Eine europäische Versorgungssicherheit braucht koordinierte Kraftwerksinvestitionen

Deutschland steht vor einem wachsenden Defizit an steuerbarer Stromerzeugung. Dunkelflauten treten regelmäßig auf und dauern oft mehrere Tage – Batteriespeicher können diese nicht überbrücken, da sie nur kurzfristig Energie bereitstellen, der Zubau weiterer Kapazitäten durch begrenzte Netzanschlusskapazitäten limitiert ist und vor allem, weil sie anders als Gaskraftwerke zunächst aufgeladen werden müssen, um anschließend Strom fürs System zur Verfügung stellen zu können. Ihr Aufladen in einer Dunkelflaute ist folglich gar nicht möglich, bzw. würde das System zusätzlich stark verknappen. Gleichzeitig steigen Importbedarf und Großhandelspreise. Um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, sind steuerbare Kapazitäten unverzichtbar. Gaskraftwerke bieten kurzfristig die realistischste Lösung.

Die Kraftwerksstrategie kann dabei technologieoffen ausgestaltet werden: Neben Erdgas kommen auch Anlagen auf Basis von Biomasse oder Biogas infrage. Innerhalb der Gastechnologien stehen verschiedene Optionen zur Verfügung – etwa GuD-Kraftwerke, Gasturbinen oder Gasmotoren, jeweils mit oder ohne Kraft-Wärme-Kopplung.

Ein Verzicht auf neue Kraftwerke würde die europäische Versorgungssicherheit beeinträchtigen. Wenn Mitgliedstaaten auf Investitionen verzichten und auf Importe oder Speicher setzen, entsteht ein „Prisoner's Dilemma". Fehlen europaweit steuerbare Kapazitäten, droht ein massiver Lost Load mit gravierenden volkswirtschaftlichen Folgen. Nur durch koordinierte Investitionen in flexible Erzeugung kann Europas Versorgungssicherheit langfristig gesichert werden.

Inhalt

Dunkelflauten sind real, regelmäßig und werden immer länger 2
Dunkelflauten führen zu Preisverwerfungen 2
Batteriespeicher: Beitrag ja – alleinige Lösung nein 3
Trägheit der Masse: Netzstabilität braucht rotierende Maschinen 3
Batteriespeicher: Aufladen in der Dunkelflaute ist nicht möglich 4
Ausgangslage: Versorgungssicherheit unter Druck 5
Importabhängigkeit als Risiko in Notfallsituationen 5

Dunkelflauten sind real, regelmäßig und werden immer länger

Dunkelflauten sind kein theoretisches Konstrukt, sondern ein regelmäßig auftretendes Phänomen mit weitreichenden Folgen für die Versorgungssicherheit. Eine Analyse von Ohlendorf (Mercator Institut) und Schill (DIW) aus dem Jahr 2020 zeigt, dass in den vergangenen 40 Jahren regelmäßig Perioden auftraten, in denen der durchschnittliche Kapazitätsfaktor von Windenergie über fünf aufeinanderfolgende Tage unter 10 % lag[1]. Etwa einmal pro Dekade kam es sogar zu achttägigen Windflauten. Diese Ergebnisse sind signifikant – und angesichts des Klimawandels zunehmend besorgniserregend. Die Abschwächung des Jetstream führt zu stabileren Hochdrucklagen, wodurch sich die Häufigkeit und Dauer solcher Flauten weiter erhöhen dürfte.

Uniper hat diese Erkenntnisse durch eine eigene Auswertung auf Basis von Volue- und DWD-Daten für die letzten zehn Jahre ergänzt (siehe Abbildung 1). Das Ergebnis: **In dem ausgewerteten Zeitraum konnten insgesamt 112 Dunkelflauten identifiziert werden, die länger als 24 Stunden andauerten, das Mittel der längsten Dunkelflauten des betrachteten Zeitraumes liegt bei 104 Stunden, also mehr als vier Tagen – es zeichnet sich zudem ein Aufwärtstrend ab[2]**. Die Analyse unterstreicht die Dringlichkeit, steuerbare Kapazitäten vorzuhalten, um die Versorgungssicherheit auch in solchen Extremsituationen zu gewährleisten.

Ein besonders eindrückliches Beispiel liefert der November 2024: In den ersten 8 Tagen des Monats standen laut Smard 68,3 GW installierte Windleistung zur Verfügung (laut Marktstammdatenregister sogar 71,8 GW). Tatsächlich erzeugt wurden in dieser Zeit jedoch nur 1.351 GWh (durchschnittlich 0,7 GW pro Stunde), was einem Lastfaktor von 10 % entspricht. Auch die Photovoltaik trug kaum zur Lastdeckung bei. Von 76,6 GW verfügbarer Leistung (96 GW laut Marktstammdatenregister) wurden nur 508 GWh produziert (im Schnitt 0,26 GW pro Stunde). Das entspricht gerade mal einem Lastfaktor von 3,5 %. Lediglich Wasserkraft und Biomasse lieferten mit rund 6 GW bei knapp 45 % Lastfaktor einen stabilen Beitrag.

Dunkelflauten führen zu Preisverwerfungen

Der Winter 2024/25 war durch vier Dunkelflauten geprägt, die zu erheblichen Knappheitspreisen am Großhandelsmarkt führten (siehe Abbildung 2). Die zuvor beschriebene Dunkelflaute im November, die mit insgesamt rund 8 Tagen sicherlich zu den längsten Flauten zählte, hatte dabei nicht die höchsten Großhandelspreise zur Folge. Dies liegt daran, dass die Flaute in den Herbst fiel, als der Verbrauch in Deutschland und Europa noch unter dem Wintermaximum lag. Zudem konnten Länder wie Skandinavien und Frankreich durch ihre Exporte das deutsche Erzeugungsdefizit temporär ausgleichen. Diese Entlastung ist jedoch kein verlässliches Zukunftsszenario. Denn mit dem geplanten Kohleausstieg sinken die steuerbaren Erzeugungskapazitäten weiter und durch die fortschreitende Elektrifizierung steigt die

[1] Ohlendorf, N., & Schill, W.-P. (2020). Frequency and duration of low-wind-power events in Germany. *Environmental Research Letters*, 15(8), 084045. https://doi.org/10.1088/1748-9326/ab91e9

[2] Für die Studie wurde der Mean-Below-Threshold (MBT)-Ansatz gewählt. Bei diesem wird der gleitende Mittelwert über 6 Stunden gebildet, der dann unter 10% des gleitenden 6h-Mittels der inst. Kapazität liegen muss.

Stromnachfrage im Winter deutlich an. In **Kombination mit längeren Dunkelflauten drohen künftig massive Preisverwerfungen**.

Auch ohne das Auftreten von Dunkelflauten sind die Großhandelspreise für Strom in Deutschland extrem. Die Preise haben sich seit der Zeit vor dem Ukrainekrieg und dem Kohle- sowie Kernenergieausstieg mehr als verdoppelt. Während sie früher zwischen 20 und 40 €/MWh schwankten, liegen sie inzwischen deutlich darüber (siehe Abbildung 3).

Batteriespeicher: Beitrag ja – alleinige Lösung nein

Der technische Fortschritt bei Batteriespeichern ist unbestritten und Batterien sowie andere Speichertechnologien leisten einen wichtigen Beitrag zur kurzfristigen Netzstabilisierung. Aus unserer Perspektive ist es jedoch nicht realistisch, den Bedarf an steuerbaren Kapazitäten überwiegend durch Speicher zu decken. Eine solche Annahme würde der Komplexität des Stromsystems nicht gerecht.

Batteriespeicher können typischerweise nur wenige Stunden Energie bereitstellen. Aktuell liegt der Wert bei rund 2 Stunden, zukünftige Batterielösungen könnten etwa vier Stunden bei Volllast betrieben werden. Damit sind sie nicht geeignet, um (mehrtägige) Dunkelflauten zu überbrücken oder den wachsenden Bedarf an gesicherter Leistung vollständig zu decken.

Eine aktuelle Studie des Batteriespeicherherstellers ECO STOR verdeutlicht die Größenordnung: Beim Ausbauszenario der Bundesregierung für 2030 und einer Residuallast von 100 GW in diesem Jahr könnten Batteriespeicher mit einer installierten Kapazität von 100 GW und 2 Stunden Vollastbetrieb rund 16 GW der Spitzenlast abfedern. Den gleichen Effekt erreicht man aber auch mit 17-18 GW an Gaskraftwerken. Und für die verbleibenden rund 85 GW wären folglich weiterhin steuerbare Kapazitäten erforderlich – etwa Bioenergie- und Wasserkraftwerke, H_2-ready Gaskraftwerke oder Stromhandel mit Deutschlands Nachbarn.

Solche Dimensionen sind jedoch fernab von jeder Realität. 100 GW Batteriekapazität kosten deutlich mehr als 100 Mrd. Euro. Im Vergleich dazu kosten 17-18 GW Gaskraftwerke vielleicht 20 Mrd. Euro. Außerdem fehlen die Netzanschlüsse, denn schon heute sind die Netzanschlusskapazitäten für Batteriespeicher knapp. Der Anschluss von 100 GW ist unrealistisch, wenn bereits 20 GW Gaskapazität eine Herausforderung darstellen, von den enormen Folgekosten beim Netzausbau ganz abgesehen. Und schließlich: 100 GW ist laut IEA mehr als das doppelte, der Ende 2023 weltweit installierten Batteriekapazität von 41 GW[3].

Trägheit der Masse: Netzstabilität braucht rotierende Maschinen

Ein oft unterschätzter Aspekt ist die sogenannte Trägheit der Masse (Inertia), die für die **Stabilität der Netzfrequenz** entscheidend ist. Konventionelle Kraftwerke wie Kohle- oder Gaskraftwerke verfügen über große rotierende Massen (z. B. Turbinen und Generatoren), die kinetische Energie speichern und bei plötzlichen

[3] IEA (2024), *Global battery storage capacity additions*, 2010-2023, IEA, Paris https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-battery-storage-capacity-additions-2010-2023, Licence: CC BY 4.0

Frequenzänderungen als Puffer wirken. Batteriespeicher hingegen besitzen keine rotierende Masse und können diese Funktion nicht übernehmen.

Der Einsatz von Batteriespeichern verändert die Dynamik im Stromnetz. Durch die fehlende natürliche Trägheit können Frequenzänderungen schneller und stärker auftreten, was zusätzliche Anforderungen an die Netzstabilität erfordert.

Mit dem Kohleausstieg droht sich diese Lücke zu vergrößern. Ohne den Zubau von weiteren Turbinen oder alternativen Inertia-Komponenten steigt die **Gefahr von Blackouts** – wie zuletzt in Spanien beobachtet.

Batteriespeicher: Aufladen in der Dunkelflaute ist nicht möglich

Ein weiterer systemkritischer Punkt: Batterien müssen vorab geladen werden, um Energie bereitstellen zu können. In einer Dunkelflaute – also bei gleichzeitigem Ausfall von Wind und Sonne – ist das Aufladen jedoch kaum möglich. Der Versuch, Batterien in dieser Phase zu laden, würde das ohnehin knappe Stromangebot zusätzlich belasten und die Versorgungslage verschärfen. Hinzu kommt: Batteriespeicher können, wie oben erwähnt, typischerweise nur rund 2 Stunden Energie bereitstellen. In den letzten drei Jahren erreichten Dunkelflauten aber regelmäßig Werte von über 120 Stunden (vgl. Abbildung 4), entsprechend sind Batterien aus dieser Perspektive nur ein Tropfen auf den heißen Stein.

Ein Rechenbeispiel verdeutlicht die Problematik: Um einen imaginären 100 GW Batteriepark bei mäßiger PV- und Windleistung im Winter vollständig aufzuladen, wäre also eine zusätzliche Stromnachfrage von 100 GWh entstanden. In der o.g. Flaute vom 1. bis 8. November war die Zeit vom 3. bis 8. November besonders windarm, während in den ersten 48-Stunden noch Windstrom verfügbar war (siehe Abbildung 5), wäre die gesamte bundesdeutsche Windstromproduktion aus zehn Stunden notwendig gewesen bzw. wäre der Stromverbrauch um mehr als 4% angestiegen und hätte die bereits hohen Strompreise weiter angetrieben.

Ausgangslage: Versorgungssicherheit unter Druck

Deutschland verfügt im Normalfall über ausreichend Stromerzeugungskapazität. Rund 250 GW nehmen am Strommarkt teil (siehe Abbildung 6), die jährlich zu deckende Spitzenlast beträgt jedoch nur 80 GW (2030: 92 GW)[4].

Die Herausforderung: Der Großteil der Kapazitäten ist nicht steuerbar. Zieht man Wind- und PV-Anlagen von der Gesamtkapazität ab, zeigt sich, dass die verbleibenden Kapazitäten kaum ausreichen, um bei hoher Nachfrage die Last zu decken (siehe Abbildung 7). Dieses Leistungsdefizit wird sich weiter vergrößern, da bis 2030 weitere rund 13 GW Kohleleistung stillgelegt werden.

Eine Analyse von Uniper zeigt: Simuliert man auf Basis des heutigen Kraftwerksparks die Auswirkungen des Kohleausstiegs und der steigenden Spitzenlast, zeigt sich ein deutliches Versorgungsdefizit. **Ab 2030 stehen nur noch ca. 48 GW steuerbare Kapazität einer Spitzenlast von 92 GW gegenüber** (siehe Abbildung 7 und 8).

Diese Diskrepanz verdeutlicht die zentrale Herausforderung der kommenden Jahre: Zwar ist mit einem deutlichen Zubau bei Wind- und Photovoltaikanlagen zu rechnen, doch wenn diese Technologien – etwa während Dunkelflauten – nicht verfügbar sind, steht Deutschland vor großen Schwierigkeiten, die Spitzenlast zu decken.

Importabhängigkeit als Risiko in Notfallsituationen

Das wachsende Defizit an steuerbarer Leistung in Deutschland, insbesondere in Kombination mit Dunkelflauten im Winter, führt zu einer strukturellen Importabhängigkeit. Seit dem Ausstieg aus Kohle und Kernenergie ist **Deutschland dauerhaft auf Stromimporte aus dem europäischen Ausland angewiesen** (siehe Abbildung 9). Der Zubau erneuerbarer Energien konnte diese Lücke bislang nicht schließen. Zwischen Juli 2024 und September 2025 war der Dezember 2024 der einzige Monat, in dem Deutschland mehr Strom erzeugte als verbrauchte.

Besonders kritisch wird die Lage in Zeiten von Dunkelflauten. In der Regelzone DE/LUX bestand im **November 2024 über einen Zeitraum von 140 Stunden** ein kontinuierlicher Stromimportbedarf von mindestens 5 GW und mehr – in 66 dieser Stunden sogar über 10 GW. Insgesamt mussten in diesen acht Tagen rund 1,5 TWh Strom importiert werden (siehe Abbildung 10).

Diese Zahlen zeigen, dass die Fähigkeit Deutschlands, sich in Engpasssituationen auf Stromimporte zu verlassen, an **physikalische und systemische Grenzen** stößt. Bezogen auf Notfallsituationen ist entscheidend, dass sowohl die Importkapazitäten über Interkonnektoren als auch die verfügbaren Stromüberschüsse in den Nachbarländern nicht unbegrenzt skalierbar sind. In einem europäischen Stromsystem, das zunehmend unter Druck steht – etwa durch gleichzeitige Wetterlagen oder steigende Nachfrage durch Elektrifizierung – kann das Vorhandensein von Reserven in den Nachbarländern nicht als verlässliche Reserve eingeplant werden. In jedem Fall wirkt die steigende Importabhängigkeit preistreibend.

[4] Laut Szenario B der Bundesnetzagentur wird diese bis 2030 auf rund 92 GW steigen

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Dauer von Dunkelflauten, (Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Volue, DWD, 2025)

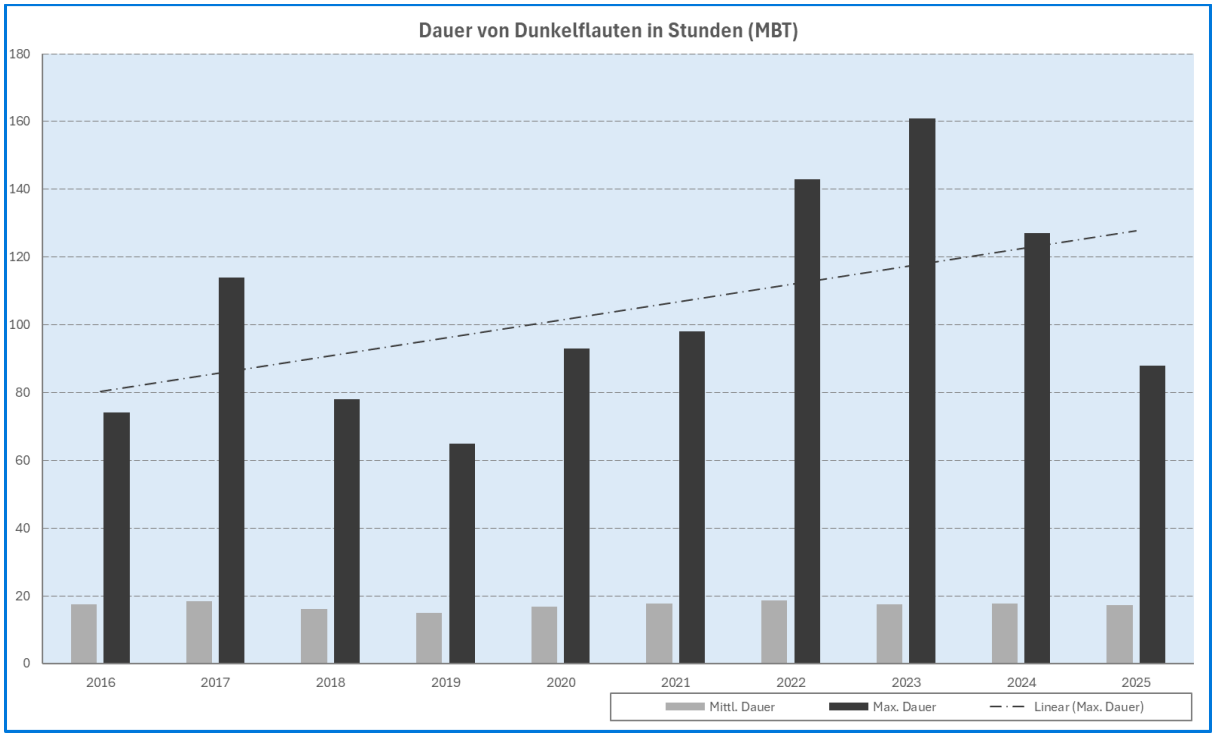

Abbildung 2: Dunkelflaute im Winter 2024/25, (Quelle: Smard BNetzA, 2025)

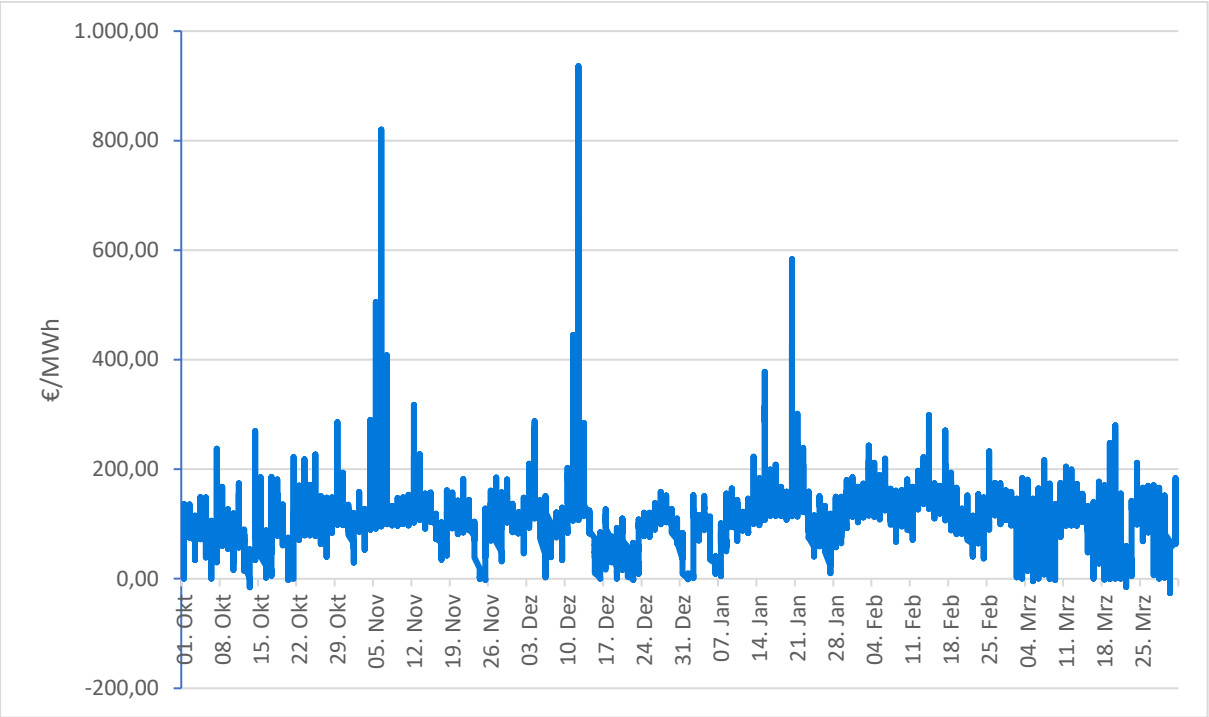

Abbildung 3: Durchschnittliche Großhandelspreise DE/LUX, (Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Entso-E)

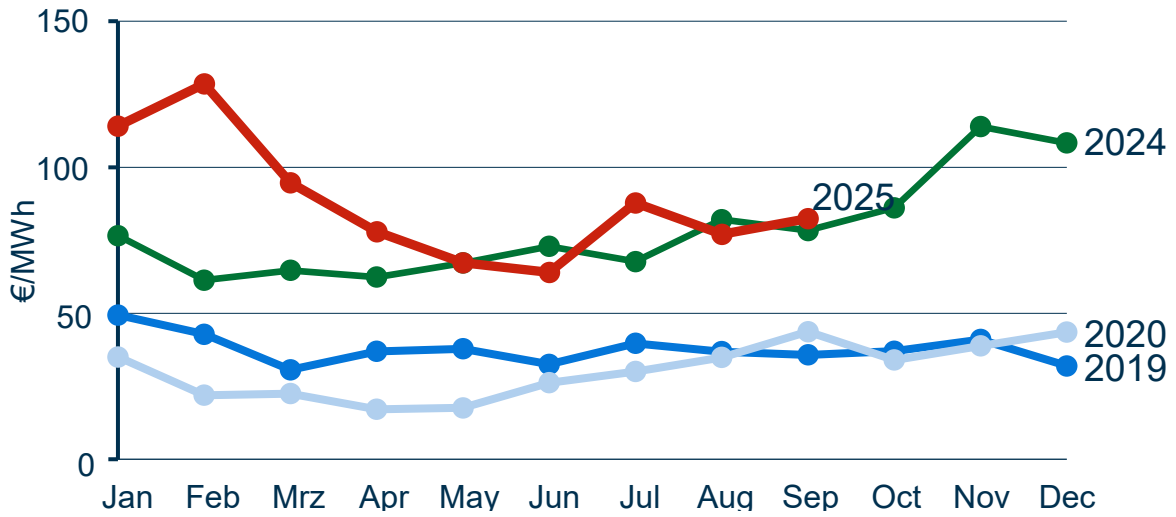

Abbildung 4: Dunkelflautenereignisse in Stunden, (Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf DWD)

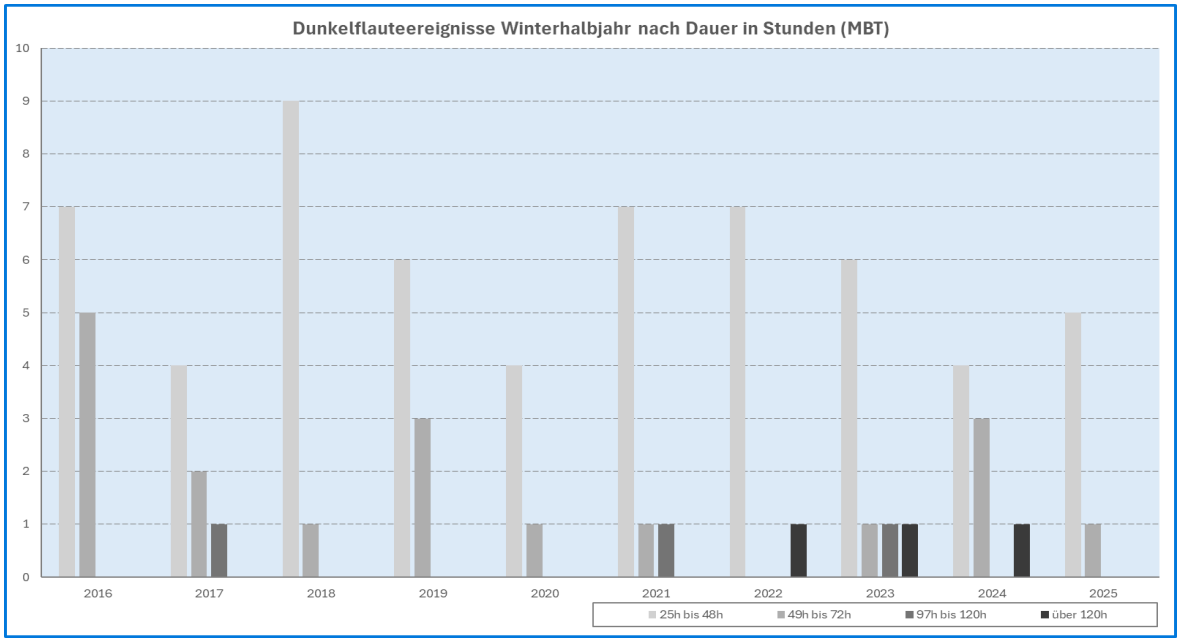

Abbildung 5: Erzeugungsbilanz in der Regelzone DE/LUX, (Quelle: Smard BNetzA, 2025)

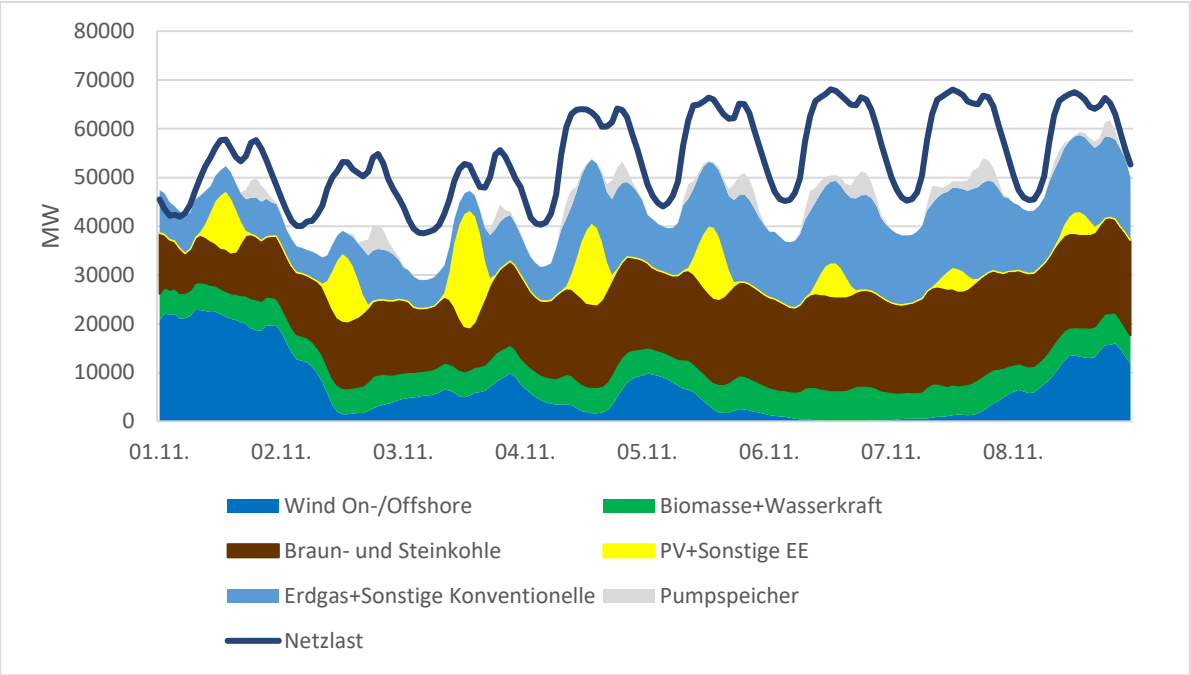

Abbildung 6: Nettoleistung Deutschland, (Quelle: BNetzA, 2025)

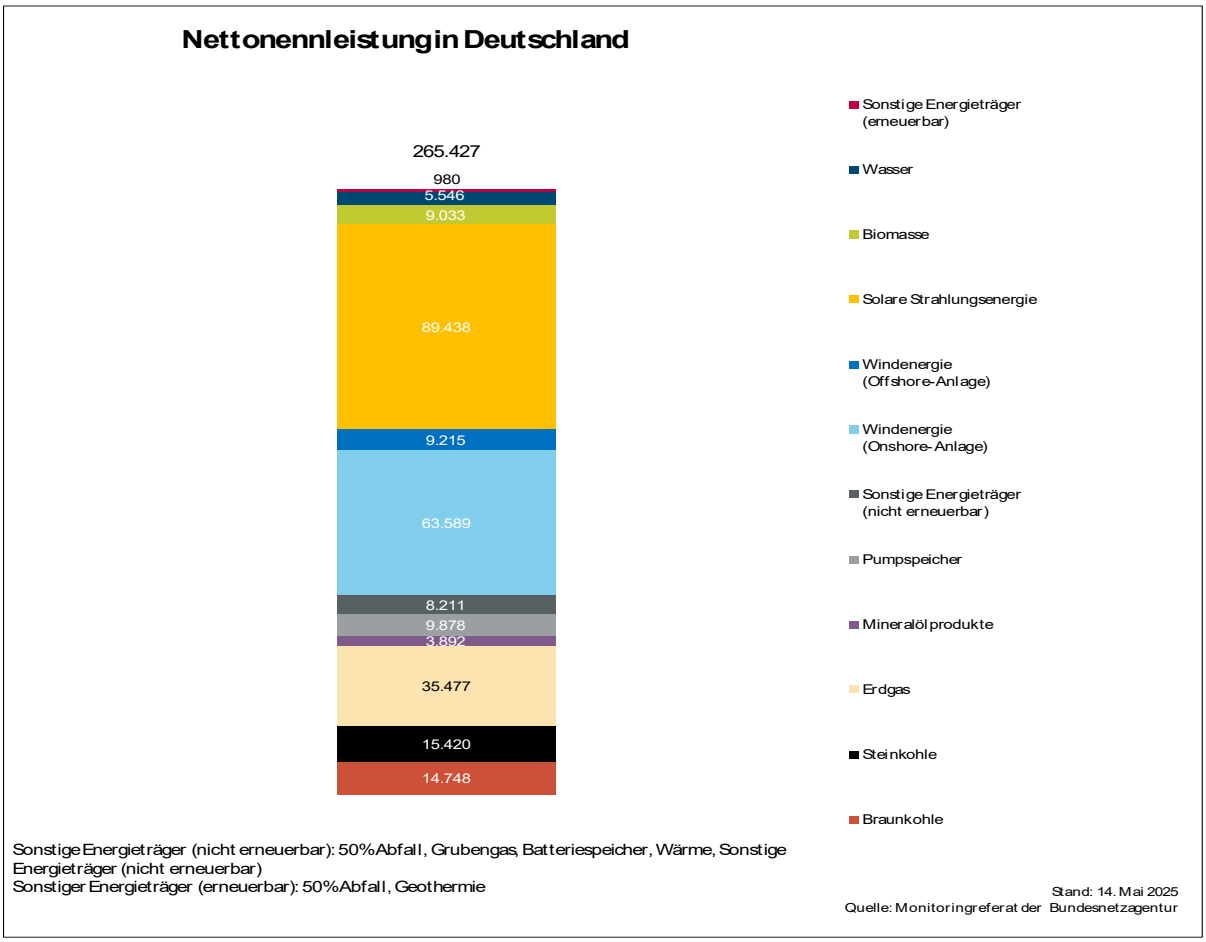

Abbildung 7: Installierte Nettokapazität 2024 in GW, (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf BnetzA, BNetzA Szenariorahmen 2037/2045 (2025); Smard.de)

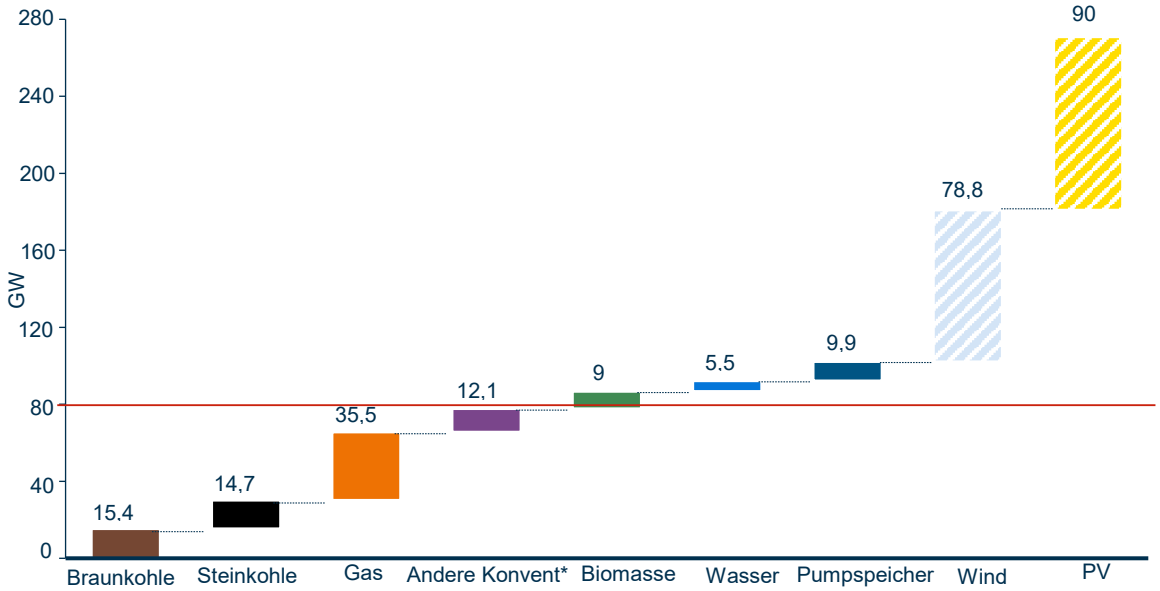

Abbildung 8: Installierte Nettokapazität 2024 in GW, (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf BnetzA, BNetzA Szenariorahmen 2037/2045 (2025); Smard.de)

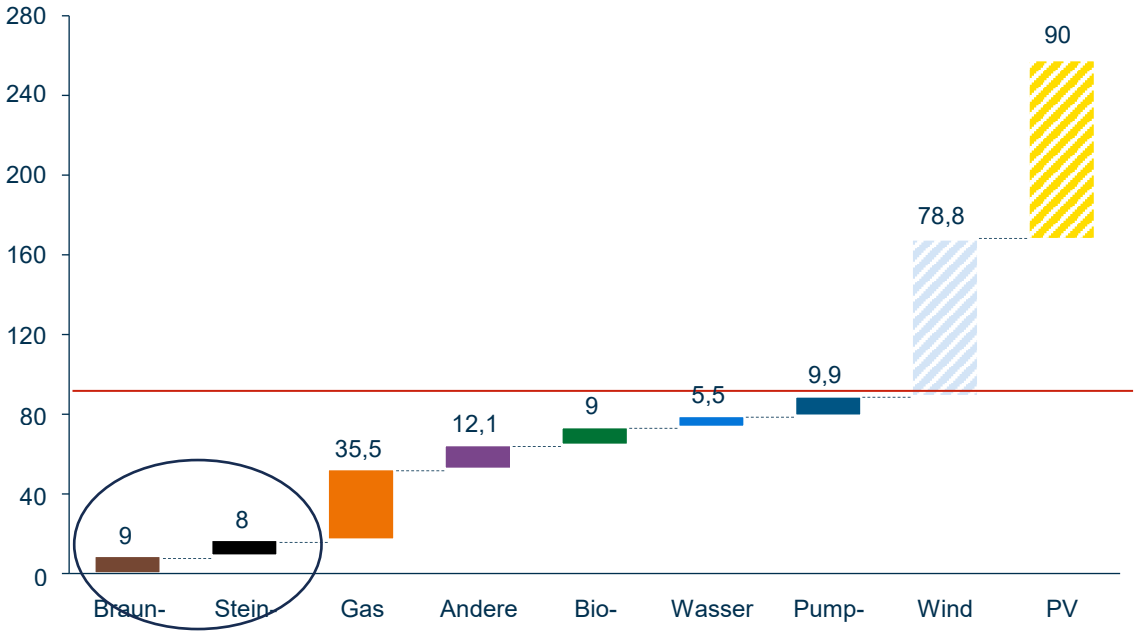

Abbildung 9: Monatliche Stromimporte und -exporte (in GWh), (Quelle: Smard BNetzA, 2025)

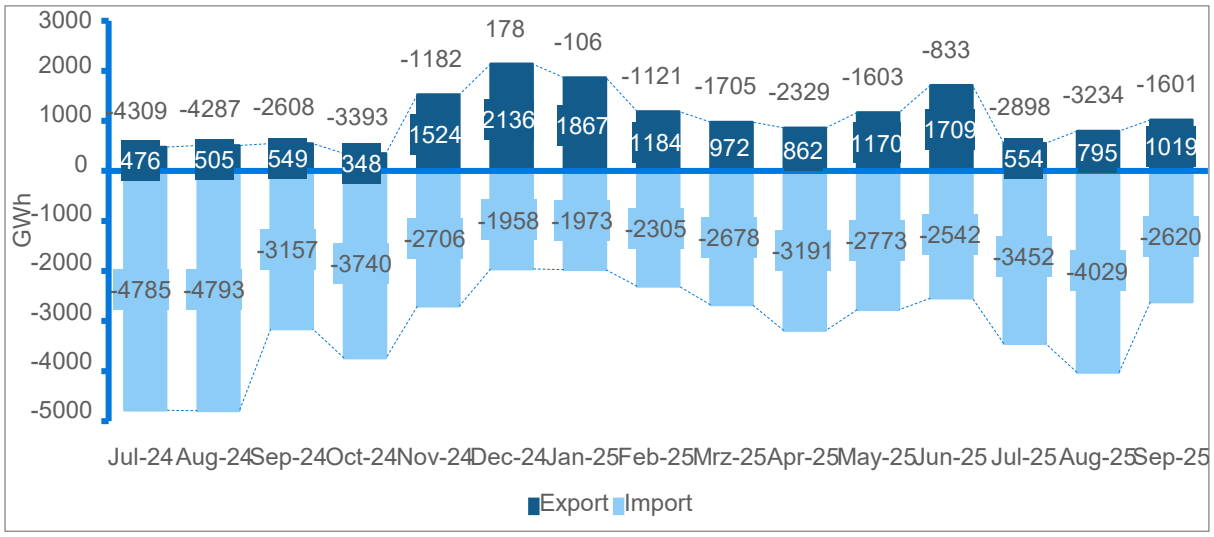
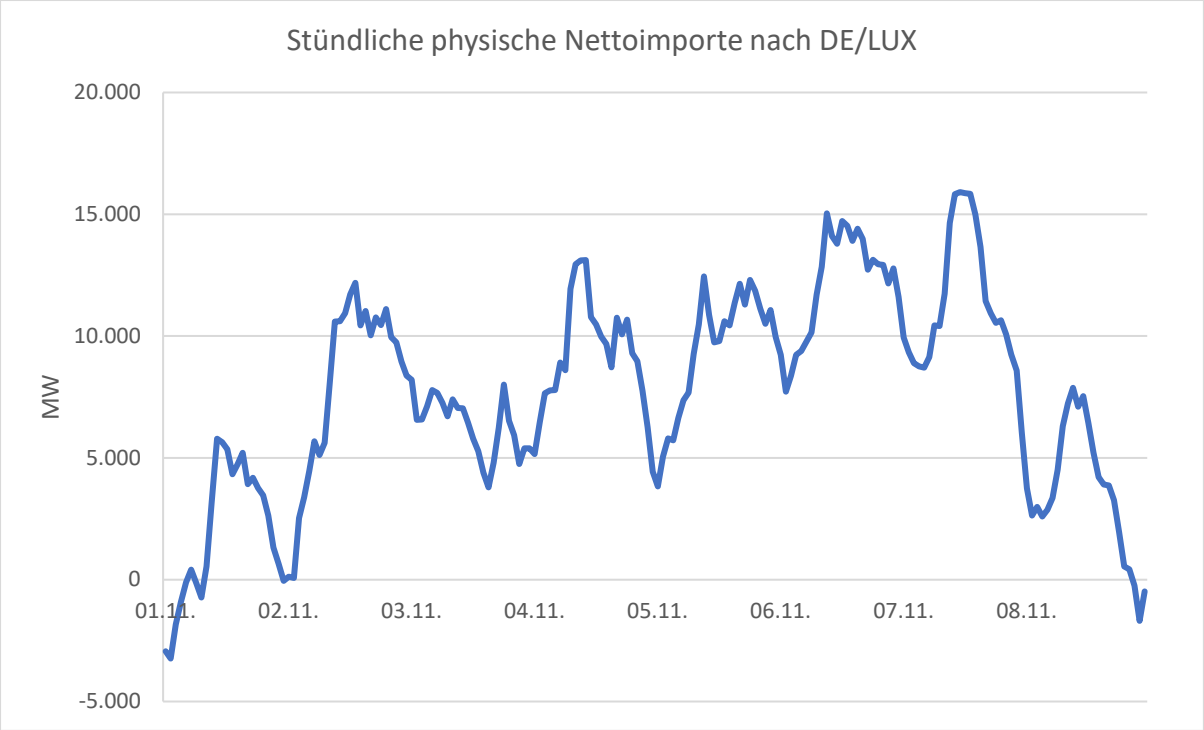
Abbildung 10: Exemplarische Dunkelflaute 1.-8. November 2024, (Quelle: Smard BNetzA, 2025)