwerke	11
3.4 Wasserkraft und Pumpspeicher	13
3.5 Andere	13
4 Stromnachfrage	13
5 Importe und Exporte	14
6 Netzberechnungen	14
7 Strompreise	15
8 Emissionen	15
Literaturverzeichnis	16

Einleitung

Die vorliegende Dokumentation beschreibt die Funktionsweise des Online-Tools „Lokales Agorameter“ von Agora Energiewende, insbesondere die Methodik, Berechnungsgrundlagen und Datenherkunft. Das Lokale Agorameter¹ wurde von Agora Energiewende mit wissenschaftlicher Unterstützung des Fraunhofer IEE entwickelt. Begleitend zur Entwicklung des Lokalen Agorameters wurde eine Studie² erstellt, die die Auswirkungen der Einführung eines lokalen, aber auch eines zonalen Strompreissystems analysiert.

Um die möglichen Implikationen für den Stromsektor bei Einführung lokaler Strommärkte jederzeit und mit aktuellen Daten nachvollziehen zu können, werden auf der Website von Agora Energiewende die jeweils aktuellen Stromerzeugungs- und Stromnachfragesituation in 22 sogenannten Hubs (zusammengefasste Übertragungsnetzknotten) in Deutschland grafisch dargestellt³. Dabei wird die stündlich aktualisierte Stromerzeugung und -nachfrage für die breite Öffentlichkeit live aufbereitet. Ein Anliegen des Lokalen Agorameters ist es, die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien differenziert nach Wind, Sonne, Wasser und Biomasse für die Hubs darzustellen. Außerdem wird die Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken differenziert nach Braunkohle, Steinkohle, Erdgas, Pumpspeicher, Kernenergie und anderen für die Hubs abgebildet. Zusätzlich enthält das Lokale Agorameter die Stromnachfrage, die Stromimporte und -exporte, die sich einstellenden Strompreise im vortägigen Handel (*day-ahead*) modellierter lokaler Strommärkte und die CO₂-Emissionen der Stromerzeugung für die Hubs.

Sämtliche Angaben beruhen auf Daten von Dritten sowie in Fällen, in denen keine vollständigen Datenquellen verfügbar sind, auf eigenen Berechnungen und Expertenschätzungen.

Zur Nachvollziehbarkeit und Transparenz werden sämtliche Datenquellen und Berechnungen im Folgenden dokumentiert. Hinweise, wie die Datenlage verbessert werden kann oder an welchen Stellen bessere Schätzungen vorgenommen werden können, sind herzlich willkommen.

1 Link zum Tool: <https://www.agora-energiewende.de/daten-tools/agorameter/locational>

2 Agora Energiewende und Fraunhofer IEE (2025): Lokale Strompreise. Niedrigere Stromkosten durch besseres Marktdesign. Link: <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/lokale-strompreise>

3 Die einheitliche Gebotszone, die Deutschland und Luxemburg umfasst, wurde für die Modellrechnungen in 22 deutsche Hubs und einen luxemburgischen Hub aufgeteilt. Die Aufteilung auf 22 Hubs in Deutschland stellt einen Kompromiss dar: Auf der einen Seite sollte eine Annäherung an die ca. 450 Netzknoten des deutschen Übertragungsnetzes erreicht werden, um ein nodales Stromsystem zu modellieren, auf der anderen Seite mussten Vereinfachungen getroffen werden, weil zum einen Daten nicht ausreichend lokal aufgelöst vorliegen und zum anderen eine ausreichend kurze Rechenzeit des Modells erzielt werden sollte.

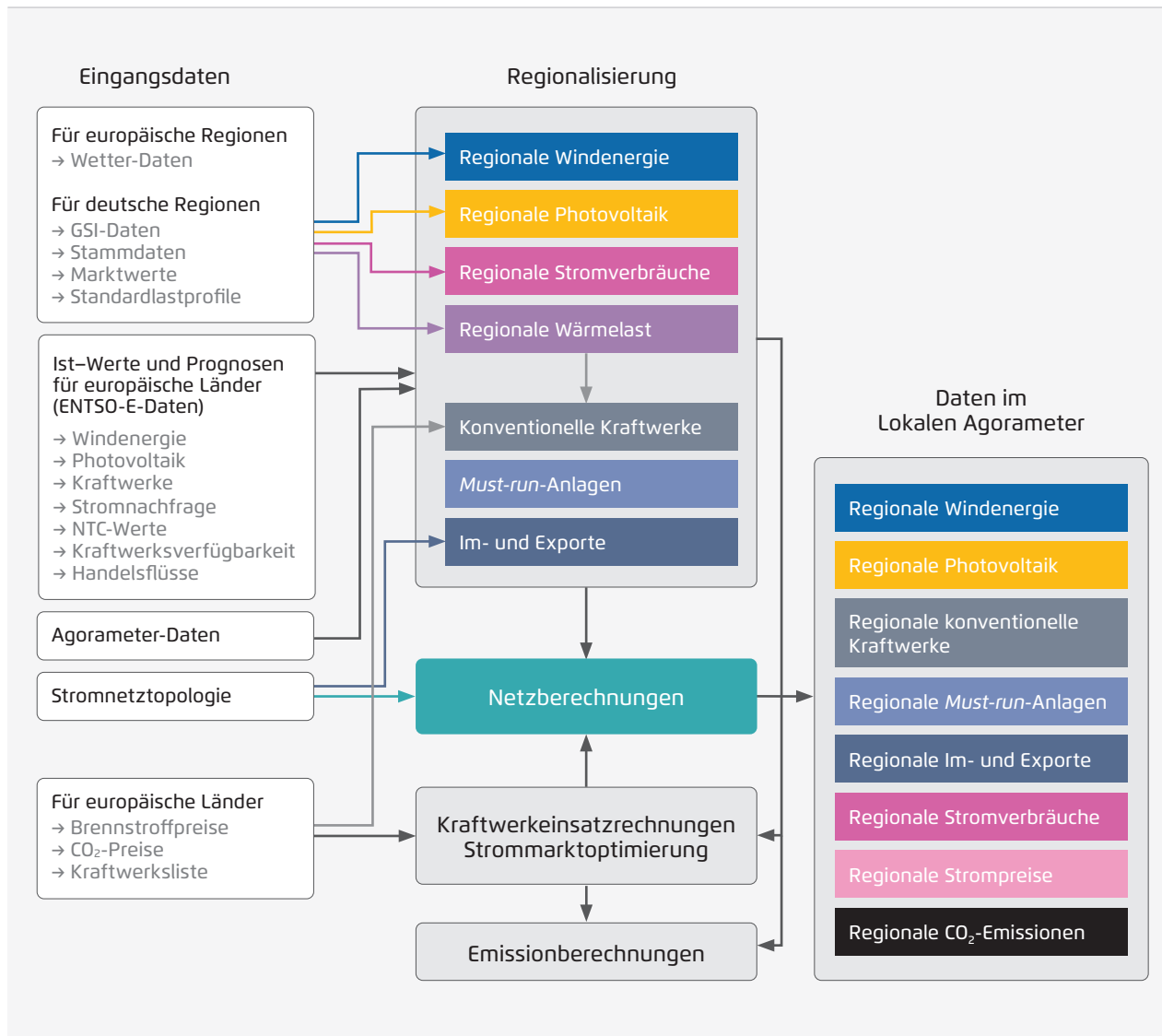
1 Methodisches Vorgehen

1.1 Darstellung

Standardmäßig zeigt das Lokale Agorameter Daten in stündlicher Auflösung an. Für längere Darstellungszeiträume besteht allerdings die Möglichkeit die Auflösung auf tägliche oder monatliche Durchschnittswerte anzupassen, um eine übersichtlichere und zügigere Darstellung des Diagramms zu gewährleisten. Grundsätzlich dauern Verarbeitung und Darstellung der Daten auf der Website umso länger, je umfangreicher der gewählte Zeitraum und je granularer die ausgewählte Auflösung ist.

Datenfluss im Lokalen Agorameter

→ Abb. 1



1.2 Brutto/Netto

Die Stromerzeugung kann generell in brutto (inklusive Eigenverbrauch der Kraftwerke) und netto (nach Abzug des Eigenverbrauchs) angegeben werden. Im Lokalen Agorameter wird ausschließlich die Nettostromerzeugung dargestellt, da die Nettostromerzeugung die Strommenge beschreibt, die dem Stromsystem tatsächlich zur Verfügung steht. Der Eigenverbrauch der verschiedenen Erzeugungsanlagen ist somit nicht Teil der Darstellung auf der Website.

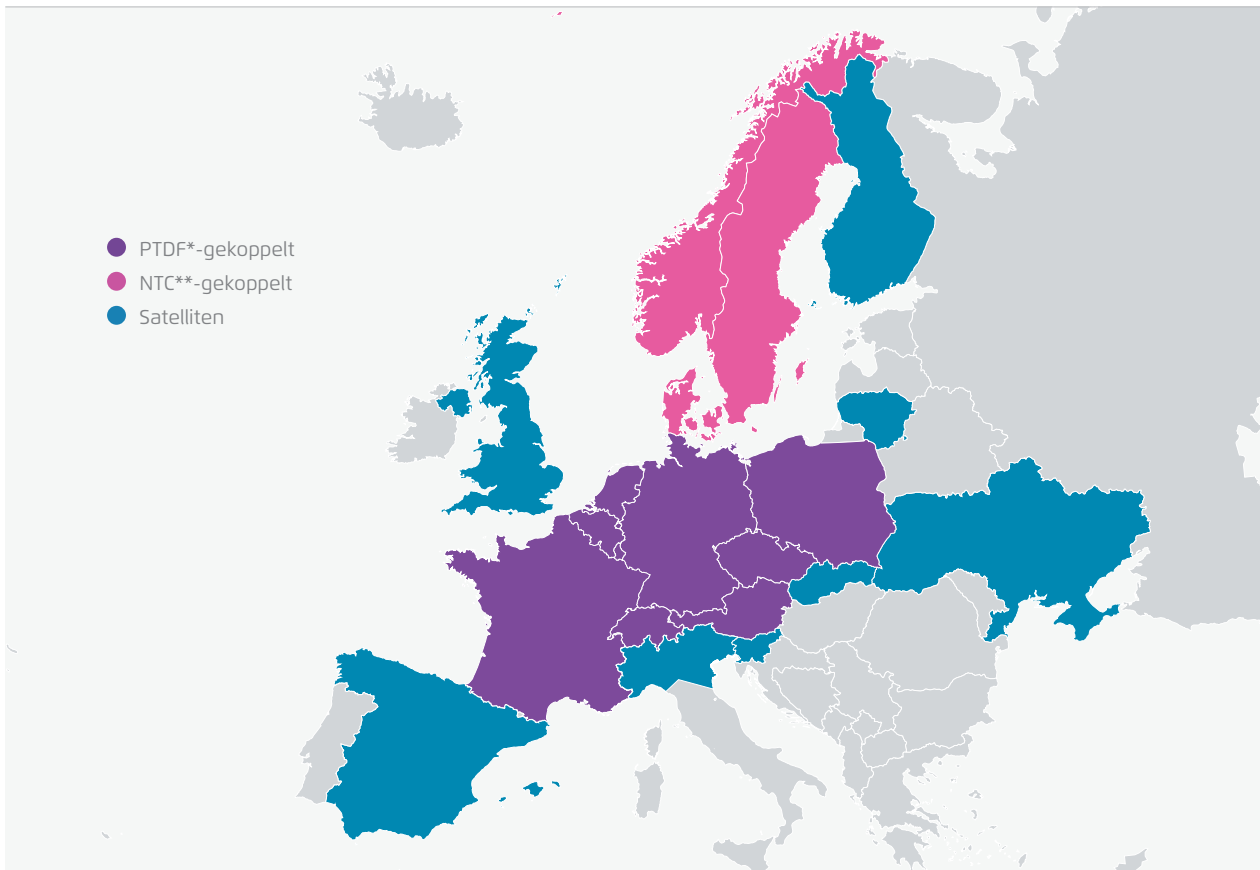
1.3 Primärdaten

In Abbildung 1 ist eine Gesamtübersicht über den Datenfluss im Lokalen Agorameter dargestellt. Agora Energiewende erhebt selbst keine Daten. Wichtige verwendete Primärdaten werden auf der Transparenzplattform der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E öffentlich bereitgestellt⁴. Die ENTSO-E-Daten umfassen Ist-Werte und Prognosen für Stromerzeugungstechnologien, Stromnachfrage, Netzübertragungskapazitäten, Kraftwerksverfügbarkeiten, Stromimporte und -exporte. Diese Daten werden für die in Abbildung 2 gezeigten Länder in unterschiedlichem Umfang stündlich von der ENTSO-E-Transparenzplattform abgerufen.

⁴ ENTSOE-E (2019-2023): Transparency data

Berücksichtigung von Nachbarländern in der Modellierung

→ Abb. 2



Fraunhofer IEE (2024). *PTDF = Power Transfer Distribution Factor; **NTC = Net Transfer Capacity

Um eine Vergleichbarkeit zu den Agorameter Werten zu gewährleisten, werden die Ist-Werte für Stromerzeugungstechnologien und Stromnachfrage in Deutschland über eine API-Schnittstelle vom Agorameter⁵ ausgelesen.

Das Fraunhofer IEE erstellt regionale Zeitreihen der Ist-Werte und Prognosen des Stromverbrauchs sowie der Windenergie- und Photovoltaik-Erzeugung in der räumlichen Auflösung von Postleitzahlen und skaliert diese auf die entsprechenden Agorameter-Zeitreihen für ganz Deutschland.

⁵ Agora Energiewende (2023): Agorameter – Dokumentation – Version 13

Übersicht zu den stündlich bezogenen Eingangsdaten des Lokalen Agorameters → Tabelle 1

Art	Prognosen bzw. Ist-Werte	Räumliche Auflösung	Quelle	Anzahl der Zeitreihen
Windenergie & Photovoltaik	Prognosen	Europäische Länder	ENTSO-E	33
Stromverbrauch	Prognosen	Europäische Länder	ENTSO-E	13
Kraftwerkeinspeisungen	Ist-Werte	Europäische Länder	ENTSO-E	40
Stromverbrauch	Ist-Werte	Europäische Länder	ENTSO-E	13
Handelsflüsse	Ist-Werte	Europäische Länder	ENTSO-E	28
Handelsflüsse	Prognosen	Europäische Länder	ENTSO-E	28
Handelskapazitäten (NTC)	Prognosen	Europäische Länder (inklusive zugeordneten Hubs in Deutschland)	ENTSO-E	60
Brennstoff- & CO ₂ -Preise	Ist-Werte	Europäische Länder (inklusive zugeordneten Hubs in Deutschland)	Montel	340
Kraftwerkverfügbarkeiten	Prognosen	Europäische Kraftwerke	ENTSO-E	1.256
Windenergie	Prognosen	Hubs in Deutschland inklusive drei offshore Gebiete	Fraunhofer IEE	25
Windenergie	Prognosen	Deutsche Postleitzahlen	Fraunhofer IEE	2.644
Photovoltaik	Ist-Werte	Hubs in Deutschland	Fraunhofer IEE	22
Photovoltaik	Prognosen	Hubs in Deutschland	Fraunhofer IEE	22
Photovoltaik	Ist-Werte	Deutsche Postleitzahlen	Fraunhofer IEE	8.161
Photovoltaik	Prognosen	Deutsche Postleitzahlen	Fraunhofer IEE	8.161
Stromverbrauch	Prognosen	Hubs in Deutschland	Fraunhofer IEE	22
Stromverbrauch	Prognosen	Deutsche Postleitzahlen	Fraunhofer IEE	8.142
Temperatur	Prognosen	Europaweite Koordinaten	DWD	2.993
Einstrahlung	Prognosen	Europaweite Koordinaten	DWD	2.993
Stromerzeugungs- & Stromverbrauchsdaten	Ist-Werte	Deutschland	Agorameter	10

Tabelle 1 gibt eine Übersicht zu den verwendeten Eingangsdaten. Insgesamt werden stündlich über 35.000 Zeitreihen (Stand 16.1.2025) als Eingangsdaten aufbereitet. Die genaue Anzahl der Zeitreihen ändert sich im Live-Betrieb des Lokalen Agorameters und nimmt tendenziell zu, wenn z.B. in einem Postleitzahlengebiet erstmalig Windenergie installiert wird.

Die Berechnungsmethoden, die für das Lokale Agorameter zum Einsatz kommen, werden in den folgenden Kapiteln umrissen. Die genauen Berechnungsvorschriften sind der zugehörigen wissenschaftlichen Veröffentlichung⁶ zu entnehmen.

2 Zusammenfassung der Methoden

- Das Lokale Agorameter arbeitet mit Zeitreihen in stündlicher Auflösung. Diese Zeitreihen bestehen aus Ist-Werten und Prognosewerten, die mindestens 44 Stunden in die Zukunft reichen. Die Verwendung von Prognosen ist notwendig, um eine vorausschauende Kraftwerkseinsatzplanung durchzuführen und die sich einstellenden lokalen *Day-ahead*-Strompreise zu bestimmen. **EE-Erzeugung und Stromverbrauch:** Die EE-Erzeugungs- und Stromverbrauchsdaten werden von der ENTSO-E und dem Agorameter bezogen. Regional hochaufgelöste EE-Erzeugungs- und Stromverbrauchsdaten werden vom Fraunhofer IEE erstellt. Die Daten werden zum Teil aneinander angepasst (siehe Abschnitt „Anpassung der regionalen EE-Zeitreihen an Agorameter und BNetzA-Abregelungen“) um eine Vergleichbarkeit von Agorameter und Lokalem Agorameter herzustellen. Zum Teil werden auch Prognose-Ersatzwerte für nicht weit genug in die Zukunft reichende ENTSO-E-Prognosen gebildet, um einen 44 h-Prognosehorizont abzudecken (siehe Abschnitt „Prognose-Ersatzwerte für Nachbarländer“).
- **Kraftwerkseinsatz:** Kraftwerkseinsatzrechnungen werden im Lokalen Agorameter stündlich mit dem Strommarktmodell SCOPE Electricity Market (SCOPE EM)⁷ des Fraunhofer IEE durchgeführt. Hierbei werden Kraftwerksverfügbarkeiten von der ENTSO-E verwendet. Der Kraftwerkseinsatz erfolgt für die Länder, die in Abbildung 2 als „PTDF-gekoppelt“ und „NTC-gekoppelt“ bezeichnet werden⁸. Für die Kraftwerkseinsatzrechnungen wird immer der Zeitbereich angesetzt, der vier Stunden vor der aktuellen Uhrzeit beginnt und 44 Stunden in die Zukunft reicht. Damit decken die Kraftwerkseinsatzrechnungen insgesamt einen Zeitbereich von 48 Stunden ab. Dadurch, dass die Kraftwerkseinsatzrechnungen vier Stunden in der Vergangenheit beginnen, können Ist-Werte als Startwerte berücksichtigt werden.
- **Stromimporte und Exporte:** Diese werden auf Grundlage der Stromerzeugungs- und Stromverbrauchszeitreihen mittels eigener Netzberechnungen ermittelt. Dabei werden NTC-Werte von der ENTSO-E-Transparency-Plattform verwendet, um die Übertragungskapazitäten der NTC- aber auch PTDF-gekoppelten Länder zu bestimmen. Stromimporte und -exporte der in Abbildung 2 als „Satelliten“ bezeichneten Länder werden über die geplanten und eingetretenen Handelsflüsse der ENTSO-E-Transparenzplattform abgebildet.

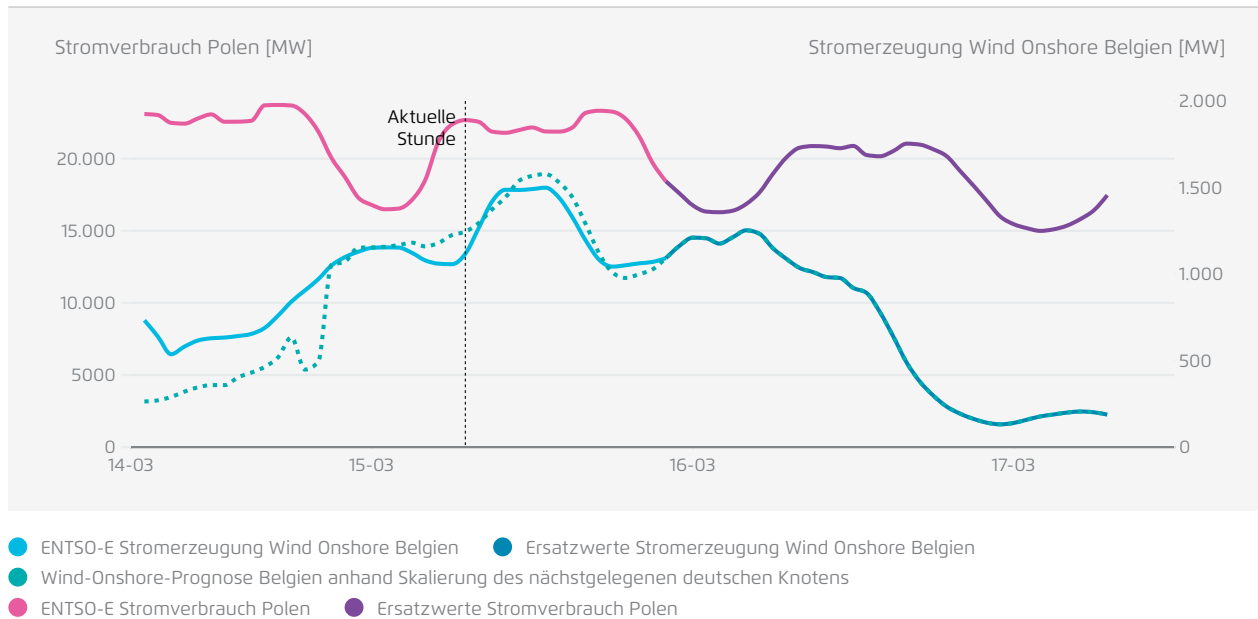
⁶ Fraunhofer IEE (2025)

⁷ Fraunhofer IEE (2025)

⁸ PTDF: Power Transfer Distribution Factor (Leistungsflussverteilungsfaktor), NTC: Net Transfer Capacity (Netto-Übertragungskapazität)

Veranschaulichung der Ersatzwertbildung

→ Abb. 3



Agora Energiewende basierend auf Fraunhofer IEE 2025

- **Strompreise:** Die Strompreise resultieren aus den Strommarktmodellierungen unter Berücksichtigung der Transportkapazitäten und ergeben sich aus den Grenzkosten der Kraftwerke, ergänzt um Anfahrkosten bzw. vermiedene Anfahrkosten (siehe Abschnitt „Strompreise“).
- **CO₂-Emissionen:** Die CO₂-Emissionen ergeben sich aus den Kraftwerkseinsätzen und brennstoffspezifischen Emissionsfaktoren.

3 Stromerzeugung

Die Stromerzeugung wird in Anlehnung an das Agorameter nach Photovoltaik, onshore Windenergie, offshore Windenergie, Wasserkraft, Biomasse, Steinkohle, Braunkohle, Kernkraft, Pumpspeicher, Erdgas und „Andere“ unterschieden. Windenergie, Photovoltaik, Biomasse und Wasserkraft werden zusammen mit Geothermie zur Kategorie „Erneuerbare Energien“ zusammengefasst. Steinkohle, Braunkohle, Kernkraft, Erdgas werden zusammen mit Ölkraftwerken und sonstigen konventionellen Kraftwerken (Müll ohne biogenen Abfall, Gicht- und Konvertergas) zur Kategorie „Konventionell“ zusammengefasst.

Prognose-Ersatzwerte für Nachbarländer

Die Prognosen der ENTSO-E reichen für manche Länder nur bis zum Ende des aktuellen Tages (siehe Beispiel Stromverbrauch Polen und onshore Windenergie Belgien in Abbildung 3). In diesen Fällen werden die für den 44-Stunden-Prognosehorizont fehlenden Stunden zum Kraftwerkseinsatz durch Ersatzwerte abgeschätzt. Im

Fall von Windenergie und Photovoltaik werden für die Ersatzwertbildung die Prognosen des deutschen Hubs verwendet, der dem jeweiligen Land am nächsten liegt, und auf die vorhandenen ENTSO-E-Prognosen skaliert. Im Fall der Stromnachfrage werden die vorhandenen ENTSO-E-Prognosen des letzten aufgetretenen Zeitraums des gleichen Tagestyps wie der fehlende Zeitraum verwendet. Es werden die Tagestypen Werktag, Samstag und Sonntag unterschieden, wobei Feiertage als Sonntage aufgefasst werden. Dadurch, dass die Ersatzwerte stündlich aktualisiert werden und nur Einfluss auf die letzten Stunden des Kraftwerkseinsatzes haben, bleiben die Auswirkungen der Ersatzwertverwendung gering.

3.1 Windenergie und Photovoltaik

Deutschland

Die Stromerzeugung aus Windenergie und Photovoltaik der deutschen Postleitzahlengebiete basiert auf der Hochrechnung von lokalen Referenzparks auf Flächen bekannter installierter Kapazität. Es erfolgt ein Einsatz von physikalischen Modellen sowie Machine Learning für Wetterabhängigkeit der Referenzparkprognosen unter Nutzung von Wetter- und Satellitendaten sowie Stammdaten von den Übertragungsnetzbetreibern und des Marktstammdatenregisters. Die Berechnung stellt ein Erzeugungspotenzial vor markt- oder netzbedingter Abregelung dar (meteorologisch mögliche Einspeisung).

Anpassung der regionalen EE-Zeitreihen an Agorameter und BNetzA-Abregelungen:

Die regionalen Zeitreihen der EE-Stromerzeugung (onshore Windenergie, offshore Windenergie und Photovoltaik) werden an die deutschlandweiten EE-Zeitreihen des Agorameters angepasst, um eine Vergleichbarkeit von Agorameter und Lokalem Agorameter herzustellen. Dabei wird beachtet, dass in den Agorameter-Zeitreihen EE-Abregelungen aufgrund von Netzengpässen bereits abgezogen sind, die regionalen Zeitreihen hingegen die meteorologisch mögliche EE-Einspeisung ohne Abregelungen wiedergeben. Das ist die Voraussetzung dafür, die im Vergleich zur Einheitsstrompreiszone veränderten Netzengpässe und EE-Abregelungen im lokalen System abbilden zu können. Die Anpassung der regionalen EE-Zeitreihen an die entsprechenden Agorameter-Zeitreihen erfolgt daher unterschiedlich, je nachdem, ob die Agorameter-EE-Zeitreihen in einer betrachteten Stunde höher oder niedriger als die für ganz Deutschland aufaggregierten regionalen EE-Zeitreihen ausfallen. Ist ersteres der Fall, werden die Anteile aller Regionen zur betrachteten Stunde an der gesamten regionalen Einspeisung in Deutschland bestimmt und mit dem entsprechenden Wert der Agorameter-Zeitreihe multipliziert. Für diese Stunden stimmen das Agorameter und das Lokale Agorameter hinsichtlich der deutschlandweiten EE-Erzeugung überein. Sind die Agorameter-Werte jedoch niedriger als die entsprechenden für ganz Deutschland aufaggregierten regionalen EE-Zeitreihen, werden die entsprechenden Stunden als Stunden mit EE-Überschüssen interpretiert, in der es zu Abregelung aufgrund von Netzengpässen kommt. Die regionalen EE-Zeitreihen werden in diesem Fall mit einem Faktor multipliziert, der sich aus dem Vergleich der Agorameter-Zeitreihen und der regionalen EE-Zeitreihen des vergangenen Jahres unter Hinzunahme der entsprechenden Absenkungen aus dem Bericht zum Netzengpassmanagement der Bundesnetzagentur⁹ ergibt. Dieses Vorgehen wird auch für Stunden mit fehlenden Agorameterwerten angewendet, wozu auch Prognosezeiträume zählen. Die EE-Zeitreihen des Lokalen Agorameters liegen in solchen Stunden höher als die des Agorameters. Werden ganze Jahre betrachtet, summieren sich die Abweichungen auf die Zahlen der Bundesnetzagentur.

⁹ Bundesnetzagentur (2019-2023): Bericht – Netzengpassmanagement

Nachbarländer

Für die Nachbarländer Deutschlands werden die Windenergie- und PV-Einspeisungswerte und -prognosen der ENTSO-E verwendet, die zum Teil durch Prognose-Ersatzwerte ergänzt werden.

3.2 Biomasse

Deutschland

Die Stromerzeugung aus Biomasse inklusive Biogas und biogenem Abfall wird vom Agorameter bezogen und mit einem Verteilungsschlüssel auf Grundlage des Marktstammdatenregisters nach installierter Leistung auf die deutschen Regionen verteilt.

Nachbarländer

Für die Nachbarländer Deutschlands werden die Biomasse-Einspeisewerte der ENTSO-E verwendet.

3.3 Konventionelle Kraftwerke

Zu den konventionellen Energieträgern werden Kernenergie, Braun- und Steinkohle, Erdgas und Öl gezählt. Zu den konventionellen Kraftwerken zählen entsprechend Kern-, Kohle-, Gas- (inklusive Gaskraftwerken kleiner 10 MW) und Ölkraftwerke, aber auch weitere Kraftwerke, die mit Müll ohne biogenen Abfall, Gicht- und Konvertergas betrieben werden. Die aktuellen, länderspezifischen Preise für die Brennstoffe Kohle, Öl und Gas sowie die CO₂-Preise werden von Montel¹⁰ bezogen und unter Berücksichtigung von Transportkosten^{11,12} den Kraftwerken zugeordnet.

Die sektorenübergreifende Einsatzplanung der konventionellen Kraftwerke wird für die PTDF- und NTC-gekoppelten Ländern aus Abbildung 2 sowie für die Hubs innerhalb Deutschlands mit dem Strommarktmodell SCOPE EM des Fraunhofer IEE durchgeführt¹³. Hierbei handelt es sich um ein Fundamentalmmodell zur Bestimmung des kostenminimalen Anlageneinsatzes von Stromerzeugungskapazitäten, flexiblen Lasten und Speichern. Um eine Modellierung in Anlehnung an die Abläufe des Strommarktes durchzuführen, werden die Stunden des Jahres mittels rollierender Planung durchlaufen. Die Diskrepanz zwischen Preisbildung am *Day-Ahead*-Markt (Prognose zur Mittagszeit des Vortags) und der statistischen Ist-Einspeisung ($\frac{1}{2}$ bis $1\frac{1}{2}$ Tage später) wird hierbei vereinfacht als eine Clearingpreis-Auktion auf Basis der Ist-Werte umgesetzt (in der Praxis als Abfolge von *Day-ahead* und *Intra-day*).

10 Montel (2019 – 2023): Brennstoff und CO₂-Preise

11 Prognos (2006): Variantenvergleich Küste versus Binnenland

12 EWI (2022): EWI Meri-Order Tool 2022 Update

13 Fraunhofer IEE (2025)

Es wird jeweils ein Zeitraum von z. B. 48 Stunden auf Prognosewerte optimiert, welcher für den nächsten Optimierungsschritt eine Stunde zeitlich nach vorne geschoben und aktualisiert wird. Speicherfüllstände sowie Stillstands- und Anfahrzeiten von Kraftwerken werden dabei in den jeweils nächsten Optimierungsschritt übertragen. Aufgestellt wird ein gemischt ganzzahliges lineares Optimierungsproblem, welches durch den kommerziellen Solver Gurobi gelöst wird. Das Modell SCOPE EM selbst ist in Matlab implementiert.

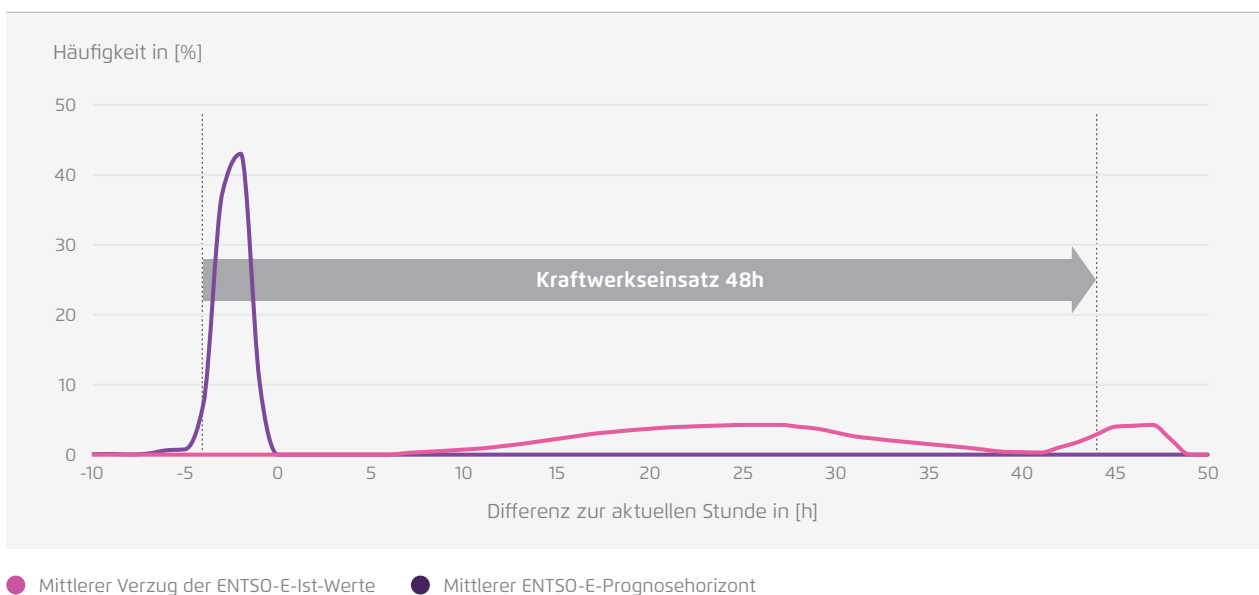
Da der Fokus der Analysen auf Deutschland liegt, wird der fossile Kraftwerkspark (Kondensationskraftwerke und Kraft-Wärme-Kopplung, KWK) in Deutschland blockscharf (alle Anlagen > 10 MW) inklusive individueller Verfügbarkeitsdaten von ENTSO-E abgebildet, während die Kraftwerke im europäischen Ausland aus Gründen der Rechenzeit je Typ und Brennstoff aggregiert werden.

Eine Ausnahme hinsichtlich des Kraftwerkeinsatzes stellen Erdgas-Kraftwerke kleiner 10 MW dar. Für diese wird das ENTSO-E-Biomasseprofil Deutschlands verwendet und deren Stromerzeugung mit einem Korrekturfaktor skaliert, der aus Erzeugungswerten des jeweils vorangegangenen Kalenderjahres ermittelt wird.

Abbildung 4 verdeutlicht, dass der Großteil der ENT-SO-E-Ist-Werte in der Regel mit weniger als vier Stunden Verzug bereitgestellt wird. Für die geringe Anzahl fehlender Ist-Werte mit größerem Zeitverzug werden stattdessen die aktuellen Prognosewerte für die Kraftwerkeinsatzrechnungen verwendet. Abbildung 4 zeigt auch die Notwendigkeit der Verwendung von Ersatzwerten für fehlende Prognosen, denn nur ein Teil der benötigten ENTSO-E-Prognosen verfügt im Mittel über den benötigten Prognosehorizont von 44 Stunden. Abbildung 4 liegen ENTSO-E-Daten der ersten Dezemberwoche 2023 zugrunde. Die wissenschaftliche Veröffentlichung¹⁴ enthält entsprechende Analysen zur Verfügbarkeit von ENTSO-E-Ist-Werten und -Prognosehorizonten auf einer umfangreicheren Datengrundlage.

Zeitverzug und Prognosehorizont der ENTSO-E-Daten für die Kraftwerkseinsatzrechnung

→ Abb. 4



Agora Energiewende basierend auf Fraunhofer IEE 2025 mit ENTSO-E-Daten der ersten Dezemberwoche 2023

14 Fraunhofer IEE (2025)

Für KWK-Kraftwerke werden Wärmelastzeitreihen auf Grundlage von flächendeckenden Temperatur- und Einstrahlungsprognosen modelliert, die mit Einwohnerzahlen gewichtet werden. Die Fernwärmekraftwerke benötigen modellbedingt die Information darüber, welchen Anteil die Wärmelast der nächsten 44 Stunden an der Wärmelast des aktuellen Kalenderjahres hat. Für die Entwicklung der Wärmelast bis zum Jahresende wird daher im Live-Betrieb auf die mittleren Wärmelastzeitreihen der Jahre 2019 bis 2023 zurückgegriffen.

3.4 Wasserkraft und Pumpspeicher

Über die ENTSO-E-Transparency-Plattform sind keine Prognosewerte für Wasserzufluss und Markterwartung für das laufende Jahr verfügbar. Daher wird für den Verlauf des aktuellen Kalenderjahres die Speicherfüllstandserwartung des lokalen Strommarktdesigns des Jahres 2023 verwendet, wobei volle Speicherfüllstände zu Jahresbeginn angesetzt werden. Daraus ergibt sich eine im Vergleich zur Einheitspreiszone geänderte Speicherbewirtschaftung im Alpenraum mit Einfluss auf die Marktergebnisse in Deutschland ohne eine Überschätzung der Flexibilität.

3.5 Andere

Unter „andere Stromerzeuger“ werden Geothermie, Ölkraftwerke und sonstige konventionelle Kraftwerke (Müll ohne biogenen Abfall, Gicht- und Konvertergas) zusammengefasst.

Die Deutschland-Zeitreihen der übrigen Stromerzeugungsarten werden vom Agorameter bezogen, um eine Konsistenz mit dem Agorameter herzustellen. Die Zeitreihen aller dieser Stromerzeuger werden mit Verteilungsschlüsseln auf Grundlage des Marktstammdatenregisters gemäß ihrer installierten Leistung auf die deutschen Regionen verteilt.

4 Stromnachfrage

Deutschland

Für die regionalen Stromnachfragen und deren Prognosen wird methodisch eine Kombination aus standardlastprofil-basiertem Bottom-Up und ENTSO-E-Last-basiertem Top-Down-Ansatz angewendet. Dabei wird eine deutschlandweite Modellierung basierend auf umfangreichen Geodaten u.a. von Landesämtern auf Gemeindeebene verwendet und weiter lokal differenziert. Für die zeitliche Auflösung der regionalen Industrieverbräuche wird ein synthetisches Lastprofil aus der residualen ENTSO-E-Zeitreihe gebildet.

Die Stromnachfrage Deutschlands wird vom Agorameter bezogen und um den Stromverbrauch von Pumpspeicherkraftwerken ergänzt. Die regionalen Stromverbrauchs-Zeitreihen werden an die Agorameter-Zeitreihe angepasst, indem für jede Stunde der Anteil einer jeden Region aus der Summe aller Regionen bestimmt und mit dem Wert der Agorameter-Zeitreihe multipliziert wird. Hieraus ergibt sich ein mittlerer Skalierungsfaktor, der auf die regionalen Stromverbrauchsprognosen angewendet wird.

Nachbarländer

Die Stromnachfrage der Nachbarländer (Ist-Werte und Prognosen) wird von der ENTSO-E bezogen und zum Teil durch Prognose-Ersatzwerte ergänzt.

5 Importe und Exporte

Deutschland und Nachbarländer

Die Stromimporte und -exporte zwischen den PDTF- und NTC-gekoppelten Ländern¹⁵ aus Abbildung 2 sowie zwischen den Hubs innerhalb Deutschlands werden auf Grundlage der Stromerzeugungs- und Stromverbrauchszeitreihen mittels eigener Netzberechnungen ermittelt (siehe Abschnitt 6). Dabei werden für NTC-gekoppelte Länder die auf der ENTSO-E-Transparency-Plattform gemeldeten NTC-Werte als Stromflussbeschränkungen angesetzt. Für die PDTF-gekoppelten Länder und Hubs ergeben sich die Beschränkungen aus einem detaillierten Netzdatensatz.

Für die Darstellung der Netzbelastung im Lokalen Agorameter werden die stündlichen Im- und Exportwerte ins Verhältnis zu ihrem jeweiligen Maximalwert des letzten Kalenderjahres gesetzt.

Satelliten

Die Stromimporte und -exporte der in Abbildung 2 als „Satelliten“ bezeichneten Länder werden über die geplanten und eingetretenen Handelsflüsse abgebildet, die auf der ENTSO-E-Transparenzplattform als „scheduled commercial exchanges“ bezeichnet werden.

6 Netzberechnungen

Das Übertragungsnetz wird auf Basis verfügbarer Netzkarten und Datentabellen der Übertragungsnetzbetreiber erstellt. Die zunehmenden Eingriffsmöglichkeiten der Netzbetreiber in den Lastfluss, wie durch Hochtemperaturleiterseile und Phasenschiebertransformatoren (leitungsscharf) und Freileitungsmonitoring (pauschal), werden gemäß aktueller Verbreitung differenziert abgebildet. Der Netzdatensatz wird jährlich aktualisiert.

¹⁵ PDTF: Power Transfer Distribution Factor (Leistungsflussverteilungsfaktor); NTC: Net Transfer Capacity (Netto-Übertragungskapazität)

Dabei werden abgeschlossene Vorhaben aus dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) und dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) in das Netzmodell übernommen. Die Modellierung der Netzbetriebsführung erfolgt mit dem Modell IEE OPT des Fraunhofer IEE.

7 Strompreise

Die Strompreise der 22 Hubs innerhalb Deutschlands ergeben sich aus den Grenzkosten der Kraftwerke für die Lastdeckung, wobei zu beachten ist, dass die konventionellen Kraftwerke blockscharf und mit einer Teillastbegrenzung abgebildet werden. Aus diesen Grenzkosten ergibt sich zunächst ein Strompreis aus der linearen Optimierung, der durch die Allokation der Anfahrkosten bzw. der vermiedenen Anfahrkosten und vermiedenen Erlöse der Kraftwerke auf die Stunden mit den höchsten bzw. niedrigsten Preisen gespreizt wird, um einen realistischeren Verlauf des Strompreises zu erhalten. Aufgrund der vermiedenen Kosten und Erlöse ergeben sich teils auch negative Strompreise. In den sich einstellenden lokalen Börsenstrompreisen der Hubs wird eine Methode zur Modellierung von Gebotspreisen von EE-Anlagen bei negativen Strompreisen¹⁶ berücksichtigt.

8 Emissionen

Zur Berechnung der gesamten, stündlichen Emissionen der Stromerzeugung (in Tonnen CO₂) werden die modellierten, stündlichen Einspeisezeitreihen der fossilen Energieträger jeweils mit einem Emissionsfaktor multipliziert und anschließend addiert.

Für den stündlichen Emissionsfaktor des Strommixes (in g/kWh) werden die stündlichen Emissionen der Stromerzeugung durch die gesamte Nettostromerzeugung (exklusive Pumparbeit) dividiert. Die Emissionen je Energieträger werden dann aufaddiert und sowohl als spezifischer summarischer Wert je Kilowattstunde als auch in absoluten Tonnen angegeben.

Weitere Treibhausgase, die bei der Stromproduktion entstehen, oder Emissionen, die in den vor- und nachgelagerten Stufen (zum Beispiel bei der Installation oder dem Abbau eines Kraftwerks) anfallen können, werden nicht berücksichtigt. Zudem werden weder die CO₂-Emissionen der Importe addiert noch die der Exporte subtrahiert und somit die CO₂-Emissionen dargestellt, die letztendlich in der deutschen CO₂-Bilanz zu Buche schlagen.

¹⁶ Agora Energiewende, Fraunhofer IEE (2025): Lokale Strompreise

Literaturverzeichnis

Agora Energiewende, Fraunhofer IEE (2025): *Lokale Strompreise. Niedrigere Stromkosten durch besseres Marktdesign*, unter: <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/lokale-strompreise>

ENTSO-E (2019–2023): *Transparency data – Generation Forecasts for Wind and Solar*, unter: <https://transparency.entsoe.eu>

ENTSO-E (2019–2023): *Transparency data – Actual Generation per Production Type*, unter <https://transparency.entsoe.eu>

ENTSO-E (2019–2023): *Transparency data – Total Load – Day Ahead / Actual*, unter: <https://transparency.entsoe.eu>

ENTSO-E (2019–2023): *Transparency data – Fore-casted Transfer Capacities – Day Ahead / Week – Ahead / Month ahead*, unter: <https://transparency.entsoe.eu>

ENTSO-E (2019–2023): *Transparency data – Una-vailability of Production and Generation Units*, unter: <https://transparency.entsoe.eu>

ENTSO-E (2019–2023): *Transparency data – Scheduled Commercial Exchanges*, unter: <https://transparency.entsoe.eu>

MONTEL (2019–2023): *Brennstoff- und CO₂-Preise*, unter: <https://app.montelnews.com/news/default.aspx>

Agora Energiewende (2023): *Agorameter – Dokumentation – Version 13*, unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/Agorameter/2023-09-19_Hintergrunddokumentation_Agorameter_v13.pdf

Fraunhofer IEE (2025): *Aligning Electricity Markets with Physics: Insights from Close-to-Live Electricity Market Simulations of German Bidding Zone Splits and Locational Prices*, Preprint, anstehend 2025.

Bundesnetzagentur (2019–2023): *Bericht – Netzengpassmanagement*, unter <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Netzengpassmanagement/start.html>

Montel (2019 – 2023): *Brennstoff und CO₂-Preise*, unter: <https://app.montelnews.com/news/default.aspx>

Prognos (2006): *Variantenvergleich Küste versus Binnenland – Ein volkswirtschaftlicher Vergleich der Kosten, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit von Kraftwerksstandorten*, unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/_bis_2010/2006/BK6-06-074/BK6-06074_StellungnahmeELBDPrognosStuid9104pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=2

EWI (2022): *EWI Merit-Order Tool 2022 Update*, unter: <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/ewi-merit-order-tool-2022-update/>

Impressum

Über Agora Energiewende

Agora Energiewende erarbeitet unter dem Dach der Agora Think Tanks wissenschaftlich fundierte und politisch umsetzbare Konzepte für einen erfolgreichen Weg zur Klimaneutralität – in Deutschland, Europa und international. Die Denkfabrik agiert unabhängig von wirtschaftlichen und parteipolitischen Interessen und ist ausschließlich dem Klimaschutz verpflichtet.

Agora Energiewende

Agora Think Tanks gGmbH
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2
10178 Berlin | Deutschland
T +49 (0) 30 7001435-000

www.agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de