Energiemarktradar

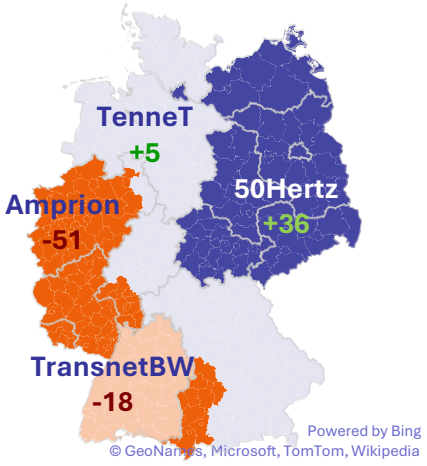
05.11.2026

KEY FACTS

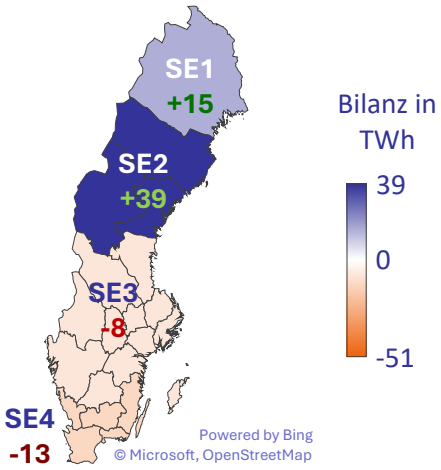
- Der schwedische Strommarkt ist seit 2011 in vier Preiszonen unterteilt, auch für Deutschland hat Schweden bereits eine Teilung gefordert. Beide Länder weisen ein ausgeprägtes regionales Gefälle bei Stromerzeugung und -verbrauch auf: Den Überschüssen im Norden stehen Defizite im Süden und in Deutschland zusätzlich im Westen gegenüber.
- Die Überschüsse speisen sich in Schweden vor allem aus Wasserkraft, in Deutschland aus Windenergie.
- In Schweden bilden die Preiszonen das Gefälle im Strompreis ab: Im Süden (SE4) lag der Preis 2025 im Mittel 3,6-mal so hoch wie im Norden (SE1), die darüber generierten Netzengpasserlöse beliefen sich auf rund 2 Mrd. €.
- Deutschland bildet eine einheitliche Preiszone und gleicht das Gefälle netzseitig aus: Die Kosten des Netzengpass-managements beliefen sich 2025 auf rund 3,1 Mrd. €. Eine Teilung der Preiszone lehnt die Bundesregierung bislang ab.

Strombilanz der Regel- und Preiszonen 2025

Regelzonen Deutschland



Strompreiszonen Schweden

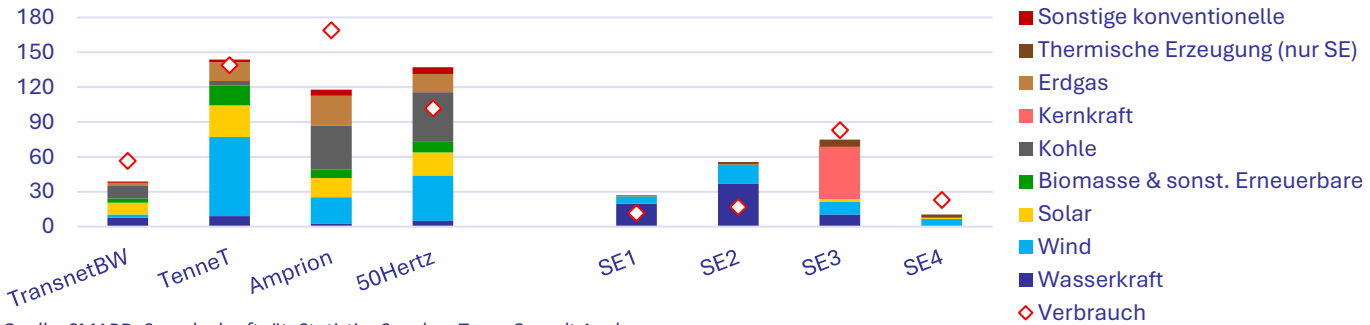


Quelle: SMARD, Statistics Sweden, Team Consult Analyse

**Bilanz = Stromerzeugung – Stromverbrauch*

- Deutschland gliedert sich in vier Regelzonen, bildet aber gemeinsam mit Luxemburg eine einheitliche Preiszone.
- Die schwedischen Preiszonen folgen den Netzengpässen; das Defizit liegt im Süden mit Stockholm, Göteborg (SE3) und Malmö (SE4).
- Die deutschen Regelzonen bilden Engpässe dagegen nur bedingt ab: Die nahezu ausgeglichene Bilanz der TenneT-Zone verdeckt, dass sie Überschussländer im Norden wie Schleswig-Holstein (+15 TWh) und Niedersachsen (+17 TWh) ebenso umfasst wie das Defizitland Bayern (−18 TWh) im Süden (Länderwerte 2023).

Stromerzeugung und -verbrauch je Zone 2025 (in TWh)

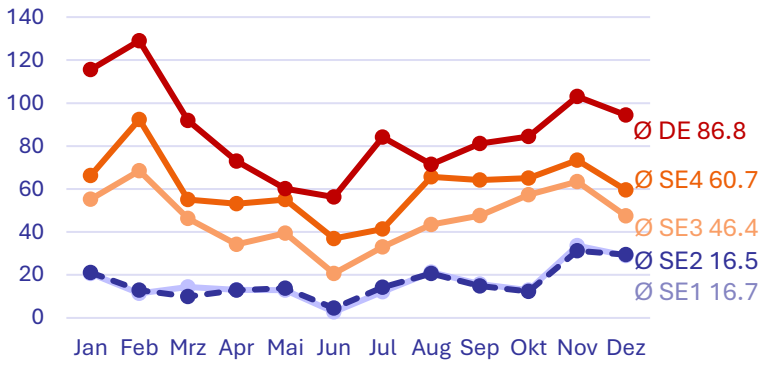


Quelle: SMARD, Svenska kraftnät, Statistics Sweden, Team Consult Analyse

- In Deutschland speist sich der Überschuss vor allem aus Windenergie: In der Regelzone TenneT entfiel 2025 mit 68 TWh knapp die Hälfte der Erzeugung auf Wind. Im Gebiet von 50Hertz übertraf die Kohleverstromung (43 TWh) jedoch die Windenergie (39 TWh).
- Amprion weist mit 169 TWh den höchsten Verbrauch auf, knapp 60 % der Erzeugung in der Regelzone stammt aus konventionellen Kraftwerken. Wie in der Regelzone TransnetBW werden auch hier nur knapp 70 % des Bedarfs vor Ort gedeckt. Der Kohleausstieg dürfte das Gefälle weiter verschärfen.
- In Schweden wurden allein in SE2 37 TWh Wasserkraftstrom erzeugt und damit mehr als das Doppelte des dortigen Verbrauchs. In SE3 reicht die Erzeugung trotz 45 TWh Kernkraft nicht aus, um den hohen Bedarf zu decken; in SE4 werden lediglich 45 % des Verbrauchs vor Ort erzeugt.

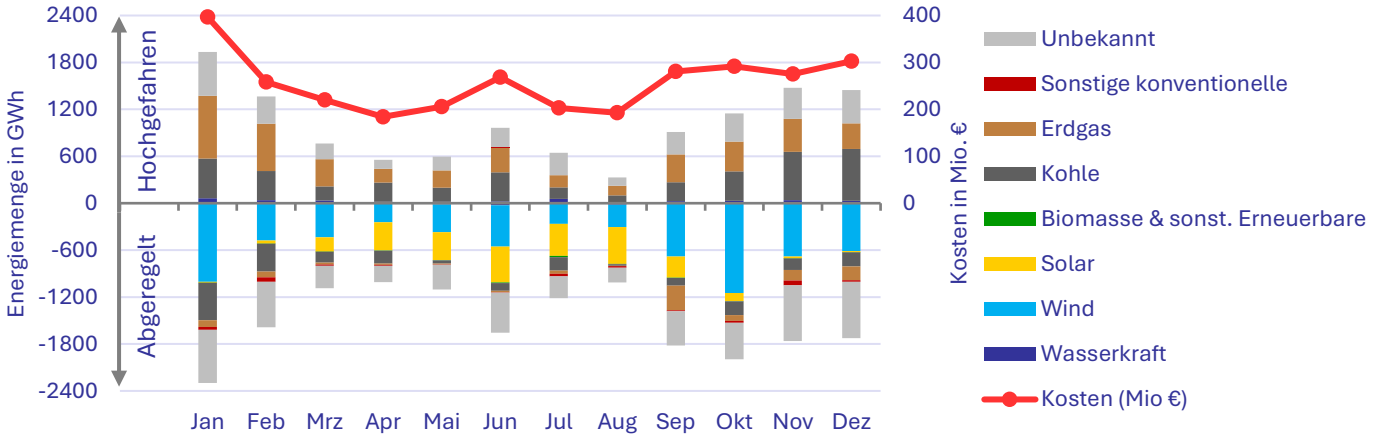
Day-Ahead-Strompreise in Schweden und Deutschland 2025 (in €/MWh)

- In Schweden bilden sich die regionalen Bilanzunterschiede in den Zonenpreisen ab: SE1 und SE2 lagen mit rund 17 €/MWh deutlich unter SE3 (46 €/MWh) und SE4 (61 €/MWh), da die Übertragungskapazität zwischen den nördlichen und südlichen Zonen sowie ins Ausland nicht ausreicht, um die Erzeugungsüberschüsse vollständig abzuführen.
- Der deutsche Preis lag in jedem Monat über allen schwedischen Zonen. Ein Grund sind die Grenzkosten der preissetzenden Kraftwerke: In Deutschland bestimmen häufig Gas- und Kohlekraftwerke den Preis, in Schweden Wasser- und Kernkraft mit deutlich niedrigeren Grenzkosten.



Quelle: SMARD, Elbruk, Team Consult Analyse **SE-Preise in €/MWh umgerechnet*

Netzengpassmanagement in Deutschland 2025: Mengen und Kosten



Quelle: SMARD, Team Consult Analyse **Kosten inkl. Redispatch und Countertrading; „Unbekannt" = Börsen- und Auslandsmengen*

- 2025 wurden in Deutschland 30,4 TWh für Redispatch-Maßnahmen hochgefahren oder abgeregelt; von der abgeregelten Menge entfiel mehr als die Hälfte auf Wind- (37 %) und Solarstrom (15 %), knapp ein Fünftel (18%) belegten konventionelle Kraftwerke. Umgelegt auf den Verbrauch entsprechen die Kosten für das Netzengpassmanagement rund 6,6 €/MWh (3,1 Mrd. €).
- In Schweden fielen für vergleichbare Maßnahmen lediglich rund 0,4 €/MWh (50 Mio. €) an. Die Engpässe schlagen sich dort stattdessen in höheren Preisen im Süden nieder. Fließt Strom zwischen Zonen mit unterschiedlichen Preisen, erhält der Netzbetreiber die Preisdifferenz als Engpasserlös – 2025 rund 2 Mrd. € bzw. 15 €/MWh. Diese Einnahmen müssen nach EU-Recht vorrangig in den Erhalt und Ausbau der Übertragungskapazitäten fließen, verbleibende Mittel dürfen für die Senkung von Netzentgelten eingesetzt werden.
- Laut der Bidding Zone Review von ENTSO-E würden fünf deutsche Preiszonen die Redispatchkosten im untersuchten Zieljahr 2025 um 613 Mio. € senken; abzüglich der Wohlfahrtsverluste im Strommarkt verbliebe ein Nettonutzen von 339 Mio. €, bei zwei Zonen wären es 264 Mio. €. Strom würde dann im Norden günstiger und im Süden teurer. Ein aktuelles Forschungspapier der TU München sieht in der einheitlichen deutschen Preiszone ebenfalls die größte Ineffizienz in Europa. Bereits zwei optimal gezogene Zonen würden demnach rund zwei Drittel des Nutzens erzielen, den eine Aufteilung in sehr viele kleine Preiszonen bringen würde.
- Da der Strompreis in Südschweden teilweise an den deutschen Preis gekoppelt ist, lehnte Schweden 2024 den Bau einer Stromtrasse nach Deutschland ab und forderte bereits mehrfach eine Teilung der deutschen Preiszone. Innerhalb Deutschlands sprachen sich die Regierungschefs von HH, SH, HB und BB dafür aus. HH und SH bekräftigten im September 2026 zudem ihre Idee einer gemeinsamen Strompreiszone mit Westdänemark. Dagegen plädierten Amprion und TransnetBW gemeinsam mit den Industrie- und Handelskammern aus BY, BW, RP und SL für den Erhalt der einheitlichen Preiszone.
- Statt regionaler Preise sieht der derzeitige Entwurf (Oktober 2026) des Netzpakets einen Redispatch-Vorbehalt vor: Neue Wind- und Solaranlagen in Engpassgebieten sollen für einen Teil ihrer Abregelung keine Entschädigung mehr erhalten.
- Unabhängig vom gewählten Marktdesign bleibt der Netzausbau die Voraussetzung dafür, den wachsenden Anteil erneuerbarer Energien effizient in die Verbrauchszentren zu transportieren.

Impressum

Herausgeber: Team Consult G.P.E. GmbH, Robert-Koch-Platz 4, 10115 Berlin

Kontaktdaten: +49.30.400 556 0, info@teamconsult.net

Haftungsausschluss & Copyright: Der Energiemarktradar wurde mit höchster Sorgfalt erstellt. Für die Vollständigkeit, Richtigkeit und Aktualität der Daten kann jedoch keine Gewähr übernommen werden. Alle Inhalte sind urheberrechtlich geschützt.