

LEE-Beitrag zur Sonder-EMK und PK

1. Fossile Abhängigkeit als Dauerkrise

Innerhalb weniger Tage nach dem Angriff der USA und Israel auf den Iran explodierten die Energiepreise zunächst um 16 Prozent. Am 19. März, nach iranischen Vergeltungsangriffen auf Öl- und Gasanlagen in Katar, Saudi-Arabien und Kuwait, durchbrach der Preis die 115-Dollar-Marke. Der TTF-Gaspreis in Europa schoss um bis zu 35 Prozent auf über 66 Euro je MWh. Heizöl verteuerte sich in Deutschland innerhalb von 24 Stunden um 11,5 Prozent, Diesel erreichte den höchsten Stand seit zwei Jahren. Die Straße von Hormus – 33 Kilometer breit, 20 Prozent des globalen Öltransports – ist faktisch gesperrt.

Und wieder, wie schon 2022, sitzt Deutschland in der fossilen Falle.

Das Institut der deutschen Wirtschaft (IW) hat am 5. März berechnet: Bei einem Ölpreis von 100 Dollar verliert die deutsche Wirtschaft rund 40 Milliarden Euro, bei 150 Dollar über 80 Milliarden – in nur zwei Jahren. Das ifo Institut rechnet mit einer Inflation von bis zu 3 Prozent im Eskalationsszenario und einer Zinserhöhung der EZB um 50 Basispunkte. Die Wirtschaftswoche warnt vor einem „neuen Energieschock“. Die Deutsche Handwerks Zeitung bringt es auf den Punkt: Geopolitische Schocks – Russland 2022, Iran 2026 – sind für fossile Energieträger kein Ausnahmefall, sondern ein strukturelles Risiko.

Das Problem ist nicht der Iran-Krieg. Das Problem ist die Abhängigkeit. Jedes Mal, wenn ein Konflikt eine Meerenge blockiert, ein Autokrat einen Gashahn zudreht oder ein Kartell die Fördermengen drosselt, zahlen deutsche Haushalte und Unternehmen die Rechnung – obwohl direkt vor ihrer Haustür der günstigste Strom erzeugt wird, den die Menschheit je hatte.

Wind- und Solarstrom kosten 3 bis 6 Cent pro Kilowattstunde und dieser Preis ist von geopolitischen Krisen entkoppelt. Eine Wärmepumpe, die mit heimischem Windstrom läuft, ist von der Straße von Hormus so unabhängig wie von der Wetterlage am Persischen Golf. Ein Elektroauto, das mit Solarstrom vom Dach lädt, kennt keinen Ölpreis. Ein Elektrolyseur, der Abregelungsstrom zu Grenzkosten nahe Null in Wasserstoff umwandelt, braucht kein LNG-Terminal. Biogas bietet eine unabhängige systemische Reserve und liefert kostbare grüne C-Atome für die Industrie.

Die aktuellen Entwicklungen zeigen erneut auf, wie wichtig eine resiliente günstige Versorgung aus Erneuerbaren Energien ist und zwar durch die konsequente, intelligentere Nutzung des bereits vorhandenen Systems und einen beschleunigten Ausbau. Zwölf Maßnahmen: von dem, was die Bundesnetzagentur nächste Woche per Festlegung ändern kann, bis zu den strukturellen Reformen, die das Energiesystem dauerhaft krisenfest machen.

2. Sofort wirksam: “Was die BNetzA nächste Woche ändern kann”

2.1 Nutzen statt Abregeln: Markt öffnen, Preis freigeben (§ 13k EnWG)

11,7 Terawattstunden erneuerbarer Strom wurden 2023 abgeregelt. Weggeworfen. Die Entschädigungen an die Anlagenbetreiber – 3,1 Milliarden Euro – zahlen alle Stromkunden über die Netzentgelte. § 13k EnWG („Nutzen statt Abregeln 2.0“) soll diesen Strom stattdessen an zuschaltbare Lasten in Engpassregionen zuteilen. Das Instrument läuft seit Oktober 2024 – und wird laut BWE für gerade einmal 0,06 Prozent des potenziellen Grünstroms genutzt.

Die Gründe: Die Zusätzlichkeitskriterien sind so eng, dass kaum ein Teilnehmer sie erfüllt. Der administrative 13k-Preis macht die Teilnahme unwirtschaftlich (Frontier-Economics-Gutachten, 2024). Und die 100.000-MWh-Mindestschwelle schließt die meisten Verteilnetzbetreiber aus.

Alle drei Hürden kann die BNetzA per Festlegung (§ 29 EnWG) sofort absenken oder streichen: Erstens das wettbewerbliche Ausschreibungsverfahren vorziehen, das in § 13k Abs. 2 S. 2 bereits gesetzlich für Oktober 2026 vorgesehen ist – der Markt findet den Preis, kein administrativer 13k-Preis mehr. In Abregelungsspitzen tendiert der Preis gegen Null – genau dort, wo Elektrolyseure, Speicher und Power-to-Heat den größten Anreiz haben. Zweitens die Zusätzlichkeitskriterien für den Hochlauf lockern. Drittens die VNB-Schwelle (Abs. 8 Nr. 1) stark herabsetzen oder streichen und mit standardisierten Verfahrensschritten für den operativen Einsatz flankieren.

Beispiel – Elektrolyseur in Mecklenburg-Vorpommern: An einem windreichen Februartag werden 500 MWh Abregelungsstrom per § 13k ausgeschrieben. Mehrere zuschaltbare Lasten erhalten Zuschläge – darunter ein 10-MW-Elektrolyseur, der 100 MWh zu 0 €/MWh bietet, sowie Power-to-Heat-Anlagen und Speicher, die weitere 250 MWh abnehmen. 350 der 500 MWh werden produktiv genutzt. Der Elektrolyseur erzeugt aus seinen 100 MWh rund 1.800 kg Wasserstoff. Übers Jahr senkt der § 13k-Strom seine Durchschnitts-Gestehungskosten von knapp 6 auf gut 5 €/kg – eine Ersparnis von rund 380.000 € jährlich. Gleichzeitig spart das Stromsystem an diesem einen Tag ca. 52.000 € Redispatch-Kosten. Das ist der Mechanismus: Jede MWh, die ein Elektrolyseur in einer Engpassregion abnimmt, muss nicht mehr entschädigt und nicht mehr durch ein Gaskraftwerk im Süden ersetzt werden.

Wirkung: 0,5–1,5 Mrd. €/Jahr Redispatch-Einsparung. 20–40 Prozent der 11,7 TWh produktiv nutzbar. Beschleunigt H₂-Hochlauf, Speicherwirtschaftlichkeit, Industrieansiedlung in Norddeutschland.

2.2 Einspeisung statt Erzeugung: Den Strom vor dem NVP freigeben

Wenn ein Netzbetreiber einen Windpark abregelt, wird heute die Erzeugung gestoppt – nicht nur die Einspeisung ins Netz. Der Strom, der physisch vor dem Netzverknüpfungspunkt (NVP) anfällt, darf nicht genutzt werden. Er existiert schlicht nicht.

Die Konsequenz: Selbst wenn ein Elektrolyseur, ein Speicher oder eine Power-to-Heat-Anlage direkt neben dem Windpark steht, darf der abgeregelte Strom nicht genutzt werden. Die Anlage steht still, obwohl die Nachfrage physisch vorhanden ist.

Das ist, als würde man einem Bäcker verbieten, Brot zu backen, weil die Straße zur Bäckerei verstopft ist, obwohl nebenan eine Kantine steht, die das Brot sofort abnehmen würde.

Die Lösung: Der Netzbetreiber regelt die Einspeisung am NVP auf Null – aber die Erzeugung läuft weiter. Der Anlagenbetreiber kann den Strom frei nutzen: in einem Speicher, einem Elektrolyseur, einer Power-to-Heat-Anlage oder direkt an einen benachbarten Betrieb. Am NVP ändert sich nichts. Die Netzwirkung ist identisch, aber es wird keine Entschädigungszahlung über Redispatch fällig.

Dazu gehört zwingend ein generelles Eigenverbrauchsrecht vor dem NVP: Jeder Anlagenbetreiber hat das Recht, seine Energie vor dem NVP frei zu nutzen, zu speichern oder an Behind-the-Meter-Verbraucher weiterzugeben. § 13k Abs. 4 EnWG enthält einen Ansatz für Eigenverbrauchsentlastungsanlagen – dieser muss auf alle Neuanlagen und Hybridparks ausgeweitet werden.

Beispiel – Windpark mit Elektrolyseur in Schleswig-Holstein: Ein 30-MW-Windpark wird 800 Stunden im Jahr teilweise abgeregelt: 6.000 MWh werden nicht eingespeist. Die Gesamtkosten für das System – Entschädigung an den Betreiber plus Ersatzerzeugung im Süden – liegen bei rund 900.000 € pro Jahr (ca. 150 €/MWh). Direkt nebenan steht ein 10-MW-Alkalielektrolyseur. Heute darf er den abgeregelten Strom nicht nutzen, weil der Netzbetreiber die Erzeugung stoppt – nicht nur die Einspeisung. Wenn stattdessen nur die Einspeisung am NVP auf Null geregelt wird, nimmt der Elektrolyseur den Strom hinter dem NVP direkt ab. Bei 800 Stunden kann er bis zu 5.000 MWh aufnehmen und daraus rund 90 Tonnen Wasserstoff erzeugen. Die restlichen 1.000 MWh fließen in einen Power-to-Heat-Speicher für das benachbarte Fernwärmenetz. Ergebnis: 6.000 MWh werden produktiv genutzt statt vernichtet. Die Systemkosten sinken um den Großteil der 900.000 €. Die Netzbelastung: exakt gleich – am NVP wird kein Watt mehr eingespeist als vorher.

Gesetzlicher Hebel: EnWG § 13a Abs. 1–2: „Erzeugung“ durch „Einspeisung am NVP“ ersetzen. § 13k Abs. 4 verallgemeinern. Kleine Änderung, große Wirkung – als Verordnung oder im nächsten EnWG-Änderungsgesetz umsetzbar.

3. Kurzfristig wirksam: Innerhalb von 6–12 Monaten

3.1 Smart-Meter-Rollout und Energy Sharing: Digitalisierung als Schlüssel zur Bürgerenergie

Nahezu alle Maßnahmen in diesem Papier haben eine gemeinsame technische Voraussetzung: ein digitalisiertes Netz. Ohne intelligente Messsysteme kein Energy Sharing, keine dynamischen Tarife, keine netzdienliche Steuerung, keine Flexibilitätsmärkte. Der Rollout steckt fest: Zum 30. Juni 2025 waren 1,6 Millionen iMSys installiert – 3 Prozent aller Messstellen. 188 von 814 grundzuständigen Messstellenbetreibern hatten nicht ein einziges Gerät verbaut. Gleichzeitig droht mit dem neuen MSB-Rahmenvertrag der BNetzA eine Re-Monopolisierung zulasten der wettbewerblichen Messstellenbetreiber, die den Rollout bisher wesentlich vorangetrieben haben.

Der Smart Meter ist auch der Schlüssel zum Energy Sharing. Ab dem 1. Juni 2026 ermöglicht § 42c EnWG erstmals das Teilen von lokal erzeugtem EE-Strom innerhalb eines Verteilnetz-Bilanzierungsgebiets. Aber: Der deutsche Gesetzgeber hat sich – anders als Österreich – gegen jede Privilegierung bei Netzentgelten, Steuern oder Umlagen entschieden. In der Gesetzesbegründung schreibt das BMWK explizit, es erwarte nicht, dass Energy Sharing „kurz- oder mittelfristig zu einem Massengeschäft wird.“

Der Blick nach Österreich zeigt, wie es anders geht. Seit Juli 2021 können dort Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften (EEG) gegründet werden. Die Netzentgelte für lokal geteilten Strom sind um 57 Prozent reduziert (innerhalb einer Trafostation) bzw. um 28 Prozent (innerhalb eines Umspannwerks). Die Elektrizitätsabgabe (1,5 ct/kWh) und der Erneuerbaren-Förderbeitrag entfallen vollständig. Ergebnis: Mitglieder einer lokalen EEG sparen rund 8 ct/kWh, einer regionalen EEG rund 4–5 ct/kWh gegenüber dem Normalstrompreis. Stand 2025 sind über 3.000 Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften gegründet – ein funktionierender Markt, kein Pilotprojekt.

Gleichzeitig wird die Frage nach dem Erlösmodell für Privathaushalte dringend: Die beihilferechtliche Genehmigung der EU für das EEG 2023 läuft Ende 2026 aus. Wirtschaftsministerin Reiche hat angekündigt, die Einspeisevergütung langfristig abschaffen zu wollen – für neue Anlagen bis 25 kWp möglicherweise bereits ab 2027. Das Solarspitzenengesetz (Februar 2025) hat mit dem Vergütungswegfall bei negativen Strompreisen die Richtung vorgegeben. Das Geschäftsmodell „einspeisen und kassieren“ läuft aus. Das Nachfolgemodell heißt: Eigenverbrauch maximieren, Überschuss teilen, Rest speichern. Ob es funktioniert, hängt davon ab, welchen regulatorischen Rahmen der Gesetzgeber wählt.

Beispiel – Reihenhaus-Nachbarschaft in Franken: Drei Reihenhausbesitzer in Nürnberg, alle am selben Niederspannungsstrang. Einer hat eine 10-kWp-PV-Anlage mit Speicher, die anderen zwei nicht. Der PV-Besitzer speist seinen Überschuss heute für 8,1 Cent ins Netz.

Szenario 1 – Status quo (§ 42c ab Juni 2026): Der Nachbar zahlt weiterhin volle Netzentgelte (~9 ct), Stromsteuer (2,05 ct), Konzessionsabgabe (~1,5 ct), Umlagen

(~1,4 ct) und MwSt. Nur die Energiekomponente wird günstiger: 9 statt 12 ct. Gesamtpreis: ca. 27–28 ct/kWh. Ersparnis: 3–4 ct/kWh. Bei realistisch 700–800 kWh geteiltem Strom pro Nachbar und Jahr sind das rund 25 Euro. Der PV-Besitzer verdient ~20 Euro zusätzlich. Das ist kein Geschäftsmodell.

Szenario 2 – Österreichisches Modell (reduziertes Netzentgelt + Abgabenbefreiung): Der Strom fließt physisch keine 40 Meter weit – er verlässt weder Mittel- noch Hochspannungsnetz. Nach österreichischem Vorbild entfallen für lokalen Verbrauch 57 Prozent des Netzentgelts, dazu Stromsteuer auf EU-Minimum und Befreiung von Umlagen. Gesamtpreis: ca. 18–19 ct/kWh. Ersparnis pro Nachbar: 12–13 ct/kWh. Bei 800 kWh: rund 100 Euro/Jahr. Der PV-Besitzer kann die Energiekomponente auf 11–12 ct setzen – spürbarer Mehrerlös gegenüber Netzeinspeisung. Ein Anreiz, noch kein Game-Changer.

Szenario 3 – Ambitionierte Reform (Niederspannungs-Entgelt + EU-Minimum + Umlagenwegfall): Der Nachbar zahlt nur Energiekomponente (10 ct), Niederspannungs-Entgelt (3 ct), Stromsteuer EU-Minimum (0,1 ct) und MwSt. Gesamtpreis: ca. 15–16 ct/kWh – eine Halbierung. Bei 800 kWh: rund 125 Euro/Jahr. Jetzt lohnt sich Lastverschiebung: Warmwasser-Heizstab, Wallbox mit Timer, smarte Kühltruhe. Der geteilte Anteil steigt auf 1.500 kWh. Ersparnis pro Nachbar: über 230 Euro/Jahr. Der PV-Besitzer setzt 3.000 kWh statt 1.500 kWh zu 10 statt 8,1 ct ab – Mehrerlös: rund 285 Euro/Jahr. Das ist ein Geschäftsmodell. Nicht für Investoren – für Nachbarn.

Was in allen drei Szenarien gleich bleibt: Alle Beteiligten brauchen ein intelligentes Messsystem mit 15-Minuten-Messung. Ohne Smart Meter kein Energy Sharing. Und ab 2027, wenn die Einspeisevergütung für Neuanlagen möglicherweise entfällt, entscheidet die Frage, welches Szenario der Gesetzgeber wählt, darüber, ob PV-Anlagen auf Millionen Dächern wirtschaftlich betrieben werden können.

Gesetzlicher Bezug: MsbG §§ 2, 5, 11, 41. EnWG § 42c (ab 01.06.2026). EEG § 49 (Degression), § 51 (neg. Preise). Beihilferechtliche EEG-Genehmigung läuft Ende 2026 aus. Vorbild: Österreich – EAG/EIWOG 2010 seit 28.07.2021; SNE-VO 2018 (Netzentgeltreduktion seit 01.11.2021).

3.2 NVP-Überbauung: Mehr Strom durch denselben Anschluss

Ein Netzverknüpfungspunkt wird heute nach der theoretischen Spitzenleistung der angeschlossenen Anlage dimensioniert – obwohl diese Spitze fast nie erreicht wird. Die Folge: PV-Anlagen lasten ihren NVP im Schnitt nur zu 13 Prozent aus, Windenergieanlagen zu 33 Prozent. Der Rest der teuren Netzinfrastruktur steht ungenutzt. Die Überbauung – also das Anschließen von mehr Erzeugungsleistung, als der NVP gleichzeitig einspeisen kann – hebt dieses Potenzial. Der Netzausbaubedarf sinkt, die Konkurrenz um knappe Netzanschlusspunkte wird entschärft, und es entstehen Anreize für Speicher und Sektorkopplung. Seit dem EEG 2025 ist die Überbauung als Kann-Regelung möglich. Für den Hochlauf muss sie zur Muss-Regelung werden.

Die BEE/Fraunhofer-IEE-Studie zur gemeinsamen Nutzung von Netzverknüpfungspunkten (April 2024) hat in einem deutschlandweit die Effekte verschiedener Überbauungsgrade simuliert. Das Ergebnis: Bei einer moderaten Überbauung (150 Prozent der Anschlussleistung) kommt es – außer an wenigen küstennahen Standorten mit extremer Windhöufigkeit – kaum zu nennenswerten Überschüssen. Eine solche Überbauung ist, so die Studie, „eindeutig eine No-Regret-Maßnahme“. Bei einer starken Überbauung (250 Prozent) steigt die NVP-Auslastung von 13 bzw. 33 Prozent auf bis zu 53 Prozent (Wind und PV kombiniert). Mit Speichern können laut Studie teilweise über Tage eine NVP-Auslastung oberhalb von 90 Prozent erreicht werden.

Beispiel – Standort Brandenburg aus der BEE/Fraunhofer-IEE-Studie: Ein bestehender Windpark mit 40 MW Anschlussleistung lastet seinen NVP zu ca. 33 Prozent aus. Es wird eine 20-MW-PV-Anlage am selben NVP angeschlossen (Überbauung auf 150 Prozent). Weil Wind und Sonne gegenläufige Einspeisepprofile haben – der Wind weht oft, wenn die Sonne nicht scheint, und umgekehrt –, steigt die Netzauslastung erheblich, die Überschüsse bleiben marginal. Kein Netzausbau nötig, kein neuer NVP, kein neues Umspannwerk. Wird zusätzlich ein Batteriespeicher angeschlossen, verschiebt dieser die seltenen Erzeugungsspitzen in die Abendstunden. Die Simulation zeigt: Mit Speicher können solche Hybridparks den NVP über 90 Prozent der Zeit oberhalb der Hälfte seiner Kapazität auslasten – statt wie bisher ein Drittel. Für den nächsten Projektierer, der einen Netzanschluss sucht und bisher zehn Kilometer entfernt einen freien NVP an der Höchstspannung anschließen müsste, bedeutet das: Er kann den bestehenden NVP mitnutzen. Die Kostenersparnis für Kabeltrasse, Trafo und Genehmigung liegt schnell im siebenstelligen Bereich.

Die rechtliche Umsetzung ist laut dem begleitenden BBH-Gutachten geringfügig: ein neuer § 8a EEG (Mitnutzung eines bestehenden NVP) und eine Klarstellung in § 17 EnWG. 200 Akteure aus der Energiewirtschaft unterstützen die Vorschläge. In Kombination mit dem Eigenverbrauchsrecht (Kap. 2.2) und der marktbasierter § 13k-Preisfindung (Kap. 2.1) wird jeder überbaute NVP zum Sektorkopplungs-Hub: Die Erzeugungsspitzen oberhalb der Anschlussleistung fließen direkt in Speicher, Wärme oder Wasserstoff – ohne Netzbelastung, ohne Netzentgelte.

3.3 Genehmigungsbeschleunigung für Netzausbau und Ertüchtigung

Der Netzausbau dauert acht bis zwölf Jahre pro Leitung. In dieser Zeit werden Windparks gebaut, die ihren Strom nicht loswerden. Aber nicht jede Kapazitätssteigerung braucht eine neue Trasse. Die Umrüstung bestehender Leitungen auf Hochtemperaturleiterseile kann die Kapazität um 50–75 Prozent erhöhen – die Masten bleiben stehen. Für solche Ertüchtigungsmaßnahmen muss ein vereinfachtes Anzeigeverfahren mit maximaler Bearbeitungsfrist von sechs Monaten gelten.

Beispiel – 110-kV-Leitung in Schleswig-Holstein: Umrüstung auf Hochtemperaturleiterseile: 200 MW werden zu 350 MW. Keine neue Trasse, keine

neuen Masten. Heute: 18–24 Monate Genehmigung (volles Planfeststellungsverfahren). Mit Anzeigeverfahren: 6 Monate Genehmigung, 6 Monate Realisierung.

3.4 Stromsteuer senken: Das Preissignal für die Elektrifizierung

Die Stromsteuer für private Haushalte beträgt 2,05 Cent pro Kilowattstunde. Der EU-Mindestsatz liegt bei 0,1 Cent. Für das produzierende Gewerbe und die Land- und Forstwirtschaft ist die Senkung auf das EU-Minimum (0,05 ct/kWh) seit 2026 dauerhaft verstetigt – rund 600.000 Betriebe profitieren. Für alle anderen Unternehmen und für private Haushalte gilt weiterhin der volle Satz. Der direkte Effekt einer Senkung auch für Haushalte (ca. 80 €/Jahr bei 4.000 kWh) erscheint gering. Die eigentliche Wirkung liegt in der Verschiebung der relativen Preise: Je günstiger Strom im Verhältnis zu Gas und Öl ist, desto schneller werden Wärmepumpen und E-Autos rentabel.

Die Haushaltsfrage – und warum sie lösbar ist: Das Stromsteueraufkommen beträgt insgesamt rund 6,5 bis 7 Milliarden Euro jährlich. Die bereits beschlossene Gewerbesteuer-Senkung kostet den Bundeshaushalt ca. 3 Milliarden Euro pro Jahr. Eine zusätzliche Senkung für Haushalte auf das EU-Minimum würde weitere 3 bis 3,5 Milliarden Euro kosten – die verbleibenden Einnahmen fielen auf rund 0,3 bis 0,5 Milliarden Euro.

Der Vergleich mit der Gasspeicherumlage macht die Verhältnismäßigkeit deutlich: Zum 1. Januar 2026 hat die Bundesregierung die Gasspeicherumlage (0,289 ct/kWh) vollständig abgeschafft – Kosten für den Bund: 3,4 Milliarden Euro, finanziert aus dem Klima- und Transformationsfonds. Die Entlastung pro Haushalt mit Gasheizung (20.000 kWh): rund 58 Euro im Jahr. Die Stromsteuersenkung für Haushalte würde fast exakt denselben Betrag kosten (3–3,5 Mrd. €), aber 80 Euro pro Haushalt bringen – und, wichtiger noch: sie würde die Elektrifizierung beschleunigen, die Deutschland dauerhaft von fossilen Importen unabhängig macht. Die Gasspeicherumlage subventioniert die fossile Infrastruktur. Die Stromsteuersenkung beschleunigt den Ausstieg daraus. Der Bundeshaushalt hat sich für ersteres entschieden. Die Frage ist, warum nicht auch für letzteres.

In einem Monat, in dem der Iran-Krieg Heizöl um 25 Prozent und Gas um 35 Prozent verteuert, während der Preis von Windstrom sich nicht bewegt, wird dieses Preissignal besonders deutlich: Wer auf Strom setzt, ist gegen geopolitische Schocks geschützt. Wer bei Gas und Öl bleibt, ist ihnen ausgeliefert.

Beispiel – Kipppunkt Wärmepumpe in der Iran-Krise: Vor dem Iran-Krieg: Gaspreis 12 ct/kWh, Wärmepumpe knapp wirtschaftlicher als Gas. Nach dem Iran-Krieg: Gaspreis 16–18 ct/kWh (TTF-Sprung + CO₂-Preis). Heizkosten Gas für ein EFH (18.000 kWh Heizwärmebedarf): 3.200–3.600 €/Jahr. Wärmepumpe (JAZ 3,5, Strompreis 31 ct/kWh): 1.594 €/Jahr. Mit Stromsteuersenkung auf EU-Minimum (29 ct/kWh): 1.491 €/Jahr. Die Ersparnis gegenüber Gas hat sich durch den Iran-Krieg von 600 auf über 1.500 €/Jahr verdoppelt. Der fossile Preisschock macht die Wärmepumpe zum No-Brainer – wenn der Strompreis nicht dagegen arbeitet. Zum Vergleich: Die abgeschaffte Gasspeicherumlage hätte demselben Haushalt 58 Euro erspart – und ihn in der fossilen Abhängigkeit gehalten.

Gesetzlicher Hebel: StromStG §§ 3, 9, 9a, 9b. Änderung erfordert Bundesgesetzgebung; keine EU-Notifikation nötig, da Senkung auf Mindestmaß. Haushaltsrelevanz: ~3–3,5 Mrd. € Mindereinnahmen (zusätzlich zur Gewerbe-Senkung). Gegenfinanzierung über Abbau fossiler Subventionen (Dieselprivileg: ~8 Mrd. €/a) und CO₂-Einnahmen darstellbar. Vorbild: Die Abschaffung der Gasspeicherumlage zeigt, dass der Bund bereit ist, 3,4 Mrd. € für Energiepreisentlastung bereitzustellen – sie wurde nur am falschen Energieträger angesetzt.

4. Mittelfristig wirksam: Der systemische Rahmen (1–3 Jahre)

4.1 Die Systemdienliche Anschlussleistung (SAL) – das Dach über allem

Die BET Consulting GmbH hat im März 2026 eine Studie veröffentlicht, die alle bisher beschriebenen Maßnahmen in einen konsistenten Rahmen integriert: die „Systemdienliche Anschlussleistung“ (SAL). Die Modellierung auf Basis des Netzentwicklungsplan-Szenarios B zeigt: Die systemdienliche Auslegung von EE-Anlagen und Flexibilitäten senkt die Stromkosten bis 2045 um bis zu 122 Milliarden Euro.

Die Grundidee: Der Einspeisevorrang für neue EE-Anlagen wird auf ca. 80 Prozent der Nennleistung begrenzt (bei PV; bei Wind abhängig von der Rotorflächenleistung). Die Dauerlinie einer PV-Anlage zeigt: Die Spitze über 80 Prozent wird nur in wenigen hundert Stunden erreicht. Der Netzausbau für diese Spitze ist extrem teuer. Die SAL kappt sie – und schafft gleichzeitig einen ökonomischen Anreiz, die Differenz durch Speicher, Flexibilität oder direkte Sektorkopplung hinter dem NVP zu nutzen.

Unterhalb der SAL gelten alle bisherigen Regeln: voller Einspeisevorrang, volle Redispatch-Entschädigung, voller Förderanspruch. Oberhalb der SAL: flexible Netzanschlussvereinbarungen (FCA), Behind-the-Meter-Nutzung, Marktvermarktung über §-13k-Ausschreibungen. Die SAL ist damit kein Eingriff in den Einspeisevorrang, sondern seine ökonomisch sinnvolle Fokussierung.

Beispiel – PV-Anlage mit SAL: Neue 1-MW-PV, SAL = 800 kW. In 90 Prozent der Betriebsstunden: unter 800 kW, nichts ändert sich. In 10 Prozent (ca. 400 Stunden): Spitze oberhalb 800 kW fließt in einen 500-kWh-Co-Location-Speicher. Der Speicher entlädt abends zu höheren Börsenpreisen. Das Netz muss nur für 800 kW ausgebaut werden – 20 Prozent weniger Netzausbaukosten. Der Betreiber verliert kaum Ertrag, weil die Spitzen zeitversetzt vermarktet werden.

Die BET-Zahlen: 68 Mrd. € Ersparnis durch systemdienliche EE-Auslegung allein. 122 Mrd. € mit zusätzlichem Flexibilitätshochlauf. Netzausbaukosten sinken um ca. 80 Mrd. €. Wind-Volllaststunden steigen von 2.000 auf fast 3.000 h/a. Marktwerte Wind: von 30 auf über 50 €/MWh. Backup-Gaskraftwerke: 18 GW weniger Bedarf.

Die SAL ist die bessere Alternative zum „Redispatchvorbehalt“ im geleakten BMW-Netzpaket (Februar 2026), der den EE-Ausbau ausbremsen würde, weil keine Bank ein

Projekt finanziert, dessen Redispatch-Entschädigung nicht bezifferbar ist. Die SAL bietet Kalkulierbarkeit unterhalb der Grenze und Flexibilität oberhalb.

4.2 OPEX-Förderung für Netzdigitalisierung

Ein intelligentes Netz braucht nicht nur neue Leitungen, sondern Daten. Heute fahren viele Verteilnetzbetreiber ihr Netz „blind“: ohne Echtzeit-Information, wie viel Strom wo ein- und ausgespeist wird. Jede Unsicherheit wird durch höhere Sicherheitsmargen kompensiert – und damit höhere Kosten.

Die Digitalisierung – Smart Meter, Sensorik an Ortsnetzstationen, KI-Lastprognosen – erfordert laufende Betriebskosten (OPEX), die durch die gesetzlichen Preisobergrenzen im MsbG nicht gedeckt sind. Die Anerkennung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten in der ARegV würde den Verteilnetzbetreibern Planungssicherheit geben.

Beispiel – Stadtwerk in Niedersachsen: 30.000 Zählpunkte. Smart-Meter-Einbau für 5.000 Pflichtfälle: 2,5 Mio. € (einmalig). Laufende Kosten (Gateway-Administration, Datenkommunikation, Wartung): 400.000 €/Jahr. Gesetzliche Preisobergrenze: refinanziert nur 100.000 €. Lücke: 300.000 € jährlich. Folge: Das Stadtwerk verzögert den Rollout so lange wie möglich.

4.3 Speicher, Flexibilität und Sektorkopplung anreizen

Die SAL (Abschnitt 4.1) schafft den Anreiz für Speicher: Die Erzeugungsspitzen oberhalb der SAL sind nur durch Behind-the-Meter-Nutzung wirtschaftlich verwertbar. Damit wird jeder EE-Park automatisch zum Flexibilitäts- und Sektorkopplungsstandort – nicht durch bürokratische Vorgaben, sondern durch ökonomische Logik.

Das Eigenverbrauchsrecht vor dem NVP (Abschnitt 2.2) macht die direkte, günstige Sektorkopplung möglich: Wenn ein Windpark seinen Überschuss direkt an einen Wärmespeicher, eine Ladestation oder einen Elektrolyseur liefern kann, entfällt der teuerste Bestandteil – die Netznutzung (8–11 ct/kWh Netzentgelte). Die Kosten für grüne Wärme, grüne Mobilität und grünen Wasserstoff sinken dramatisch.

In der aktuellen Iran-Krise wird dieser Punkt besonders plastisch: Wer seinen Strom lokal in Wärme umwandeln kann, ist vom Gaspreis-Schock völlig entkoppelt. Eine Power-to-Heat-Anlage, die Abregelungsstrom für nahezu Null in Fernwärme umwandelt, ersetzt Gas zu 66 €/MWh – das ist nicht nur klimapolitisch, sondern gerade jetzt auch sicherheitspolitisch relevant.

Beispiel – Sektorkopplung am Bauernhof in Bayern: 750-kWp-PV auf dem Stalldach, Netzanschluss nur 500 kW. Die überschüssigen 250 kW werden heute abgeregelt. Nebenbei: Getreidetrocknung bisher mit Diesel. Mit Eigenverbrauchsrecht: Überschuss fließt direkt in einen Heizstab (15.000 € Investition). Keine Netzentgelte, keine Umlagen, zu Grenzkosten nahe Null. Der Diesel wird durch kostenlosen Solarstrom ersetzt. Amortisation: unter zwei Jahren. CO₂-Einsparung: 50 Tonnen/Jahr. Und wenn nächsten Monat der Dieselpreis durch die Iran-Krise noch

weiter steigt, ist der Bauer der Einzige in der Gegend, dessen Trocknungskosten nicht steigen.

5. Das Gesamtbild: Wie die zwölf Maßnahmen zusammenwirken

Nr	Maßnahme	Wirkung	Funktion im Gesamtsystem
1	§ 13k Marktöffnung	Sofort (BNetzA)	Marktmechanismus für Abregelungsstrom. Preis → 0 in Spitzen. 0,5–1,5 Mrd. €/a.
2	Einspeisung statt Erzeugung	Sofort (EnWG-Änd.)	Gibt Strom vor NVP frei. Enabler für Speicher, PtH, H ₂ .
3	Eigenverbrauch vor NVP	Sofort (EnWG-Änd.)	Investitionssicherheit für Hybridparks. +15–25 % Wirtschaftlichkeit.
4	Smart Meter + Energy Sharing	6–12 Monate	Enabler für alles. Bürgerenergie. Post-EEG-Geschäftsmodell.
5	NVP-Überbauung	6–12 Monate	Deutlich mehr EE ohne neues Netz. Mrd. € Anschlusskosten gespart.
6	Genehm.-Beschl. Netz	6–12 Monate	Beseitigt physischen Engpass schneller. HT-Leiterseile: +50–75 %.
7	Stromsteuersenkung	6–12 Monate	Preissignal für Sektorkopplung. 2 ct/kWh direkt. Kipppunkt WP.
8	SAL (BET-Studie)	1–3 Jahre	Systemischer Rahmen. 122 Mrd. € Ersparnis bis 2045. 80 Mrd. € Netz.
9	OPEX-Förderung Digitalisierung	1–3 Jahre	Macht das Netz „sehend“. ARegV-Anerkennung.
10	Speicher + Flex. anreizen	1–3 Jahre	Nachfrage für EE-Überschuss. VPP. Redispatch-Senkung.
11	Sektorkopplung anreizen	1–3 Jahre	WP, PtH, E-Mob, H ₂ . Entkopplung von fossilen Importen.
12	Behind-the-Meter Sektorenkopplung	1–3 Jahre	Direkte günstige Sektorkopplung ohne Netzentgelte.

Die Kette liest sich so: § 13k öffnet den Markt für Abregelungsstrom (1). Die Umstellung auf Einspeisung statt Erzeugung gibt den Strom vor dem NVP frei (2, 3). Smart Meter und Energy Sharing machen die dezentrale Nutzung möglich und schaffen das Post-EEG-Geschäftsmodell für Privathaushalte (4). NVP-Überbauung schafft mehr EE-Kapazität ohne zusätzlichen Netzausbau (5). Beschleunigte Genehmigungen beseitigen physische Engpässe (6). Die Stromsteuersenkung gibt das Preissignal für die Elektrifizierung (7). Die SAL setzt den systemischen Rahmen mit 122 Mrd. € Einsparpotenzial (8). Die Netzdigitalisierung macht das System „sehend“ (9). Speicher und Flexibilität schaffen Nachfrage für den EE-Überschuss (10). Die Sektorkopplung wandelt Überschussstrom in Wärme, Mobilität und Wasserstoff (11, 12) – und entkoppelt Deutschland von den fossilen Preisschocks, die gerade in diesem Moment durch die Straße von Hormus verursacht werden.

6. Was jetzt passieren muss

Die meisten Maßnahmen erfordern keine neuen Gesetze. Der Iran-Krieg liefert die Dringlichkeit. Die BET-Studie liefert die Zahlen. Die Instrumente liegen auf dem Tisch.

Jeder Tag, an dem diese Maßnahmen nicht umgesetzt werden, kostet Geld – das Geld der Stromkunden, die gleichzeitig steigende Gasrechnungen, steigende Spritpreise und steigende Netzentgelte bezahlen. Die BET-Studie beziffert das Einsparpotenzial auf 122 Milliarden Euro bis 2045. Der Iran-Krieg zeigt, dass die fossile Abhängigkeit nicht nur teuer, sondern gefährlich ist. Der Ausweg liegt nicht in der nächsten Pipeline oder im nächsten LNG-Terminal. Er liegt in den Windenergieanlagen, Solarmodulen und Speichern, die bereits da sind – und in den regulatorischen Reformen, die ihr Potenzial endlich freisetzen. Wir müssen den EE-Ausbau verstetigen und den Netzausbau beschleunigen.

7. Quellen

Iran-Krise und Energiepreise

ifo Institut (12.03.2026): Konjunkturprognose Frühjahr 2026 – Folgen des Iran-Krieges.

IW Köln (05.03.2026): Höhere Ölpreise könnten Deutschland bis zu 80 Mrd. € kosten.

Euronews (03.03.2026): Gas, Sprit, Lebensmittel – Iran-Krieg sorgt für Preis-Schock.

Handelsblatt (01.03.2026): Ölpreis – „Schlimmste Befürchtungen“.

ZDF heute (03.03.2026): Iran-Krieg treibt Öl- und Spritpreise.

Tagesspiegel (19.03.2026): Angriffe auf Energieinfrastruktur – Brent bei 115 Dollar.

BDEW (2026): Iran-Krieg – Energiepreise und Versorgung.

DHZ (02.03.2026): Was der Iran-Krieg für Sprit, Heizöl und Gas bedeutet.

Markt und Mittelstand (02.03.2026): Iran-Konflikt treibt Ölpreis.

Studien und Fachquellen

BET Consulting (März 2026): Systemdienliches Strommarktdesign – 122 Mrd. € Ersparnis.

BEE / Fraunhofer IEE / BBH (April 2024): NVP-Studie – Gemeinsame Nutzung und Überbauung von Netzverknüpfungspunkten. Inkl. Web-Anwendung und politischer Handreichung.

Frontier Economics (2024): Vergütung § 13k EnWG. FfE (2025): Zwischenbilanz NsA 2.0.

FfE München (2025): Diskussionspapier Investitionskosten Elektrolyse – reale H₂-Gestehungskosten 9,80 €/kg.

BWE (März 2026): Redispatch auf Einspeisung statt Erzeugung.

GÖRG (2023/2026): NsA / Netzpaket. BWE-Rechtsgutachten: Redispatchvorbehalt vs. EU-Recht.

Gridside Energy (2025): NVP-Überbauung. BBH/BEE (2024): Cable Pooling.

Agora Energiewende (2025): Stromnetzentgelte. UBA (2024): Climate Change 51/2024.

Ariadne/Kopernikus (2025): Smart Meter Rollout. EY/BET (BMWK): Kosten iMSys.

Raue (2026): Re-Monopolisierung MSB. bne (2026): MsbG.

Fraunhofer ISI (2024): Langfristszenarien. Fraunhofer FIT/dena (2023): Dezentralisiertes Energiesystem 2030.

Metergrid (2026): Solarspitzenengesetz / EEG-Neuerungen – Förderende für Privathaushalte.

BT-Drs. 20/9187. BMW Netzpaket-RefE (geleakt 02/2026).

Redispatch-Daten

SMARD / Bundesnetzagentur: Quartalsdaten Netzengpassmanagement Q1–Q3 2025. Redispatch-Kosten EE: 211,6 €/MWh (Q1 2025). Gesamtkosten 2024: 2,78 Mrd. €.

ZfK (Dezember 2025): 370 Mio. € in einem Monat – Höchste Redispatch-Kosten seit Energiekrise.

Wasserstoff-Gestehungskosten

DIHK: Faktenpapier Wasserstoff – Gestehungskosten 6,03 €/kg bei 30 €/MWh Strom.

Aurora Energy Research (2022/2026): H₂-Gestehungskosten – 2-€-Schwelle erst bis 2050 erreichbar.

Fraunhofer IWES: PEM-Elektrolyseur – 55 kWh/kg H₂ Systemverbrauch.

Öko-Institut (2025): Wasserstoff-Erzeugungskosten – Determinanten, Stand und Perspektiven.

Energy Sharing und österreichisches Modell

Österr. Koordinationsstelle für Energiegemeinschaften (energiegemeinschaften.gv.at): EEG-Modelle, Netzentgeltreduktion (57 % lokal / 28 % regional), Befreiung von E-Abgabe und Erneuerbaren-Förderbeitrag. Über 3.000 EEGs gegründet (Stand 2025).

E-Control Österreich: Energiegemeinschaften – Rechtliche Grundlagen (EAG, EIWOG 2010, seit 28.07.2021; SNE-VO 2018, seit 01.11.2021).

Wikipedia: Energy Sharing – Internationaler Vergleich (DE, AT, FR, PL, IT, ES).

Bündnis Bürgerenergie / BVES / ODH (2024): Positionspapiere zu Energy Sharing.

Energieverbraucher.de: Energy Sharing – RED II Art. 22, Netzentgeltreduktion im EU-Vergleich.

Stromsteuer und Gasspeicherumlage

Bundesregierung (22.12.2025): Niedrigere Netzentgelte für 2026 – 6,5 Mrd. € Zuschuss + Abschaffung Gasspeicherumlage = 10 Mrd. € Entlastung.

Bundesregierung (03.12.2025): Abschaffung der Gasspeicherumlage – 3,4 Mrd. € Entlastung, finanziert aus KTF.

BMWE (2025): Haushalt 2026 – Energiepreisentlastungspaket.

ZfK (27.11.2024): Stromsteuer – Milliardenkosten durch Senkung. BMWK-Berechnung: 19,6 Mrd. € Mindereinnahmen 2025–2027 bei Senkung für alle.

wattline.de (2026): Stromsteuer – 6,5–7 Mrd. € Jahresaufkommen, Finanzierung der Rentenkassen.

LHM Energiesteuer (2026): Stromsteuer – 2022: knapp 10 Mrd. € Aufkommen; Senkung Gewerbe auf EU-Minimum seit 2024.

StromStG §§ 3, 9, 9a, 9b. Energiesteuerrichtlinie 2003/96/EG, Anhang I Tabelle C.