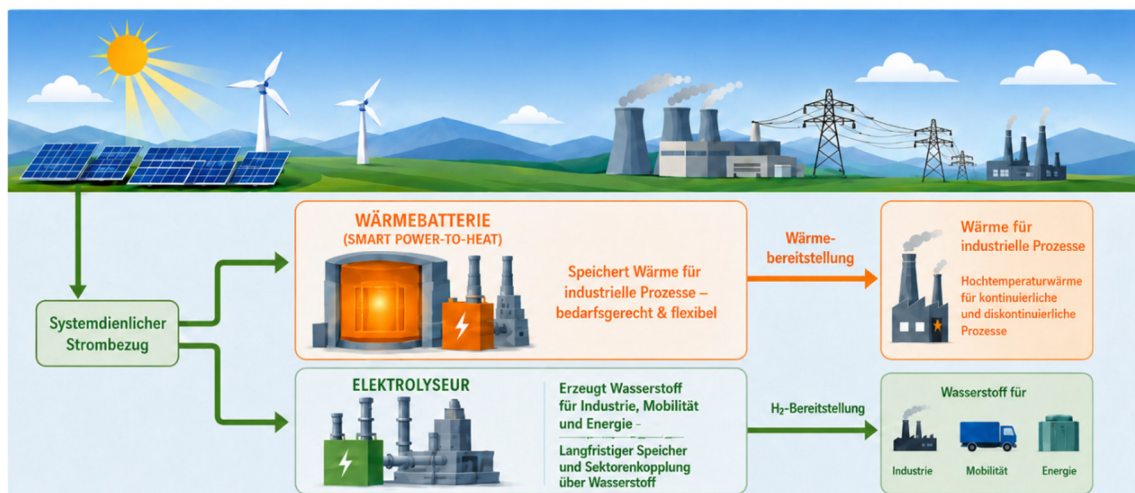


SONDERNETZENTGELTE FÜR WÄRMEBATTERIEN:

Eine Analyse zur funktionalen Vergleichbarkeit
und regulatorischen Gleichbehandlung von
Elektrolyseuren und Wärmebatterien

JULI 2026



Autoren

Ulrich Begemann

ulrich.begemann@global-energy-solutions.org

Thomas Frewer

thomas.frewer@global-energy-solutions.org

Global Energy Solutions e.V.

Lise-Meitner-Straße 9

D-89081 Ulm

office@global-energy-solutions.org

Inhaltsverzeichnis

1	Zusammenfassung	6
2	Einleitung: Problem der Stromsystemkosten und Flexibilitätsbedarf	9
3	Technisches Konzept der Wärmebatterie	11
4	Begriffe und energiewirtschaftliche Ausgangslage: Netzdienlichkeit, Systemdienlichkeit und Redispatch	13
5	Potenzialbasis und Wirkungslogik von systemdienlich genutzten Wärmebatterien	15
5.1	Begriffe, Systemgrenzen und Potenzialstufen	15
5.2	Industrieller Prozesswärmebedarf und technisches Wärmebatteriepotenzial	16
5.3	Stromseitiges Angebot und räumlich-zeitliche Übereinstimmung	18
5.4	Systemische Wirkungslogik	20
5.5	Regionale Potenziale und gesicherte Leistungswirkung	21
5.6	Umsetzung über § 13k EnWG und Grenzen des Instruments	22
6	Betriebs-, Kosten- und Wirkungsmechanismen systemdienlicher Wärmebatterien und betriebswirtschaftlich optimierter Fahrweise	23
6.1	Markt- und netzorientierte Betriebsoptimierung	24
6.2	Vergleich mit alternativen Flexibilitäts- und Erzeugungskapazitäten	26
6.3	Einfluss von Netzentgelten und CO ₂ -Preisen	28
7	Szenarioergebnisse: Bruttoeffekte, Systemkosten und Emissionswirkungen	31
7.1	Abgrenzung der Szenarien	31

7.2	Szenario 1: Betrieb ausschließlich nach § 13k EnWG	32
7.3	Szenario 2: Markt- und netzoptimierter Betrieb mit regulären Netzentgelten	33
7.4	Szenario 3: Markt- und netzoptimierter Betrieb ohne variables Netzentgelt	34
7.5	Einordnung der monetären Ergebnisse	35
7.6	Kumulierte Bruttoeffekte	35
7.7	Erdgassubstitution und direkte CO ₂ -Minderung	36
7.8	Schlussfolgerung aus dem Szenarienvergleich	36
8	Einordnung der Ergebnisse auf die Stromsystemkosten	37
9	Regulatorische Behandlung von Wärmebatterien im Rahmen von § 13k EnWG und AgNes	39
9.1	Heutige und geplante regulatorische Behandlung	39
9.2	Regulatorische Defizite und Marktintegration	40
10	Regulatorischer Vergleich von Wärmebatterien und Elektrolyseuren	41
10.1	Funktionaler Vergleich	41
10.2	Warum der Wasserstoffpfad nicht einseitig privilegiert werden sollte	45
10.3	Fazit	46
11	Schlussfolgerungen und Empfehlungen	46
12	Literaturverzeichnis	49
13	Anhang	54
13.1	Erwartete zeitliche Entwicklung der Redispatch-Kosten	54
13.2	Abschätzung des Potenzials für industrielle Wärmebatterien in Deutschland bis 2045	56

13.3	Abschätzung Nutzungspotenzial Wärmebatterien unter § 13k EnWG	58
13.4	Abschätzung vermiedene Gaskraftwerksleistung	58
13.5	Annahmen zur Abschätzung der Ersparnisse bei systemdienlicher und betriebswirtschaftlich optimierter Fahrweise einer Wärmebatterie bei heutigen Stromnetzentgelten	59
13.6	Herleitung des Annuitätenfaktors für die Errechnung der jährlichen Kosten alternativer Flexibilitäten (inkl. OPEX) und durchschnittliche jährliche Netzentgelterhöhung	59
13.7	Abschätzung der volkswirtschaftlichen Ersparnisse durch eine systemdienliche Nutzung von SP2H beispielhaft für das Szenario 3	62
13.8	Abschätzung eines möglichen preisdämpfenden Effekts der Nutzung von SP2H auf den Gasgroßhandelspreis in Deutschland	64
13.9	Zusammenfassung der Annahmen	65
13.9.1	Grundannahmen zu industrieller Prozesswärme und Wärmebatterie-Potenzial	65
13.9.2	Energiepreise, Netzentgelte, Umlagen und technische Wirkungsgrade	66
13.9.3	Alternative Systeminfrastruktur ohne industrielle Wärmebatterien	66
13.9.4	Redispatch-, Netz- und Systemkostenannahmen	67
13.9.5	Annahmen zu Erdgassubstitution, CO ₂ -Minderung und kumulierten Effekten	69
14	Tabellenverzeichnis	Fehler! Textmarke nicht definiert.
15	Abbildungsverzeichnis	69

1 Zusammenfassung

Industrielle hybride Wärmebatterien, die hier auch als Smart-Power-to-Heat-Anlagen (SP2H) bezeichnet werden, verbinden elektrisch beheizte thermische Speicher mit Prozesswärmesystemen, die sowohl mit Gas als auch Strom beheizt werden können. Perspektivisch kann es sich bei dem Gas um Wasserstoff handeln. Sie ermöglichen es, Strom in Zeiten hoher erneuerbarer, in der Regel überschüssiger Einspeisung und niedriger Großhandelspreise aufzunehmen und als Prozesswärme zu speichern sowie zusätzlich – bei geeigneter räumlicher Lage – zur Entlastung lokaler Netzengpässe beizutragen. In Stromknappheits- oder Engpasssituationen kann der Strombezug von Wärmebatterien verzögerungsfrei reduziert oder unterbrochen werden, ohne den industriellen Produktionsprozess zu stören. Damit wirken Wärmebatterien zugleich als No-Regret¹-Dekarbonisierungsoptionen für die Prozessindustrie und als flexible, systemdienlich steuerbare (ZINQ: DBU-Hauptbericht, Januar 2025)^[OBJ].

Der zentrale Vorteil von Wärmebatterien liegt darin, dass nicht der Produktionsprozess selbst flexibilisiert werden muss, sondern die durch Energieträgerkopplung flexibilisierte Energiebereitstellung. Industrieanlagen können je nach Markt- und Netzsituation zwischen elektrischer Beheizung, der Entladung des Wärmespeichers und dem Einsatz gasförmiger Energieträger wechseln (ZINQ: DBU-Hauptbericht, Januar 2025). Besonders relevant ist dies für kontinuierliche Prozesse etwa in der Metall-, Papier-, Lebensmittel-, Chemie-, Glas-, Keramik- oder Kunststoffindustrie. Wärmebatterien ermöglichen damit eine zeitlich begrenzte Entkopplung der volatilen Stromerzeugung von den kontinuierlichen industriellen Produktionsanforderungen.

Das realistisch adressierbare Potenzial industrieller Wärmebatterien in Deutschland wird in dieser Studie auf etwa **70 bis 90 TWh pro Jahr** geschätzt; als Rechengröße werden 80 TWh pro Jahr verwendet, siehe Anhang 13.2. Dieses Potenzial ergibt sich aus dem Anteil industrieller Prozesswärme, der technisch elektrifizierbar, hybridisierbar, speicherfähig und wirtschaftlich regelbar ist. Demgegenüber stehen im Jahr 2045, trotz massiven Netzausbaus und Einsatz von Großbatterien, verbleibende Stromüberschüsse und Abregelungsmengen vor allem im Verteilnetz in bis zu mittlerer zweistelliger TWh-Höhe. Die wahrscheinliche Höhe ist von sehr vielen Faktoren abhängig und schwer prognostizierbar; es ist aber wahrscheinlich, dass in einem erheblichen Teil des Jahres überschüssiger beziehungsweise preislich sehr günstiger erneuerbarer Strom verfügbar sein wird, Details siehe Kapitel 5.3 Tabelle 3. Die Nutzung dieser Strommengen durch Wärmebatterien kann bei geeigneten regulatorischen Rahmenbedingungen nicht nur systemdienlich, sondern auch eigenständig wirtschaftlich sein.

¹ Als No-Regret-Option zur Dekarbonisierung wird hier eine Maßnahme verstanden, die bereits unter heutigen energiewirtschaftlichen Bedingungen einen Nutzen aufweist und zugleich mit unterschiedlichen zukünftigen Energieversorgungsstrukturen kompatibel bleibt.

Wärmebatterien können das Stromsystem zweifach entlasten: In Überschusssituationen nehmen sie zusätzliche Last auf und vermeiden die Abregelung erneuerbarer Energien. In Knappheits- oder Engpasssituationen reduzieren sie ihren Strombezug und vermeiden dadurch teuren positiven Redispatch, etwa durch Gas- oder Wasserkraftwerke. Im Norden können sie vor allem Windstrom aufnehmen, im Süden sowohl lokale PV-Überschüsse nutzen als auch in Winter- oder Knappheitssituationen Last senken.

Diese Kurzstudie vergleicht drei Szenarien für den Einsatz von Wärmebatterien. Die Ergebnisse beruhen auf Szenario-basierten Modellrechnungen mit den in Kapitel 6 und im Anhang 0 dokumentierten technischen und ökonomischen Annahmen; sie sind als Abschätzungen und nicht als Punktprognosen zu verstehen. Die Ergebnisse der drei Szenarien sind in Kapitel 7 dargestellt; die wesentlichen technischen und ökonomischen Annahmen sind in den Anhängen 13.4 bis 13.9 dokumentiert. **Im ersten Szenario** werden Wärmebatterien nur **im Rahmen der heutigen Einschränkungen des § 13k EnWG** („Nutzen statt Abregeln“) eingesetzt. Der Mechanismus ermöglicht die Nutzung andernfalls abgeregelter Strommengen, bleibt jedoch auf die nach § 13k EnWG vorab prognostizierten wenigen Engpassstunden begrenzt. Die Anlagen erreichen im Stützjahr 2045 nur etwa **600 bis 900 Vollbenutzungsstunden pro Jahr** und eine volkswirtschaftliche Brutto-Ersparnis von etwa **3,2 bis 3,9 Mrd. Euro**. Das Potenzial von Wärmebatterien in der Prozessindustrie bleibt damit weitgehend unausgeschöpft, Investitionen in Wärmebatterien würden in den meisten Fällen unterbleiben, da unwirtschaftlich.

Im zweiten Szenario werden Wärmebatterien **systemdienlich und betriebswirtschaftlich optimiert** betrieben, jedoch weiterhin mit regulären Netzentgelten belastet. Dabei reduzieren die durch den Strombezug der Wärmebatterien signifikant steigenden Netzentgelte, insbesondere der Leistungspreis für die Strombereitstellung, den systemisch sinnvollen Einsatzes, da oftmals eine Wirtschaftlichkeit nur in Stunden mit negativen Strompreisen gegeben wäre. Ein dauerhaftes Eintreten der wirtschaftlich notwendig hohen Anzahl von Stunden mit negativen Strompreisen ist nur schwer zu prognostizieren. Somit ist keine wirtschaftlich belastbare Grundlage für privatwirtschaftliche Investitionen gegeben und das signifikante Einsparpotential durch Wärmebatterien kann nicht gehoben werden.

Das **dritte Szenario** betrachtet eine systemdienlich und betriebswirtschaftlich optimierte Fahrweise von Wärmebatterien **mit der Gewährung von Sondernetzentgelten, wie sie derzeit auch für Elektrolyseure eingeräumt bzw. im Rahmen des Ag-Nes-Prozesses für den zukünftigen Betrieb vorgeschlagen werden**. Dadurch wird das in der Studie abgeschätzte technisch-wirtschaftliche Potenzial weitgehend erschlossen: Die Anlagen können **2.800 bis 3.400 Vollbenutzungsstunden** erreichen, nutzen rund **80 TWh** Strom pro Jahr und erzielen **13 bis 17 Mrd. Euro** jährliche

Bruttoeinsparungen. Kumuliert über den Zeitraum 2030 bis 2045 ergibt sich so ein volkswirtschaftliches Brutto-Einsparpotenzial von etwa **126 bis 161 Mrd. Euro**. Den kumulierten Bruttoeinsparungen steht ein Investitionsbedarf der Industrie von etwa 11 bis 13 Mrd. Euro für die Installation der Wärmebatterien und die Hybridisierung der Prozesse gegenüber.

Die Einsparungen entstehen vor allem durch vermiedene Investitionen in zusätzlichen Ausbau alternativer Flexibilitätsoptionen auf Ebene der Verteilnetze, wie weitere Großbatteriespeicher, Elektrolyseure und H₂-ready-Gaskraftwerke. Im verwendeten Vergleichsszenario wird angenommen, dass ohne industrielle Wärmebatterien zusätzliche Flexibilitäts- und Erzeugungskapazitäten aufgebaut werden müssten, um dezentrale Überschüsse und Engpässe auszugleichen. Wärmebatterien weisen in dem Investitionsvergleich eine deutlich geringere Investitionssumme auf, weil sie bestehende industrielle Wärmesysteme nutzen und Strom direkt in Prozesswärme umwandeln.

Hinzu kommen emissions- und importbezogene Effekte: Im Szenario 3 können der Modellrechnung zufolge im Jahr 2045 rund **80 TWh fossile Energie (im wesentlichen Erdgas) ersetzt werden**. Kumuliert über 2030 bis 2045 entspricht dies etwa **615 TWh** substituierten fossilen Energieträgern. Die CO₂-Minderung liegt im Jahr 2045 bei rund 16 Mio. Tonnen CO₂, kumuliert von 2030 bis 2045 kann sie bis zu **123 Mio. Tonnen CO₂** erreichen. Dies trägt zur industriellen Dekarbonisierung und zur Verringerung der Importabhängigkeit von fossilen Energieträgern (einschließlich LNG) bei.

Für die Erschließung des in Szenario 3 angesetzten Potenzials ist eine mit **Elektrolyseuren vergleichbare Netzentgeltbehandlung** die wesentliche Voraussetzung: Systemdienlich betriebene Wärmebatterien sollten bei den Netzentgelten vergleichbar behandelt werden wie Elektrolyseure. Beide Technologien sind flexible Großverbraucher, nehmen Strom in Zeiten hoher erneuerbarer Einspeisung auf, wandeln ihn zur Dekarbonisierung von Industrieprozessen in eine andere Energieform um und können ihren Strombezug in Knappheits- oder Engpassssituationen reduzieren oder stoppen. Im hier betrachteten systemdienlichen Einsatz erfüllen beide Technologien eine vergleichbare Flexibilitätsfunktion.

Eine ausschließliche Privilegierung der Nutzung von **Überschussstrom über den Wasserstoffpfad** (Umwandlung über Elektrolyseure und Rückverstromung) könnte zu **teuren Fehlsteuerungen** führen, wenn Strom zunächst unter zusätzlichen Umwandlungsverlusten in Wasserstoff überführt und anschließend zur Wärmeerzeugung eingesetzt wird, obwohl eine direkte elektrische Wärmeerzeugung technisch möglich wäre.

Im laufenden AgNes-Prozess der BNetzA ist ein wesentliches Ziel, **Flexibilität bei der Stromabnahme anzureizen** und zu belohnen. Nach dem in dieser Kurzstudie zugrunde gelegten Stand des AgNes-Prozesses von Juni 2026 zeichnet sich eine

unterschiedliche Behandlung von Elektrolyseuren und systemdienlichen Wärmebatterien ab, deren funktionale Begründung aus Sicht der Studie nicht hinreichend stichhaltig ist. Elektrolyseure sind aktuell befristet von den Netzentgelten befreit und sollen künftig dauerhaft befreit bleiben sowie – wenn überhaupt – lediglich ein moderates Kapazitätsentgelt von 4–7 €/kW und Jahr zahlen. Beides ist für **systemdienliche Wärmebatterien** bisher nicht vorgesehen, obwohl sie sowohl **hinsichtlich ihrer Charakteristik als auch ihrer Systemwirkung vergleichbar sind**. Um den dringend notwendigen Hochlauf von Flexibilität und Sektorkopplung durch den Einsatz von systemdienlichen Wärmebatterien nicht zu blockieren, empfiehlt sich die **regulatorische Gleichbehandlung mit Elektrolyseuren**.

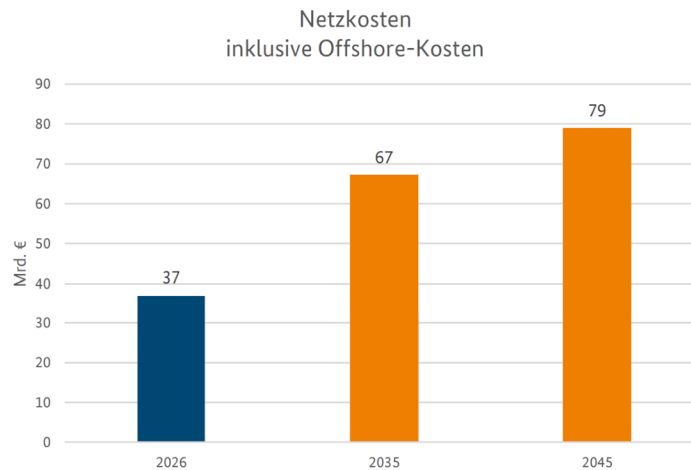


Abbildung 1 Prozesswärme-Einsatzgebiet: Zinkbad einer Verzinkerei, Quelle: Fa. ZINQ

2 Einleitung: Problem der Stromsystemkosten und Flexibilitätsbedarf

Die Energiewende in Deutschland ist nach mehr als zwei Jahrzehnten an einem in Bezug auf Kosten und Systemstabilität kritischen Punkt angekommen: Der ambitionierte Ausbau von Stromerzeugung aus Sonne und Wind führt zu erheblichen zusätzlichen Kosten für den Stromnetzausbau, den Ausgleich der volatilen Einspeisung, die Bereitstellung gesicherter Leistung und die saisonale Energiespeicherung. Nach der im Mai 2026 veröffentlichten Abschätzung der BNetzA (BNetzA, Mai 2026), könnten

sich die von den Netznutzern zu tragenden jährlichen Netzkosten innerhalb der kommenden 20 Jahre mehr als verdoppeln. Die von der BNetzA dargestellte Entwicklung der Netzkosten ist in Abbildung 2 wiedergegeben.



Quellen:

2026: beinhaltet Onshore-Netzkosten der ÜNB+VNB sowie Offshore-Kosten der ÜNB;
 Onshore-Kosten: EOG-Anpassungen 2026 der Netzbetreiber (ÜNB+VNB) in Zuständigkeit der BNetzA (inkl. Organleihe); Netto-Erlösobergrenzen 2026 (ohne Doppelzählung vorgelagerter Netzkosten); bundesweit hochskaliert
 Offshore-Kosten: Netztransparenz.de
 2035+2045: Indikation der möglichen Netzkostenentwicklung; eigene Berechnung BNetzA unter Annahmen

Abbildung 2: Entwicklung der Netzkosten (BNetzA, Mai 2026)

Auch die Gesamtstromsystemkosten werden weiter stark ansteigen, wie die aktuelle Studie von GES „Zukunft der Stromsystemkosten“ (U. Begemann, Ch. v. Branconi, Th. Frewer, Mai 2026) zeigt: Unter der Annahme einer Stromerzeugung von 950 TWh im Jahr 2045, die überwiegend auf Wind- und Solarenergie sowie zu kleineren Anteilen auf Biomasse, Wasserkraft und Geothermie beruht, verdoppeln sich die spezifischen volkswirtschaftlichen Gesamtstromsystemkosten einschließlich Netzen, Speichern und gesicherten Erzeugungskapazitäten von etwa 141 €/MWh (2022) auf etwa 321 €/MWh im Jahr 2045.

Mit dem steigenden Anteil wetterabhängiger Stromerzeugung wächst zugleich der Bedarf an kurz-, mittel- und langfristiger Flexibilität, um zeitliche und räumliche Abweichungen zwischen Erzeugung und Verbrauch durch Netze, Speicher, steuerbare Erzeugung und flexible Lasten auszugleichen.

Damit werden zukünftig die Strompreise in Deutschland weiter deutlich und dauerhaft steigen. Vor dem Hintergrund, dass bereits heute Deutschland zu den Ländern mit besonders hohen industriellen Strompreisen zählt und insbesondere gegenüber den USA und China mehr als doppelt so hoch liegt (frontier economics, September, 2025), würde ein Anstieg der Stromsystemkosten in der erwarteten Größenordnung die Wettbewerbsfähigkeit des Industriestandorts Deutschland signifikant gefährden.

Daher ist es vorrangig, mögliche Effizienzpotenziale im Umbau des Stromsystems zügig anzugehen. Eine mögliche Flexibilitätsoption ist die hybride Wärmebatterie, deren Beitrag zur Begrenzung der volkswirtschaftlichen Stromsystemkosten im Folgenden untersucht wird. Die Erschließung der im Bericht untersuchten technischen und wirtschaftlichen Potenziale hängt wesentlich von der Ausgestaltung des regulatorischen Rahmens ab.

Im Folgenden werden das technische Konzept der Wärmebatterie und ihre mögliche systemdienliche Wirkung erläutert sowie die volkswirtschaftlichen Einsparpotenziale anhand von drei Szenarien quantifiziert. Abschließend wird die notwendige regulatorische Anpassung durch Gleichbehandlung von systemdienlichen Wärmebatterien mit Elektrolyseuren erläutert, die im Rahmen des laufenden AgNes-Prozesses der BNetzA möglich wäre.

3 Technisches Konzept der Wärmebatterie

Der in der DBU-Studie (ZINQ: DBU-Hauptbericht, Januar 2025) untersuchte Ansatz der industriellen Wärmebatterie adressiert den zunehmenden Bedarf an flexiblen Stromverbrauchern im künftigen Stromsystem: Mit steigendem Anteil von Wind- und Solarstrom entstehen zunehmend Zeiträume mit hoher erneuerbarer Einspeisung, geringer oder negativer Residuallast und drohender Abregelung. Die Wärmebatterie nutzt diese Strommengen nicht zur späteren Rückverstromung, sondern wandelt sie unmittelbar in industrielle Prozesswärme um. Damit erfüllt sie eine stromseitige Flexibilitätsfunktion und eine thermische Speicherfunktion: Sie nimmt Strom in Überschuss-situationen auf, reduziert Abregelung, ersetzt fossile Prozesswärme und entlastet das Stromsystem.

Technisch beruht das Konzept auf der Hybridisierung industrieller Wärmeerzeuger. Bei dem hier betrachteten Konzept werden bestehende gasbasierte Wärmeerzeuger um eine elektrische Beheizung und einen thermischen Speicher ergänzt. Die Anlage kann dadurch wahlweise mit Erdgas, künftig Wasserstoff oder Strom betrieben werden. Zusätzlich wird Wärme in einem Speicher beziehungsweise in der thermischen Masse des Prozesses zwischengespeichert. Die Wärmebatterie wird in Zeiten niedriger Strompreise oder auf Grundlage eines systemdienlichen Steuersignals (unter Beachtung ggfs. einschränkender Netzengpasssituationen) geladen. In Zeiten hoher Strompreise bei gleichzeitig hohen Gas- beziehungsweise Wasserstoffkosten kann die gespeicherte Wärme zeitlich begrenzt beispielsweise zur Versorgung der Schmelze entnommen werden. Der industrielle Prozess bleibt dadurch kontinuierlich, während die Energieaufnahme flexibel gesteuert werden kann.

Der Betrieb einer Pilotanlage (an einem Standort in Frankreich) in der Feuerverzinkung belegt die technische Funktionsfähigkeit unter den untersuchten

Betriebsbedingungen. Zinkschmelzbäder werden typischerweise bei etwa 440 bis 460 °C betrieben; die zugehörigen Verzinkungsöfen arbeiten kontinuierlich 24 Stunden täglich an sieben Tagen pro Woche. Diese Temperaturniveaus sind elektrisch erreichbar. In der Feuerverzinkungsindustrie erfolgt die Beheizung der Zinkbäder gegenwärtig überwiegend mit Erdgas. Im Zielzustand wird der Zinkofen zusätzlich mit elektrischen Heizelementen oder elektrisch unterstützten Heizsystemen ausgerüstet. Bei niedrigen Strompreisen, Netzengpässen (Redispatch-Szenario) oder sonstigen Überschusssituationen wird elektrisch geheizt; in anderen Zeiten erfolgt die Wärmeversorgung durch den gasbasierten Wärmeerzeuger oder durch Entladung des thermischen Speichers.

Der wesentliche technische Vorteil liegt darin, dass nicht die Produktion selbst flexibilisiert werden muss, sondern nur die Wärmeerzeugung. Eine rein strombasierte monovalente Elektrifizierung würde industrielle Prozesse stärker an die volatile Stromverfügbarkeit koppeln. Dies führt zwangsläufig zu Teilauslastung, Effizienzverlusten, Qualitätsrisiken, Störungen verketteter Prozesse und höherem organisatorischem Aufwand. Die hybride Wärmebatterie kann aufgrund ihrer Speicherwirkung diese Risiken vermindern, weil Temperaturführung, Produktionsrhythmus und Produktqualität vom Strommarkt entkoppelt bleiben.

Die im Bericht genannten Größenordnungen zeigen die Relevanz. Für einen beispielhaften hybridisierten Zinkschmelzofen werden 6 MW elektrische Abnahmeleistung, 20 MWh thermische Speicherkapazität und eine jährliche Stromnutzung von 9,24 GWh betrachtet. Die Investitionssumme liegt bei rund 2,35 Mio. Euro. Unter den im DBU-Hauptbericht angesetzten Kosten-, Nutzungs- und Lebensdauerannahmen liegen die Investitionskosten je nutzbarer Megawattstunde thermischer Speicherkapazität rechnerisch um den Faktor 4,6 unter denen des dort alternativ betrachteten Batteriespeichers. Deutschlandweit wird für die industrielle Prozesswärme ein erschließbares Potenzial von bis zu 40 GW elektrischer Aufnahmeleistung und rund 115 TWh nutzbarer Überschussstrommenge pro Jahr genannt. Die mögliche CO₂-Minderung wird mit bis zu 30 Mio. t pro Jahr beziffert.

Die regulatorische Einordnung folgt in Kapitel 10 und 9 auf die Quantifizierung der Systemwirkungen und Einsparpotenziale.



Abbildung 3: Hochtemperaturwärmespeicher eines Kraftwerks, Foto Fraunhofer UMSICHT

4 Begriffe und energiewirtschaftliche Ausgangslage: Netzdienlichkeit, Systemdienlichkeit und Redispatch

Zunächst werden die Begriffe ‚Systemdienlichkeit‘, ‚Netzdienlichkeit‘ und ‚Redispatch-Kosten‘ definiert. Anschließend werden die aktuelle Höhe und die erwartete Entwicklung der Kosten des Netzengpassmanagements eingeordnet sowie mögliche Beiträge von Wärmebatterien zu ihrer Verringerung benannt.

Als netzdienlich gelten Anlagen, deren Betriebsweise den sicheren und effizienten Betrieb eines konkreten Netzbereichs unterstützt, beispielsweise durch die Verringerung von Netzengpässen, Lastspitzen, betrieblichen Eingriffen oder zusätzlichem Netzausbaubedarf. Dies kann durch die Kenntnis der Betriebszustände, die Planbarkeit oder Steuerbarkeit der Anlagen sowie durch eine Vergleichmäßigung der Netzlast erreicht werden. Ob eine Betriebsweise netzdienlich ist, hängt insbesondere vom Standort, Zeitpunkt, betroffenen Netzabschnitt und von der jeweiligen Engpassrichtung ab. Ferner darf kein zusätzlicher Netzausbau auf derselben oder auf anderen Netzebenen verursacht werden. Generell muss die Anlage netzverträglich sein (Blume, Yannic et al., März 2021).

Systemdienlich verhalten sich eine oder mehrere Anlagen dann, wenn sie dazu beitragen, das Gleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch **im gesamten Verbundnetz zu sichern** und die allgemeine Versorgungssicherheit, Systemstabilität oder Engpassentlastung aufrechtzuerhalten. Typische, von den ÜNB hierfür genutzte Maßnahmen

sind Frequenzhaltungsreserve², **Redispatch**³ und Schwarzstartfähigkeit⁴ (VDE FNN, Juli 2019). Darüber hinaus wirkt auch eine Steuerung des Strombezugs nach Maßgabe der kurzfristigen börslichen Strompreise (day ahead bzw. Intraday) unter Berücksichtigung von Netzengpässen systemdienlich, da diese Preise die Knappheits- bzw. Überschusssituation im Verbundnetz widerspiegeln. Netzdienlichkeit bezieht sich auf einen konkreten Netzbereich, während **Systemdienlichkeit die Wirkung auf das gesamte Stromsystem unter Beachtung ggfs. einschränkender Netzengpasssituationen** beschreibt.

Redispatch-Kosten fallen an, wenn Netzbetreiber eingreifen, um Engpässe im Stromnetz zu verhindern. Die Regelungen zum Redispatch 2.0 beruhen insbesondere auf den §§ 13, 13a und 14 EnWG und beziehen nach Maßgabe der gesetzlichen Voraussetzungen konventionelle und erneuerbare Erzeugungsanlagen, KWK-Anlagen sowie Stromspeicher ein. Ziel ist eine netzübergreifend optimierte Auswahl der Anlagen zur Engpassentlastung unter Berücksichtigung der Kosten. Betreiber der betroffenen Erzeugungsanlagen haben Anspruch auf finanziellen Ausgleich. Der finanzielle Ausgleich kann insbesondere entgangene Erlöse und zusätzliche betriebliche Aufwendungen umfassen.

Redispatch wird erforderlich, wenn die geplanten Stromflüsse die zulässige Belastbarkeit einzelner Netzelemente überschreiten würden. In Deutschland sind insbesondere Nord-Süd-Engpässe im Übertragungsnetz sowie zunehmend lokale Verteilnetzengpässe relevant, die sowohl durch hohe Einspeisungen aus Photovoltaik- und Windenergieanlagen als auch durch steigende Lasten von Wärmepumpen und Ladeinfrastruktur für batterieelektrische Fahrzeuge entstehen können.

Für das Jahr 2025 weist die BNetzA vorläufige Kosten des Netzengpassmanagements von 3,071 Mrd. Euro aus. Für 2045 wird im zugrunde gelegten Szenario ein Wert von bis zu 6 Mrd. Euro pro Jahr angenommen. Diese Kosten sind erheblich und nicht wertschöpfend. Sie lassen sich durch den Einsatz von Wärmebatterien verringern. Eine Darstellung der erwarteten Entwicklung der Redispatch-Kosten und ihrer maßgeblichen Einflussfaktoren findet sich in Anhang 13.1.

Die Kostenprognose bis 2045 berücksichtigt bereits den im zugrunde gelegten Szenario angenommenen Ausbau von Großbatteriespeichern.

² Bereitstellung von Regelreserve, insbesondere FCR, aFRR und mFRR, zur Begrenzung von Frequenzabweichungen und zur Rückführung der Netzfrequenz auf 50 Hz.

³ Großflächiges Verschieben von Erzeugungsleistung auf Anweisung der ÜNB zur überregionalen Engpassbeseitigung

⁴ Fähigkeit einer Anlage, ohne externe Stromversorgung anzufahren, Spannung bereitzustellen und den Wiederaufbau eines Teilnetzes zu unterstützen.

5 Potenzialbasis und Wirkungslogik von systemdienlich genutzten Wärmebatterien

Industrielle Wärmebatterien können das Stromsystem entlasten, indem sie ihre elektrische Leistungsaufnahme an die jeweilige Markt- und Netzsituation anpassen. Bei hoher erneuerbarer Einspeisung können sie zusätzliche elektrische Leistung aufnehmen und dadurch die Abregelung von Wind- oder Solarstrom verringern. Bei Stromknappheit oder verbrauchsseitigen Netzengpässen können sie ihren Strombezug reduzieren und die Prozesswärme vorübergehend aus dem thermischen Speicher oder einem alternativen Wärmeerzeuger bereitstellen.

Eine systemdienliche Wirkung entsteht jedoch nicht allein durch die technische Flexibilität der Anlage. Erforderlich sind außerdem eine ausreichende Anschluss- und Speicherleistung, ein für den Abruf geeigneter Speicherfüllstand sowie eine Steuerung, die keinen Engpass in derselben oder einer anderen Netzebene verschärft. Darüber hinaus kann eine günstige Position im Netz auch die Möglichkeit eröffnen, Beiträge zur Vermeidung bzw. Reduzierung von Redispatch-Maßnahmen zu leisten. Kapitel 5 unterscheidet daher zwischen dem industriellen Wärmebedarf, dem technisch erschließbaren Wärmebatteriepotenzial, dem stromseitigen Angebot und dem tatsächlich systemdienlich nutzbaren Potenzial.

5.1 Begriffe, Systemgrenzen und Potenzialstufen

Für die Potenzialbewertung sind mehrere Stufen zu unterscheiden:

Potenzialstufe	Abgrenzung
Brutto-Prozess-wärmebedarf	Gesamter industrieller Wärmebedarf eines definierten Temperaturbereichs
Technisch elektrifizierbares Potenzial	Wärmebedarf, der grundsätzlich elektrisch erzeugt werden kann
Hybridisierbares Potenzial	Prozesse, bei denen Strom mit einem thermischen Speicher und einem alternativen Wärmeerzeuger kombiniert werden kann
Installierbares Potenzial	Technisches Potenzial unter Berücksichtigung von Anlagenbestand, Platzbedarf, Netzanschluss und Prozessintegration
Systemdienlich nutzbare Potenzial	Anlagen und Strommengen, deren Betrieb räumlich und zeitlich zur Entlastung des Stromsystems beiträgt
Wirtschaftlich erschließbares Potenzial	Systemdienliches Potenzial, das unter den jeweils geltenden Energiepreisen, Netzentgelten und regulatorischen Bedingungen rentabel betrieben werden kann

Tabelle 1: Stufen der Potenzialbewertung

Die Potenzialstufen dürfen nicht gleichgesetzt werden. Insbesondere besitzt ein technisch elektrifizierbarer Prozess nicht notwendigerweise thermische Speicherfähigkeit oder ist am jeweiligen Standort jederzeit netzverträglich nutzbar. Ebenso ist zwischen elektrisch aufgenommener Energie in TWh_{el}/a , bereitgestellter Prozesswärme in TWh_{th}/a , elektrischer Anschlussleistung in GW_{el} und thermischem Speicherinhalt in GWh_{th} streng genommen zu unterscheiden.

Die im jeweiligen Zeitraum nutzbare Strommenge wird durch die kleinste der verfügbaren Größen begrenzt:

$$Q_{\text{nutzbar}} = \min(Q_{\text{Stromangebot}}, Q_{\text{Wärmebedarf}}, Q_{\text{Anlagenkapazität}}, Q_{\text{Speicheraufnahme}})$$

Da die Umwandlungswirkungsgrade von Strom in Wärme und Gas in Wärme weit über 90 % liegen und es sich bei der im Folgenden vorgenommenen Potenzialermittlung um eine Abschätzung handelt, wird in diesem Bericht aus Gründen der Vereinfachung nicht zwischen elektrischer, thermischer und Wärmeenergie unterschieden. Somit wird angenommen, dass erforderliche Prozesswärme in gleicher Menge in Form von elektrischer Energie oder Gas zugeführt werden muss.

Zusätzlich wirken räumliche Netzrestriktionen, zeitliche Gleichzeitigkeit, Speicherverluste und konkurrierende Flexibilitätsoptionen wie Batteriespeicher, Elektrolyseure, Exporte oder andere flexible Verbraucher. Hinsichtlich dieser konkurrierenden Flexibilitätsoptionen geht diese Studie davon aus, dass die im aktuellen integrierten NEP 2037/2045 (Szenario B) bereits abgebildeten Zuwächse dieser Kapazitäten bis 2045 eine realistische Ausgangsbasis für diese Kurzstudie sind, und somit keine Konkurrenz bei der Ermittlung der Potenziale für den Einsatz von Wärmebatterien darstellen.

5.2 Industrieller Prozesswärmebedarf und technisches Wärmebatteriepotenzial

Prozesswärme im Temperaturbereich 200–700 °C

Der Bereich von 200 bis 700 °C umfasst technisch unterschiedliche Prozessgruppen. Zwischen etwa 200 und 300 °C dominieren Hochdruckdampf, Trocknung sowie Teile der Kunststoff- und chemischen Verarbeitung. Zwischen 300 und 500 °C liegen unter anderem thermische Behandlungsprozesse, Feuerverzinkung, einzelne Reaktoren sowie Schmelz- und Warmhalteanwendungen. Zwischen 500 und 700 °C sind insbesondere Wärmebehandlung, Teile der Nichteisenmetallverarbeitung, Kalzinierung und ausgewählte chemische Prozesse relevant.

Ein großer Teil der Papier- und Lebensmittelindustrie arbeitet dagegen unterhalb von 200 °C. Umgekehrt benötigen wesentliche Prozesse der Stahl-, Zement-, Kalk-, Glas- und Grundstoffindustrie Temperaturen deutlich oberhalb von 700 °C. Auch Steamcracker werden typischerweise dem höheren Temperaturbereich zugeordnet. Die öffentlich verfügbaren Langfristszenarien unterscheiden Prozesswärme überwiegend in Dampf und Warmwasser bis 500 °C sowie Industrieöfen über 500 °C; mehr als 75 % des Wärmebedarfs unterhalb von 500 °C liegen dabei unterhalb von 200 °C.

Eine eigenständige statistische Kategorie für 500–700 °C wird nicht ausgewiesen. Aus den veröffentlichten Temperatur- und Branchenstrukturen lässt sich für 2045 ein Prozesswärmebedarf von etwa **45–65 TWh/a** zwischen 200 und 700 °C ableiten. Als mittlere Planungsgröße können rund **55 TWh/a** verwendet werden. Die Sicherheit dieser Ableitung beträgt etwa 70 %, weil insbesondere der Anteil des Sammelbereichs über 500 °C, der tatsächlich unterhalb von 700 °C liegt, nicht unmittelbar veröffentlicht ist.

Temperaturübergreifendes Wärmebatteriepotenzial

Die ZINQ-/DBU-Studie leitet für die deutsche Prozessindustrie ein szenariobasiertes Brutto-Potenzial von bis zu **115 TWh/a** und eine elektrische Aufnahmeleistung von bis zu **40 GW** ab. Diese Werte beziehen sich auf die industrielle Prozesswärme insgesamt und sind nicht auf den Temperaturbereich 200–700 °C begrenzt. Sie beruhen zudem nicht auf einer anlagenscharfen Erhebung, sondern auf einer Hochrechnung des langfristig elektrifizierbaren und flexibilisierbaren Wärmebedarfs.

Das Brutto-Potenzial ist insbesondere um hochintegrierte Prozesse zu bereinigen. Raffinerien und chemische Verbundstandorte nutzen interne Brenngase, Dampf-, Abwärme- und Stoffströme. Eine zusätzliche elektrische Wärmeerzeugung kann dort Investitionen in Gasaufbereitung, Dampfnetze, Speicher oder andere Prozesskomponenten erfordern. Diese Kurzstudie schließt deshalb Prozesswärmebedarfe in Raffinerien und Mineralölverarbeitung vollständig aus und berücksichtigt die chemische Industrie nur zur Hälfte. Daraus ergibt sich ein konservativ bereinigtes technisches Potenzial von rund **85–95 TWh/a**.

Unter zusätzlicher Berücksichtigung möglicher Effizienzsteigerungen, Standortkonsolidierungen und struktureller Veränderungen bis 2045 wird für die Szenarioanalyse eine temperaturübergreifende Bandbreite von **70–90 TWh/a** verwendet. Der Wertebereich 45–65 TWh/a für den Temperaturbereich 200 bis 700 °C liegt in der Größenordnung des abgeleiteten Gesamtprozesswärmebedarfs von 85–95 TWh/a, wenn unterstellt wird, dass zahlreiche Wärmebatterien auch bei Temperaturen unterhalb von 200 °C zum Einsatz kommen dürften. Der Mittelwert von **80 TWh/a** dient als Rechengröße für die weiteren Kapitel, Anhang 13.2.

Kenngröße	Wert	Bedeutung
Prozesswärmebedarf 200–700 °C im Jahr 2045	ca. 45–65 TWh/a	eigene temperaturbezogene Abschätzung
ZINQ-/DBU-Brutto-Potenzial	115 TWh/a	temperaturübergreifende Obergrenze
Bereinigtes technisches Potenzial	ca. 85–95 TWh/a	nach Branchen- und Prozessbereinigung
Planungsbandbreite der Szenarioanalyse	70–90 TWh/a	langfristig adressierbares Potenzial
Zentrale Rechengröße	80 TWh/a	Annahme für das Zieljahr 2045

Tabelle 2: Prozesswärmebedarf bei unterschiedlichen Kriterien

Die Planungsgröße von 80 TWh/a ist somit kein Prozesswärmebedarf des Bereichs 200–700 °C, sondern eine szenariobasierte, temperaturübergreifende Stromaufnahmemenge industrieller Wärmebatterien.

5.3 Stromseitiges Angebot und räumlich-zeitliche Übereinstimmung

Mit dem Ausbau von Photovoltaik und Windenergie nehmen Zeiträume zu, in denen die lokale Erzeugung die verfügbare Netz- oder Stromnachfrage übersteigt. Ein wachsender Anteil der erneuerbaren Erzeugungsanlagen ist an Verteilnetze angeschlossen. Flexible industrielle Verbraucher können daher insbesondere dort wirksam sein, wo Einspeisung, Netzengpass und industrielle Wärmenachfrage räumlich zusammenfallen.

Der Bericht verwendet folgende Abschätzungen:

Stützjahr	Überschüsse im Übertragungsnetz	Dezentrale Überschüsse beziehungsweise Abregelung im Verteilnetz
2030	n.v.	20–30 TWh/a
2037	14 TWh/a	30–70 TWh/a
2045	13,5 TWh/a	10–50 TWh/a

Tabelle 3: Abschätzungen für Stromüberschüsse der Stromnetze

Die Werte für **Stromüberschüsse im Übertragungsnetz** wurden dem Szenario B des NEP 2037/2045 entnommen (BNetzA, März 2026). Diese Werte enthalten noch keine

netzseitigen Engpässe, sondern nur Überschussmengen, die nicht in den Markt integriert werden können und daher abgeregelt werden müssen.

Die seitens der BNetzA erwartete regionale Aufteilung der Stromüberschüsse im Übertragungsnetz in den Jahren 2037 und 2045 zeigt die folgende Karte.

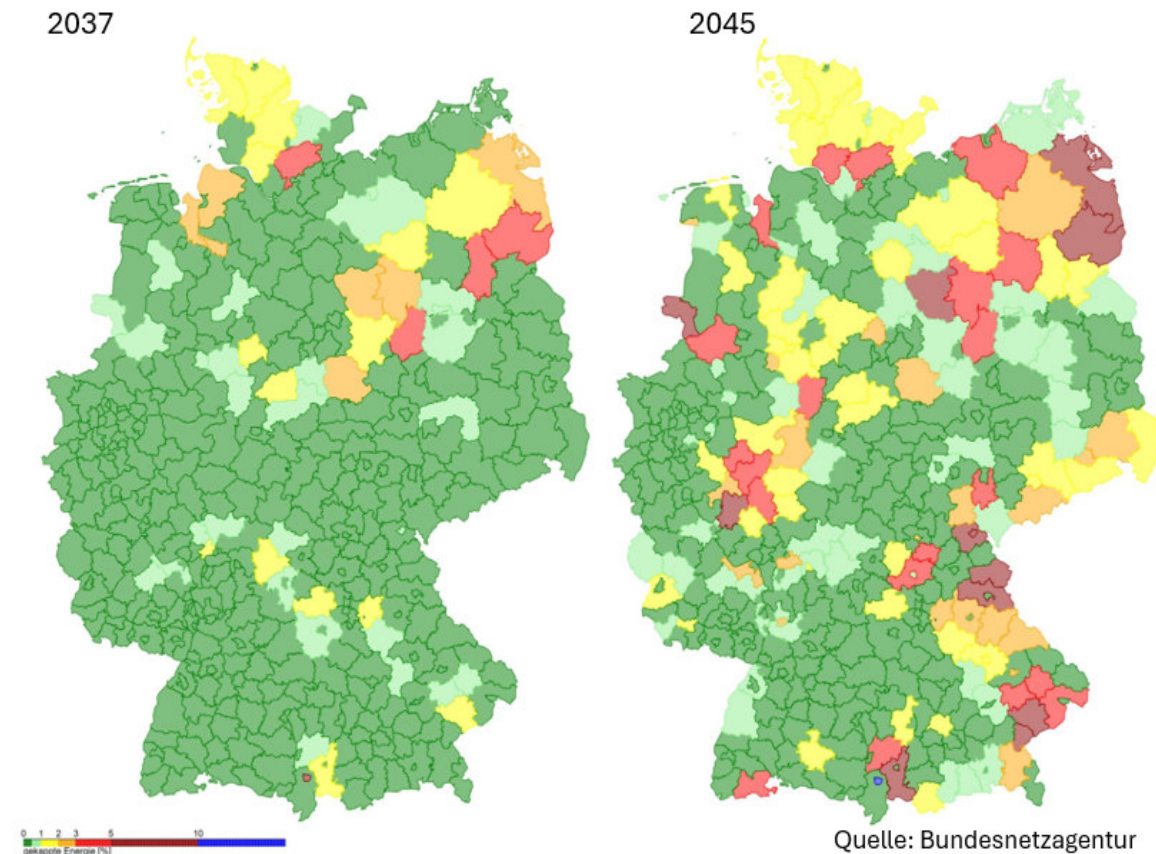


Abbildung 4: Verbleibende Erneuerbaren-Abregelung im ÜNB-Zielnetz für das Szenario B (einschließlich aller von den ÜNB im NEP vorgeschlagenen Maßnahmen) (BNetzA, Mai 2026)

Die in Abbildung 2 dargestellte regionale Verteilung der verbleibenden Abregelung im Übertragungsnetz zeigt, dass entsprechende Situationen nicht ausschließlich im netztechnischen Norden auftreten. Aus der Karte lässt sich die Höhe der regionalen Redispatch-Kosten nicht unmittelbar ableiten. Auch ein Abgleich mit dem dort lokal möglichen Flexibilisierungspotenzial ist nicht machbar, ohne eine vergleichbare räumliche Auflösung der verfügbaren industriellen Wärmebatteriepotenziale zu kennen. Dafür wäre eine Verknüpfung der Netzmodelle mit Standort-, Prozess- und Anschlussdaten der Industrie erforderlich.

Im **Verteilnetz** werden trotz des geplanten umfangreichen Netzausbaus bis 2045 ebenfalls **signifikante Stromüberschüsse** erwartet. Bereits aktuell tritt ein Großteil der Netzengpässe mit Redispatch-Bedarf im Verteilnetz auf (BNetzA SMARD, März

2026). Das liegt zum einen an den hohen Zubau-Zielzahlen noch zu installierender Onshore-Wind- beziehungsweise PV-Kapazitäten bis 2045, bei gleichzeitig stockendem Verteilnetzausbau. Zum anderen ist die Nutzung von möglichen lokalen Lastflexibilitäten (z. B. tatsächliche Nutzung dynamischer Stromtarife, bidirektionales Laden von BEV etc.) aktuell noch minimal und wächst nur sehr langsam. Während in vielen Stromsystem-Studien für das Stützjahr 2045 sehr hohe Flexibilitäts-Werte für Demand-Side-Management eingeplant werden, ist diese Studie zurückhaltender und sieht dort erhebliche Unsicherheitsfaktoren. Die für 2045 unterstellte fast vollständige Digitalisierung der Verteilnetzsteuerung (Online-Messung der Netzauslastung je Netzknoten, gegebenenfalls dynamische Bepreisung von lokalen Netzabschnitten) ist teuer und könnte sich verzögern. Die technische Ausstattung von Haushalten mit Wärmepumpen, BEVs und Nutzung einer intelligenter Laststeuerung setzt entsprechende private Investitionsbereitschaft und -fähigkeit voraus. Erfahrene Facharbeiterkapazitäten für die technische Installation sind begrenzt. Viele Verteilnetzbetreiber haben ihre Ausbaupläne noch nicht fertiggestellt, deren Finanzierung durch die Eigentümer ist oft noch unklar. Das sind fünf wesentliche Einflussfaktoren, die eine belastbare Prognose erschweren. Ist die tatsächliche Verfügbarkeit und Nutzbarkeit dieser eingeplanten Flexibilitäten geringer oder der unterstellte Verteilnetzausbau langsamer, wächst das Risiko zusätzlicher Stromüberschüsse bzw. entsprechender Abregelungen.

Die prognostizierten Stromüberschüsse im Verteilnetz für 2037 und 2045 stellen berichtseigene Abschätzungen dar. Die große Bandbreite verdeutlicht das hohe Maß an Unsicherheit der Prognose, deren Belastbarkeit von den Annahmen zum tatsächlichen Ausbau der Netze, Speicher und Flexibilitäten, der regionalen Erzeugungsstruktur und auch von zusätzlicher Stromnachfrage abhängt.

Für diese Kurzstudie ist wesentlich, dass die wahrscheinliche Größenordnung prognostizierter Überschuss- und Abregelungsmengen zeigt, dass erhebliche kostengünstige Stromverfügbarkeiten für die temporäre Stromaufnahme durch Wärmebatterien vorhanden sind.

5.4 Systemische Wirkungslogik

Wärmebatterien können unterschiedliche systemdienliche Funktionen übernehmen:

Strom- und Netzsituation	Reaktion der Wärmebatterie	Mögliche systemdienliche Wirkung
Einspeisungsseitiger Netzengpass	Last auf der erzeugungsseitigen Seite des Engpasses erhöhen, wenn Strombezug marktabhängig möglich	Reduzierung der erforderlichen Einspeiseabsenkung

Verbrauchsseitiger Netzengpass	Stromaufnahme reduzieren; Wärme aus Speicher oder alternativem Wärmeerzeuger bereitstellen	Verringerung der lokalen Netzlast und des Bedarfs an zusätzlicher Erzeugung
Stromknappheit ohne lokalen Netzengpass	Strombezug marktabhängig optimieren	Senkung der Residuallast und des Einsatzes knapper Erzeugungskapazitäten

Tabelle 4: Systemische Wirkung von Wärmebatterien

Wärmebatterien stellen eine alternative Engpassmanagement- und Flexibilitätsoption dar.

Eine belastbare Systemwirkung setzt voraus, dass die Anlage:

- einen systemdienlichen Betrieb unter Beachtung ggfs. auftretender Netzengpass-Situationen realisiert, die zum Beispiel mit Hilfe einer sogenannten Netzaampel berücksichtigt werden,
- ausreichend schnell auf Markt- und Netz-seitige Steuerungssignale reagiert,
- über einen geeigneten Speicherfüllstand oder einen alternativen Wärmeerzeuger verfügt.

Die thermische Speicherung entkoppelt die Stromaufnahme zeitlich vom industriellen Wärmeverbrauch. Dadurch kann die Wärmeerzeugung flexibilisiert werden, ohne den Produktionsprozess selbst zu unterbrechen.

5.5 Regionale Potenziale und gesicherte Leistungswirkung

Im netztechnischen Norden besteht die wesentliche Funktion industrieller Wärmebatterien in der Aufnahme hoher Windstromeinspeisung. Im Süden treten zwei unterschiedliche Anwendungsfälle auf: Im Sommer können Wärmebatterien lokale Photovoltaiküberschüsse nutzen. In winterlichen Engpasssituationen können elektrisch betriebene Anlagen ihre Leistungsaufnahme reduzieren und die Prozesswärme aus dem Speicher oder einem alternativen Wärmeerzeuger beziehen.

Die gesicherte Lastreduktion ist gegenüber einer **monovalent elektrifizierten Prozesswärmeversorgung** zu bewerten. Gegenüber einer heute gasbasierten Referenzanlage besteht keine bereits vorhandene elektrische Last, die reduziert werden könnte. Die hybride Wärmebatterie vermeidet vielmehr, dass eine künftige Elektrifizierung in Engpass- und Knappheitsstunden vollständig aus dem Stromnetz versorgt werden muss.

Unter den genannten Annahmen könnte die gesicherte Lastreduktion einen Teil der süddeutschen Spitzen- beziehungsweise Redispatchleistung ersetzen. Die Bandbreite

ist jedoch keine gesicherte Kraftwerk ersatzleistung, da sie von Standortverteilung, Speicherfüllstand, Abrufwahrscheinlichkeit und Dauer der Engpasssituation abhängt.

Wärmebatterien können den notwendigen Ausbau der Übertragungsnetze daher ergänzen, aber nicht ersetzen. Die Übertragungsnetze müssen weiterhin die nicht flexibilisierbare Last, Ausfälle und vor allem großräumige Transportanforderungen abdecken. Wärmebatterien können dagegen vorrangig lokale Lastspitzen, Abregelung und den Einsatz zusätzlicher Erzeugung in einzelnen Stunden reduzieren.

5.6 Umsetzung über § 13k EnWG und Grenzen des Instruments

§ 13k EnWG ermöglicht es, Strommengen, die aufgrund von Netzengpässen voraussichtlich abgeregelt würden, zusätzlich zuschaltbaren Verbrauchern in definierten Entlastungsregionen zuzuteilen. Teilnahmeberechtigt sind steuer- und messbare Anlagen, die die festgelegten Zusätzlichkeitsanforderungen erfüllen. Das Instrument zielt damit unmittelbar auf die Nutzung ansonsten abgeregelter erneuerbarer Erzeugung.

Vom 1. Oktober 2024 bis zum 30. September 2026 gilt eine Erprobungsphase mit pauschaliertem Zuteilungsverfahren ausschließlich für ausgewählte Regionen im netztechnischen Norden. Ab dem 1. Oktober 2026 ist der Übergang in ein wettbewerbliches Zielmodell vorgesehen. Die wirtschaftlichen Konditionen ergeben sich aus dem jeweils geltenden Ausschreibungs- und Vergütungsmodell; ein dauerhaft fester vergünstigter Strompreis kann nicht unterstellt werden. Das betrifft insbesondere die aktuell in der Erprobungsphase geltende Freistellung von Netzentgelten.

Für die Szenarioanalyse werden folgende nutzbare Strommengen angenommen. Ergänzende Informationen enthält Anhang 13.3:

Entwicklungsphase	Berichtseigene Abschätzung
Erprobungsphase	ca. 1–3 TWh/a
Ausbauphase bis 2030	ca. 5–8 TWh/a
Weiterentwickeltes Instrument ab 2037	ca. 8–12 TWh/a

Tabelle 5: Angenommene nutzbare Strommengen

Diese Werte sind Szenarioannahmen und keine offiziellen Prognosen der Bundesnetzagentur oder der Übertragungsnetzbetreiber.

Das Nutzungspotenzial von § 13k EnWG wird insbesondere begrenzt durch:

- die Beschränkung auf ausgewiesene Entlastungsregionen,

- die Zusätzlichkeitsanforderungen,
- Prognoseunsicherheiten bei der Ermittlung der Abregelungsstrommengen,
- die zeitliche Konzentration hoher Einspeisespitzen,
- die verfügbare elektrische Leistung und Speicherkapazität der Teilnehmer,
- die Konkurrenz mehrerer flexibler Verbraucher,
- den Ladezustand der Wärmespeicher sowie
- die Koordination zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern.

§ 13k EnWG in der aktuellen Form kann daher nur einen Teil der systemdienlichen Stromaufnahme aktivieren, erschließt insbesondere nur einen sehr begrenzten Anteil des industriellen Wärmebatteriepoteziels. Für eine weitergehende Nutzung sind ergänzende markt- und netzorientierte Anreize erforderlich, die den flexiblen Strombezug auch außerhalb unmittelbar prognostizierter Abregelungssituationen ermöglichen.

6 Betriebs-, Kosten- und Wirkungsmechanismen systemdienlicher Wärmebatterien und betriebswirtschaftlich optimierter Fahrweise

Wärmebatterien können ihre elektrische Leistungsaufnahme sowohl anhand der Strommarktpreise als auch anhand der lokalen Netzsituation steuern. Sie beziehen Strom insbesondere in Stunden mit niedrigen Preisen und ausreichender Netzkapazität. Bei Netzengpässen oder hohen Strompreisen wird die Stromaufnahme reduziert oder abgestellt; die Prozesswärme stammt dann aus dem thermischen Speicher oder einem alternativen Wärmeerzeuger.

Für die Bewertung sind zwei Referenzfälle zu unterscheiden:

1. **Kurzfristige Betriebsentscheidung:** Elektrische Prozesswärme wird mit der bestehenden gasbasierten Wärmeerzeugung verglichen. Es existiert keine Speichermöglichkeit.
2. **Langfristige Systementscheidung:** Eine hybride Wärmebatterie wird einer monovalenten Elektrifizierung gegenübergestellt, die zusätzliche Flexibilitäts-, Speicher- und Erzeugungskapazitäten erfordern kann.

Die betriebswirtschaftliche Einsparung des Anlagenbetreibers entspricht nicht in jedem Fall einer volkswirtschaftlichen Einsparung. Vermiedener Brennstoffverbrauch und vermiedene Infrastrukturinvestitionen verringern den realen Ressourcenbedarf. Eine Befreiung von Netzentgelten verändert dagegen zunächst die Verteilung der Netzkosten zwischen den Netznutzern. Sie ist volkswirtschaftlich vorteilhaft, wenn die durch die

flexible Last vermiedenen Netz- und Systemkosten die daraus resultierende Umverteilung übersteigen.

6.1 Markt- und netzorientierte Betriebsoptimierung

Grenzkosten der Prozesswärmeerzeugung

Im regulären Marktbetrieb wird Strom eingesetzt, wenn die variablen Kosten der elektrisch erzeugten Prozesswärme unter den Kosten der Wärmebereitstellung mit Erdgas oder einem anderen gasförmigen Energieträger liegen, solange eine geplante Leistungsspitze nicht überschritten wird. Ein etwaiger Leistungspreis beeinflusst die Dimensionierung und Tragfähigkeit des Geschäftsmodells, spielt aber bei laufenden optimalen Energieträgerauswahl keine Rolle, solange die aktuelle Leistung nicht zu einer Überschreitung der geplanten Leistungsspitze führt.

Die Kosten der elektrischen Prozesswärme lassen sich vereinfacht darstellen als:

$$c_{\text{el,th}} = \frac{p_{\text{el}} + c_{\text{Netz}} + c_{\text{Abgaben}}}{\eta_{\text{el}}} + c_{\text{var,el}}$$

mit:

- p_{el} : Börsenstrompreis,
- c_{Netz} : variable Netzentgelte,
- c_{Abgaben} : Umlagen, Steuern und sonstige variable Belastungen,
- η_{el} : Gesamtwirkungsgrad der elektrischen Wärmeerzeugung einschließlich gegebenenfalls auftretender Speicherverluste,
- $c_{\text{var,el}}$: sonstige variable Betriebskosten.

Für gasbasierte Prozesswärme gilt entsprechend:

$$c_{\text{Gas,th}} = \frac{p_{\text{Gas}} + EF_{\text{Gas}} \cdot p_{\text{CO}_2}}{\eta_{\text{Gas}}} + c_{\text{var,Gas}}$$

mit:

- p_{Gas} : Gaspreis,
- EF_{Gas} : Emissionsfaktor,
- p_{CO_2} : Zertifikatekosten,
- η_{Gas} : Gesamtwirkungsgrad der Wärmeerzeugung mit Gasbrenner einschließlich gegebenenfalls auftretender Speicherverluste,

- $c_{\text{var,Gas}}$: sonstige variable Betriebskosten.

Elektrische Wärme wird wirtschaftlich eingesetzt, wenn gilt:

$$c_{\text{el,th}} < c_{\text{Gas,th}}$$

Bei einem Gaspreis von 40 €/MWh und einem CO₂-Preis von 80 €/t erhöht ein Emissionsfaktor von rund 0,20 t CO₂/MWh die Brennstoffkosten rechnerisch um 16 €/MWh. Bei vereinfachter Vernachlässigung der Wirkungsgradunterschiede ergeben sich daraus Kosten für eine Gasbeheizung von 56 €/MWh. Für eine belastbare Einsatzentscheidung sind zusätzlich die Wirkungsgrade, Speicherverluste und variablen Strombezugskosten zu berücksichtigen.

Verbindung von Markt- und Netzsignalen

Niedrige Großhandelspreise treten regelmäßig in Stunden hoher erneuerbarer Stromerzeugung auf. Ein niedriger bundesweiter Strompreis ist jedoch kein hinreichender Nachweis dafür, dass auch am Standort der Anlage freie Netzkapazität besteht. Die betriebswirtschaftliche Optimierung muss deshalb durch ein regionales Netzsignal ergänzt werden.

Für einen systemdienlichen Betrieb gelten insbesondere folgende Anforderungen:

- Strombezug nur bei ausreichender lokaler Netzkapazität,
- Begrenzung oder Unterbrechung der Leistungsaufnahme bei einem Netzengpass,
- ausreichender Speicherfüllstand oder verfügbare alternative Wärmeerzeugung,
- zuverlässige Mess-, Kommunikations- und Steuerungstechnik,

Bei Erfüllung dieser Bedingungen kann die Anlage ihre Stromaufnahme vor Erreichen kritischer Netzgrenzen reduzieren. Die industrielle Produktion kann weiterlaufen, solange der Speicher oder das alternative Wärmesystem ausreichend Wärme bereitstellt.

Zeitliches Nutzungspotenzial

Ein ausschließlich auf § 13k EnWG begrenzter Betrieb nutzt nur prognostizierte Abregelungssituationen. Für das Jahr 2045 werden hierfür etwa 600 bis 900 Vollbenutzungsstunden angenommen. Eine ergänzende marktbasierende Optimierung erweitert die nutzbaren Zeitfenster:

Szenario für die Betriebsweise	Angenommene Vollbenutzungsstunden 2045	Auslösendes Signal
1.: Betrieb ausschließlich nach § 13k EnWG	600–900 h/a	prognostizierte Abregelungs- und Engpasssituationen
2.: Markt- und netzoptimierter Betrieb mit regulären Netzentgelten	Überwiegend nicht wirtschaftlich	Strommarktpreis und regionales Netzsignal
3.: Markt- und netzoptimierter Betrieb ohne Netzentgelte (kein Arbeitspreis, kein Leistungspreis)	2.800–3.400 h/a	Strommarktpreis und regionales Netzsignal

Tabelle 6: Vollbenutzungsstunden in Abhängigkeit der Betriebsweise

Die Bandbreiten sind Szenarioannahmen. Ihre tatsächliche Höhe hängt insbesondere von den künftigen Strompreis-Dauerlinien, den Brennstoff- und CO₂-Preisen, den zu zahlenden Leistungspreisen, der regionalen Netzsituation sowie dem verfügbaren Wärmebedarf ab. Ein unverändert hoher Leistungspreis in Verbindung mit einer Vervielfachung der Leistung beim Einsatz einer Wärmebatterie (Szenario 2) stellt die Wirtschaftlichkeit in Frage. Mögliche zusätzliche Erlöse aus Regelenergie oder anderen Systemdienstleistungen werden hier vereinfachend nicht berücksichtigt.

6.2 Vergleich mit alternativen Flexibilitäts- und Erzeugungskapazitäten

Wärmebatterien können einen Teil der Flexibilitätsfunktionen übernehmen, die in einem stärker durch volatile erneuerbare Erzeugung geprägten Stromsystem andernfalls durch Batteriespeicher, Elektrolyseure und gesicherte Erzeugung bereitgestellt werden müssten. Der Bericht verwendet hierfür ein vereinfachtes Vergleichsszenario.

Ausgangspunkt ist eine jährliche Stromaufnahme industrieller Wärmebatterien von 70 bis 90 TWh. Für die weitere Rechnung wird ein Mittelwert von 80 TWh/a angesetzt. Ohne Wärmebatterien wird angenommen, dass zusätzliche Anlagen benötigt werden, um kurzfristige Stromüberschüsse aufzunehmen, länger andauernde Überschussphasen zu nutzen und in Knappheitsstunden gesicherte Leistung bereitzustellen.

Der Vergleichsmix umfasst verschiedene alternative Technologien:

Technologie	Zusätzlicher Bedarf bis 2045	Spezifische Investitionskosten	Investition
Batteriegroßspeicher	104 GWh	350 €/kWh	36,40 Mrd. €
Dezentrale Elektrolyseure	12 GW	1.760 €/kW	21,12 Mrd. €
H ₂ -fähige Gaskraftwerke	15 GW	1.200 €/kW	18,00 Mrd. €
Summe			75,52 Mrd. €

Tabelle 7: Investitionen von Komponenten zur Netzstabilisierung, die spezifischen Investitionskosten sind der GES-Studie entnommen (U. Begemann, Ch. v. Branconi, Th. Frewer, Mai 2026)

Die Batteriegroßspeicher fangen vor allem kurzfristige Erzeugungsspitzen ab. Elektrolyseure dienen der Nutzung länger andauernder Überschüsse. H₂-fähige Gaskraftwerke stellen in dem Vergleichsszenario gesicherte Leistung für Stunden geringer erneuerbarer Erzeugung bereit. Die gewählten Annahmen für die vermiedene Gaskraftwerksleistung sind in Anhang 13.4 beschrieben.

Der dargestellte Technologiemark ist keine Ergebnisgröße einer stündlichen und räumlich aufgelösten Systemoptimierung. Er dient als vereinfachtes Vergleichsszenario zur Abschätzung möglicher Größenordnungen. Insbesondere sind die regionale Verteilung, die Zahl der Speicherzyklen, Umwandlungsverluste, Wasserstoffspeicher und -netze sowie mögliche Mehrfachnutzungen⁵ der Anlagen nur eingeschränkt berücksichtigt.

Den Investitionen des Vergleichssystems **von rund 75,5 Mrd. €** stehen im Bericht geschätzte Investitionen von 11 bis 13 Mrd. € für industrielle Wärmebatterien und die Hybridisierung der Wärmeerzeugung gegenüber. Unter den verwendeten Annahmen ergibt sich damit eine Brutto-Investitionsdifferenz von etwa 62,5 bis 64,5 Mrd. € zugunsten der Wärmebatterievariante.

Diese Differenz ist nicht mit einer vollständigen volkswirtschaftlichen Kostenersparnis gleichzusetzen. Für eine umfassende Systemkostenbewertung müssten zusätzlich berücksichtigt werden:

⁵ Mit Mehrfachnutzung ist gemeint, dass Elektrolyseure, Speicher, Netze und Kraftwerke neben der Rückverstromung weitere Funktionen übernehmen und ihre Kosten daher auf mehrere Nutzungszwecke verteilt werden können.

- unterschiedliche technische Lebensdauern und Ersatzinvestitionen,
- fixe und variable Betriebskosten,
- Umwandlungs- und Speicherverluste,
- Netzanschlusskosten,
- Wasserstoffspeicherung und -transport,
- Kosten des alternativen Brennstoffs,
- Mehrfachnutzung der Vergleichsanlagen.

Bei Nutzung der seitens der BNetzA gemäß § 10a ARegV festgelegten Abschreibungsdauern (Batteriespeicher 20 Jahre, Gaskraftwerke (H₂-ready) 30 Jahre, Elektrolyseure 20 Jahre) ergibt sich eine gewichtete durchschnittliche Nutzungsdauer von 22,4 Jahren. Die Ermittlung einer durchschnittlichen jährlichen Netzentgelterhöhung wird in Anlehnung an den Kalkulationsweg über die Anpassung der Erlösobergrenzen bei Neuinvestitionen der Netzbetreiber berechnet. Dort sind Vorgaben für anzusetzende Kapitalverzinsung, Einbeziehung steuerlicher Effekte und von Betriebskosten festgelegt, siehe Anhang 13.7. Als jährliche Betriebskosten werden für Batterie-Großspeicher 1,1 %, für Gaskraftwerke 2,5 % und für Elektrolyseure 3 % angenommen, dies ergibt einen gewichteten Betriebskosten-Durchschnitt von 1,97 % der Investitionssumme.

Wirkung auf die Stromnetze

Systemdienlich betriebene Wärmebatterien können lokale Lastspitzen und die Abregelung erneuerbarer Erzeugung reduzieren. Dadurch kann sich der Bedarf an einzelnen Leitungs-, Transformator- und Anschlussverstärkungen verringern. Eine belastbare Quantifizierung des vermiedenen Verteilnetzausbaus ist im Rahmen der vorliegenden Untersuchung jedoch nicht möglich, da sie eine räumlich und zeitlich aufgelöste Netzmodellierung erfordern würde.

Die genannten Investitionen in Batteriespeicher, Elektrolyseure und Gaskraftwerke sind deshalb nicht als vermiedene Verteilnetzinfrastuktur im engeren Sinn zu verstehen. Sie bilden alternative Flexibilitäts- und Erzeugungskapazitäten ab.

6.3 Einfluss von Netzentgelten und CO₂-Preisen

Variable Netzentgelte

Variable Netzentgelte erhöhen die Grenzkosten elektrischer Prozesswärme und reduzieren dadurch die Zahl wirtschaftlich nutzbarer Betriebsstunden. Für den im Bericht betrachteten Beispielstandort (ZINQ Produktionsstandort Gelsenkirchen) werden variable Netzkosten, Abgaben, Umlagen und Steuern von insgesamt rund 27 €/MWh

angesetzt. Bei einer Befreiung vom variablen Netzentgelt sinkt dieser Betrag auf etwa 16,60 €/MWh.

Damit kann der Börsenstrompreis bei ansonsten unveränderten Annahmen um etwa

$$27,00 - 16,60 = 10,40 \text{ €/MWh}$$

höher liegen, ohne dass sich die Grenzkosten der elektrischen Wärmeerzeugung verändern. Die konkrete Wirkung ist standortabhängig, da Netzentgelte nach Netzgebiet, Netzebene, Anschlussleistung und Benutzungsstruktur variieren.

Bei einer bundesweiten Stromaufnahme von Wärmebatterien von 80 TWh/a entspricht eine variable Netzentgeltreduzierung von 10,40 €/MWh einem rechnerischen Betrag von rund 0,83 Mrd. €/a. Dieser Betrag stellt in großen Teilen eine volkswirtschaftliche Einsparung dar, da durch die Befreiung von variablen Netzentgelten erst die betriebswirtschaftlichen Voraussetzungen für einen rentablen privatwirtschaftlichen Ausbau auf das volle Potenzial von 80 TWh geschaffen werden – im Fall eines Nicht-Ausbaus der Wärmebatterien würde kein Stromtransport zu den Wärmebatterien entstehen und somit könnten auch keine Netzentgelte vereinnahmt werden. Methodisch ähnlich sollte ein Einnahmeausfall der Netzbetreiber durch Befreiung von Leistungsentgelten gesehen werden.

Eine Netzentgeltentlastung ist volkswirtschaftlich gut begründbar, wenn die durch den systemdienlichen Betrieb vermiedenen Netz- und Systemkosten einschließlich der Umsetzungskosten höher sind als die entgangenen Netzentgelte. Voraussetzung ist, dass die begünstigten Anlagen systemdienlich laufen und ihren Strombezug in kritischen Netzsituationen begrenzen.

Einfluss des Leistungspreises

Durch Erweiterung auf Stromheizung steigt die in Anspruch genommene Stromleistung erheblich und damit der Stromleistungspreis. Dieser Leistungspreis ist abhängig von der tatsächlichen Leistungsspitze innerhalb eines Jahres. Wegen seiner Höhe beeinflusst der zu zahlende Leistungspreis das Systemdienlichkeitspotenzial der Wärmebatterie. Ein unverändert hoher Leistungspreis kann privatwirtschaftliche Investitionen in die systemdienliche Nutzung von Strom für Prozesswärme verhindern.

Der Leistungspreis beeinflusst die Investitionsrechnung, nicht aber die tägliche Energieträgerauswahl, solange nicht die geplante Leistungsgrenze überschritten wird. Liegen die variablen Kosten im Durchschnitt über den Abrechnungszeitraum so hoch, dass der in der Periode erzielte Deckungsbeitrag niedriger als der zu zahlende Leistungspreis ist, ist der Betrieb der Wärmebatterie unwirtschaftlich. Die langfristige

Wirtschaftlichkeit erfordert eine Vollkostenrechnung, die tägliche Einsatzplanung orientiert sich an der Deckungsbeitragsrechnung.

CO₂-Preise

Für die Szenarioanalyse werden, angelehnt an die CO₂-Preisannahmen im NEP 2037/2045, CO₂-Preise für 2030, 2037 und 2045 von 100, 130 beziehungsweise 180 €/t CO₂ angesetzt.

Ein höherer CO₂-Preis verteuert die fossile Prozesswärmeerzeugung entsprechend ihrem Emissionsfaktor. Dadurch steigt die Zahl der Stunden, in denen elektrische Wärme gegenüber Erdgas wirtschaftlich ist.

Der CO₂-Preis kann zugleich den Börsenstrompreis erhöhen, solange fossile Kraftwerke preissetzend sind. Für das Fuel Switching ist deshalb nicht der CO₂-Preis allein maßgeblich, sondern die daraus resultierende Veränderung der relativen Wärmeerzeugungskosten.

Methodische Einordnung

Die in diesem Kapitel beschriebenen Mechanismen bilden die Grundlage der drei Szenarien in Kapitel 7. Dort werden die Wirkungen getrennt nach Energiekosten, Infrastruktur, Redispatch, Erdgasverbrauch und CO₂-Emissionen quantifiziert.

Die Ergebnisse sind insbesondere sensitiv gegenüber den anzusetzenden variablen Netzentgelten sowie den zu zahlenden Leistungspreisen. Sie beeinflussen stark die Vollbenutzungsstunden und damit entscheidend die Wirtschaftlichkeit. Eine Reihe von Faktoren haben Einfluss auf die Ergebnisse:

- die künftige Strompreis-Dauerlinie,
- Erdgas- und Wasserstoffpreise,
- CO₂-Preise,
- variable Netzentgelte (Arbeitspreise),
- Strom-Leistungspreise,
- Vollbenutzungsstunden,
- Speicher- und Umwandlungswirkungsgrade,
- Investitionskosten,
- Kapitalkosten und technische Lebensdauern.

7 Szenarioergebnisse: Bruttoeffekte, Systemkosten und Emissionswirkungen

Die drei Szenarien unterscheiden sich durch die Steuerungslogik der Wärmebatterien und die Belastung des Strombezugs mit variablen und fixen Netzentgelten. Die Berechnung berücksichtigt die Stützjahre 2030, 2037 und 2045.

Die monetären Ergebnisse sind als modellierte jährliche **Bruttoeffekte** zu verstehen. Die Investitions- und Betriebskosten der Wärmebatterien sind darin noch nicht abgezogen. Zudem werden folgende Kategorien unterschieden:

- **System- und Ressourceneffekte:** vermiedene alternative Flexibilitätskapazitäten, Fuel Switching, Redispatch und must-run-Kosten;
- **fiskalische Effekte:** vermiedene Zahlungen für EU-ETS-Zertifikate;
- **mögliche Marktpreiseffekte:** preisdämpfende Wirkung einer geringeren Gasnachfrage.

Vermiedene ETS-Zahlungen entlasten die betroffenen Unternehmen, stellen volkswirtschaftlich jedoch überwiegend einen Transfer zwischen Unternehmen und Staat dar. Der mögliche Gasmarktpreiseffekt ist mit höherer Unsicherheit verbunden und wird daher ergänzend ausgewiesen.

7.1 Abgrenzung der Szenarien

Tabelle 8 beschreibt die Eigenschaften der drei Szenarien.

Merkmal	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Betriebsweise	ausschließlich nach § 13k EnWG	Systemdienlich und markt-optimiert	Systemdienlich und marktoptimiert
Variables Netzentgelt	für §-13k-Strom nicht angesetzt	Volle Netzentgelte für bezogenen Strom	Netzentgeltbefreiung für bezogenen Strom
Vollbenutzungsstunden 2030	300–500 h/a	keine Annahme	1.200–1.500 h/a
Vollbenutzungsstunden 2037	500–800 h/a	keine Annahme	2.200–2.600 h/a
Vollbenutzungsstunden 2045	600–900 h/a	variabel	2.800–3.400 h/a
Stromaufnahme beziehungsweise thermisches Substitutionsäquivalent 2045	12–15 TWh/a	unsicher, sehr gering	rund 80 TWh/a

Tabelle 8: Charakteristika der Szenarien abgeleitet aus (ZINQ: DBU-Hauptbericht, Januar 2025)

Die Vollbenutzungsstunden sind Szenario-spezifische Annahmen angelehnt an die Berechnungen der DBU-Hauptstudie. Ihre tatsächliche Höhe hängt insbesondere von der zukünftigen Strompreis-Dauerlinie, den zukünftigen Netzentgelten, den Brennstoff- und CO₂-Preisen, der regionalen Netzsituation und der verfügbaren Prozesswärmefrage ab. Die Annahmen zur Abschätzung der Ersparnisse bei systemdienlicher und betriebswirtschaftlich optimierter Fahrweise einer Wärmebatterie sind Anhang 13.5 zu entnehmen. Eine zusammenfassende Übersicht der wesentlichen Modellannahmen enthält Anhang 13.9.

7.2 Szenario 1: Betrieb ausschließlich nach § 13k EnWG

In Szenario 1 werden Wärmebatterien nur eingesetzt, wenn nach § 13k EnWG zusätzliche Strommengen zur Vermeidung einer prognostizierten Abregelung zugeteilt werden. Für das Fuel Switching wird kein eigenständiger Energiekostenvorteil angesetzt. Die geringe Zahl nutzbarer Stunden begrenzt die Auslastung und erschwert stark die Refinanzierung der Umrüstungsinvestitionen. Die Wirtschaftlichkeit der Investition bleibt von der jeweiligen Prozessstruktur, den Investitionskosten und möglichen zusätzlichen Erlösen abhängig und dürfte in vielen Fällen nicht gegeben sein.

Jährliche Bruttoeffekte in Szenario 1

Kosten- beziehungsweise Wirkungskomponente	2030	2037	2045
Vermiedene annualisierte Kosten alternative Flexibilitätskapazitäten	0,48 Mrd. €	0,77 Mrd. €	1,11 Mrd. €
Netto-Energiekosteneffekt des Fuel Switching	0,00 Mrd. €	0,00 Mrd. €	0,00 Mrd. €
Vermiedene ETS-Zahlungen	0,10 Mrd. €	0,25 Mrd. €	0,48 Mrd. €
Vermiedene Redispatchkosten im Übertragungsnetz	0,51–0,76 Mrd. €	0,95–1,40 Mrd. €	1,14–1,59 Mrd. €
Mögliche Verringerung fossiler Must-run-Kosten	0,10–0,20 Mrd. €	0,20–0,40 Mrd. €	0,30–0,50 Mrd. €
Möglicher Gasmarkt-Preiseffekt	0,05–0,09 Mrd. €	0,10–0,17 Mrd. €	0,13–0,23 Mrd. €
Brutto-Gesamteffekt der Modellrechnung	1,24–1,63 Mrd. €	2,27–2,99 Mrd. €	3,16–3,91 Mrd. €
Bruttoeffekt ohne ETS-Transfer und Gasmarkt-Preiseffekt	1,09–1,44 Mrd. €	1,92–2,57 Mrd. €	2,55–3,20 Mrd. €

Tabelle 9: Jährliche Ersparnisse bei Nutzung des heutigen § 13kEnWG

Das Szenario erschließt nur einen sehr begrenzten Anteil des angenommenen Wärmebatteriepoteziels. Sein wesentlicher Nutzen liegt in der Aufnahme konkret prognostizierter Abregelungsmengen und der damit verbundenen Verringerung von Engpassmaßnahmen.

7.3 Szenario 2: Markt- und netzoptimierter Betrieb mit regulären Netzentgelten

In Szenario 2 wird der Brennstoffwechsel anhand der Strommarktpreise betriebswirtschaftlich optimiert. Es erfolgt ein stündlicher Abgleich zwischen Strombezug auf Basis des Strom-Großhandelspreises gegenüber den Kosten eines wärmeäquivalenten Bezugs von Erdgas. Der Strombezug wird zusätzlich durch ein regionales Netzsignal zur Vermeidung von Netzengpässen begrenzt. Auf den Strombezug fallen weiterhin variable Netzentgelte inklusive Umlagen und Abgaben sowie der aktuell gültige volle Leistungspreis an. Dadurch bleibt eine elektrische Wärmenutzung auf Stunden mit negativem Strompreis begrenzt. Abbildung 5 zeigt die Anzahl notwendiger Vollbenutzungsstunden einer Wärmebatterie in Abhängigkeit des Großhandelsstrompreises bei einem Cashflow von Null. Lesebeispiel: Beim aktuellen Leistungspreis von 135 €/kW liegt der Breakeven einer Investition in Wärmebatterien im Falle eines Großhandelspreises von 0 €/MWh bei 3.200 Vollbenutzungsstunden. Nicht berücksichtigt sind vom Investor zu zahlende Baukostenzuschüsse für die notwendige Erweiterung des Netzanschlusses.

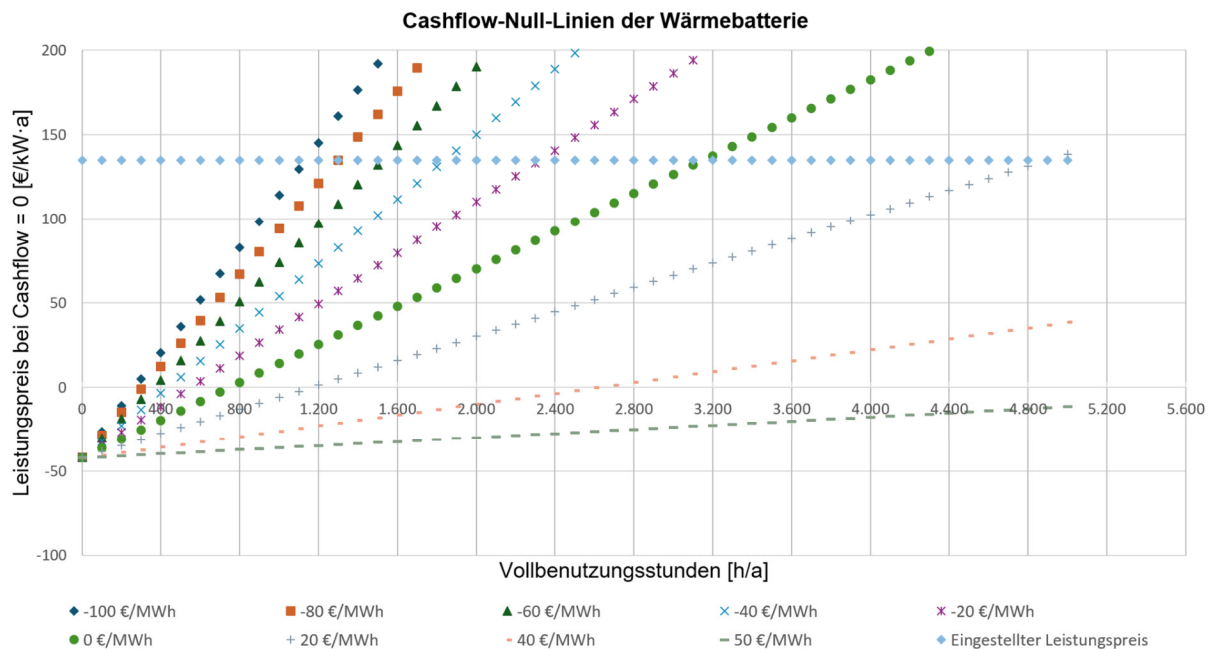


Abbildung 5: Cashflow-Null-Linien einer Wärmebatterie in der Feuerverzinkungsindustrie

3.200 Volllaststunden mit negativem Strompreis im Jahr 2045 stellen im Vergleich zu etwa 500 Stunden im Jahr 2025 eine erhebliche Steigerung dar. Die Anzahl dieser Stunden hängt unter anderem vom Zubau bei erneuerbarer Erzeugung, Speichertechnologien, Elektrolyseuren und dem Netzausbau ab. Für einen privaten Investor ist dies nicht prognostizierbar. Somit **unterbleiben in der Regel Investitionen in Wärmebatterien**. Aus heutiger Sicht ist es unwahrscheinlich, dass zukünftig in mehr als einem Drittel des Jahres negative Strompreise existieren. Somit bliebe bei **unveränderten Netzentgeltregelungen für zumindest einen erheblichen Teil der Prozesswärmeindustrie das Potenzial von Wärmebatterien ungenutzt**, und damit die **Möglichkeit, systemdienlich zu wirken**.

Die Eingangsgrößen der Berechnung sind Anhang 13.9.5 zu entnehmen. Sie wurden der DBU-Hauptstudie entnommen und sind typisch für Feuerverzinkungsanlagen.

7.4 Szenario 3: Systemdienlicher und Marktoptimierter Betrieb ohne Netzentgelte

Szenario 3 unterstellt, dass systemdienlicher Strombezug von variablen und fixen Netzentgelten befreit wird. Umlagen, Abgaben und sonstige verbleibende Stromnebenkosten werden weiterhin berücksichtigt. Unter diesen Annahmen erreicht die Stromaufnahme im Jahr 2045 die verwendete Planungsgröße von rund 80 TWh/a. Die Herleitung der volkswirtschaftlichen Ersparnisse durch eine systemdienliche Nutzung der Wärmebatterie ist in Anhang 13.7 zu finden.

Jährliche Bruttoeffekte in Szenario 3

Kosten- beziehungsweise Wirkungskomponente	2030	2037	2045
Vermiedene annualisierte Kosten alternativer Flexibilitätskapazitäten	2,08 Mrd. €	4,85 Mrd. €	6,78 Mrd. €
Netto-Energiekosteneffekt des Fuel Switching	-0,20 bis 0,10 Mrd. €	-0,13 bis 0,67 Mrd. €	0,22–1,82 Mrd. €
Vermiedene ETS-Zahlungen	0,50 Mrd. €	1,43 Mrd. €	2,88 Mrd. €
Vermiedene Redispatchkosten im Übertragungsnetz	0,51–0,76 Mrd. €	0,95–1,40 Mrd. €	1,14–1,59 Mrd. €
Mögliche Verringerung fossiler Must-run-Kosten	0,30–0,50 Mrd. €	0,70–1,10 Mrd. €	1,20–2,50 Mrd. €
Möglicher Gasmarkt-Preiseffekt	0,20–0,40 Mrd. €	0,50–0,90 Mrd. €	0,80–1,40 Mrd. €

Brutto-Gesamteffekt der Modellrechnung	3,39–4,34 Mrd. €	8,30–10,35 Mrd. €	13,02–16,97 Mrd. €
Bruttoeffekt ohne ETS-Transfer und Gasmarkt-Preiseffekt	2,69–3,44 Mrd. €	6,37–8,02 Mrd. €	9,34–12,69 Mrd. €

Tabelle 10: Jährliche Ersparnisse bei systemdienlicher und betriebswirtschaftlich optimierter Nutzung **ohne** Netzentgelte

Das Szenario weist unter den gewählten Annahmen betriebswirtschaftlich attraktive Vollbenutzungsstunden und hohe volkswirtschaftliche Brutto-Einspareffekte auf. Die notwendige Netzentgeltbefreiung ist systemisch begründbar, da die Anlagen systemdienlich betrieben werden und ihre Stromaufnahme in kritischen Netzsituationen begrenzen.

7.5 Einordnung der monetären Ergebnisse

Die ausgewiesenen Gesamteffekte dürfen nicht unmittelbar als volkswirtschaftliche Nettoersparnis interpretiert werden. Noch abzuziehen sind insbesondere:

- annualisierte Investitionskosten der Wärmebatterien,
- fixe und variable Betriebskosten,
- Instandhaltung und Ersatzinvestitionen,
- zusätzliche Netzanschluss-, Mess- und Steuerungskosten.

Für Szenario 3 wird ein Investitionsbedarf für die Wärmebatterien von rund 11 bis 13 Mrd. € angenommen. Die kumulierten Bruttoeffekte können damit verglichen werden.

Insbesondere die Verringerung von Must-run-Kosten und der Gasmarkt-Preiseffekt sind mit größerer Unsicherheit verbunden. Eine tiefergehende analytische Untersuchung liegt jedoch außerhalb dieser Kurzstudie. Die Herleitung des möglichen Gasmarkt-Preiseffekts ist in Anhang 13.8 dargestellt.

7.6 Kumulierte Bruttoeffekte

Für Szenario 3 ergibt sich für den Zeitraum 2030 bis 2045 eine **kumulierte Bruttoeinsparung von 126 bis 161 Mrd. €**. Unterstellt werden ein operativer Wirkungsbeginn ab 2030 und ein linearer Ausbau zwischen den Stützjahren.

Der Wert ist ein nicht diskontierter Brutto-Wert einschließlich vermiedener ETS-Zahlungen und des angenommenen Gasmarkt-Preiseffekts, vor Abzug der Investitions- und Betriebskosten der Wärmebatterien. Er zeigt aber die erhebliche Größenordnung

an Kosteneinsparung auf, die durch den systemdienlichen und betriebswirtschaftlich optimierten Einsatz von Wärmebatterien erreichbar ist.

7.7 Erdgassubstitution und direkte CO₂-Minderung

Die Energiemengen werden in der Modellrechnung als thermisches Substitutionsäquivalent ausgewiesen. Die tatsächlich vermiedene Brennstoffenergie hängt von den Wirkungsgraden der elektrischen und gasbasierten Wärmeerzeugung ab. Für die Berechnung der direkten Emissionsminderung wird vereinfachend ein Emissionsfaktor von rund 0,20 Mio. t CO₂ je TWh substituiertem Erdgasäquivalent verwendet.

Szenario	Erdgassubstitution 2045	Kumulierte Erdgas-substitution 2030– 2045	Direkte CO ₂ - Minderung 2045	Kumulierte direkte CO ₂ - Minderung
1: Betrieb nach § 13k EnWG	12–15 TWh/a	ca. 105 TWh	2,4–3,0 Mio. t/a	ca. 21 Mio. t
2: Marktoptimiert mit unveränderten Netzentgelten	----	----	----	----
3: Marktoptimiert ohne variables Netzentgelt und stark ohne Leistungsentgelten	rund 80 TWh/a	ca. 615 TWh	rund 16 Mio. t/a	ca. 123 Mio. t

Tabelle 11: Maximale ökologische Bilanz der Szenarien

Die Werte beschreiben vermiedene direkte Emissionen der industriellen Wärmeerzeugung. Die systemweite Netto-Emissionsminderung kann insbesondere in den Jahren 2030 und 2037 geringer ausfallen, wenn der zusätzliche Strombezug teilweise durch fossil befeuerte Grenzkraftwerke gedeckt wird. Für eine vollständige Emissionsbilanz sind deshalb die zeitabhängigen marginalen Emissionen des Strombezugs abzuziehen. Da in Zeiten geringer Strompreise die Einspeisung erneuerbarer Quellen hoch und der Anteil von fossiler Stromerzeugung gering ist, dürften die durchschnittlichen CO₂-Emissionen während der Versorgung der Wärmebatterie mit Strom sehr niedrig sein. Die in Tabelle 11 genannten CO₂-Einsparungen unterstellen CO₂-freien Strom. Sie stellen somit die bei fortgeschrittener Defossilierung erreichbare Obergrenze dar.

7.8 Schlussfolgerung aus dem Szenarienvergleich

Der Vergleich zeigt, dass die Nutzung industrieller Wärmebatterien nicht allein vom technischen Potenzial abhängt. Entscheidend sind die durch eine Befreiung von Netzentgelten erreichbaren Vollbenutzungsstunden des Strombezugs. Erst diese Befreiung macht die notwendigen privaten Investitionen in Wärmebatterien wirtschaftlich attraktiv

und erschließt das volle Potenzial der erheblichen Kosteneinsparungen und Verringerung von CO₂-Emissionen.

Der auf § 13k EnWG begrenzte Betrieb erschließt nur einen sehr kleinen Teil des Potenzials. Die zusätzliche Marktoptimierung könnte die Nutzung deutlich erhöhen, bleibt aber bei nicht deutlich reduziertem Leistungspreis wirtschaftlich zumeist unattraktiv. Eine Entlastung vom variablen Netzentgelt und Leistungspreis erweitert das wirtschaftliche Einsatzfenster entscheidend und führt in der Modellrechnung zur höchsten Stromaufnahme.

Eine Netzentgeltbefreiung von systemdienlichen Wärmebatterien in betriebswirtschaftlich optimierter Fahrweise lässt einen erheblichen positiven volkswirtschaftlichen Brutto-Nutzen entstehen. Dessen exakte Höhe bis 2045 ist von mehreren Faktoren abhängig und wird hier nur als indikative Bandbreite dargestellt.

8 Einordnung der Ergebnisse auf die Stromsystemkosten

Die in Kapitel 7 ausgewiesenen Kostenentlastungen wirken grundsätzlich volkswirtschaftlich ressourcenschonend. Eine Sonderstellung nehmen jedoch die dort dargestellten ETS-Kosten ein. Sie stellen für Unternehmen reale Kosten- und Investitionssignale dar, sind aus gesamtwirtschaftlicher Sicht aber zunächst Zahlungsströme innerhalb des Wirtschaftsraums, da die Versteigerungserlöse für CO₂-Zertifikate dem öffentlichen Sektor zufließen und insbesondere über den Klima- und Transformationsfonds sowie europäische Förderinstrumente wiederverwendet werden. Daraus folgt nicht, dass ETS-Kosten volkswirtschaftlich neutral wären. CO₂-Preise beeinflussen Investitionsentscheidungen, Standort- und Produktionsentscheidungen, Innovationsanreize sowie die Verteilung von Kosten zwischen Unternehmen, Staat und Verbrauchern. Über Preis-, Nachfrage- und Multiplikatoreffekte können sie damit gesamtwirtschaftlich relevante Wirkungen entfalten und werden daher als Kosten berücksichtigt. Diese Vorgehensweise verbessert die Vergleichbarkeit mit der im Bericht herangezogenen GES-Studie zu den Kosten des Stromsystems (U. Begemann, Ch. v. Branconi, Th. Frewer, Mai 2026), ohne sie den unmittelbar ressourcenseitigen Systemkosteneinsparungen gleichzustellen.

Die im Szenario 3 ermittelten jährlichen Ersparnisse für das Stützjahr 2045 werden nun ins Verhältnis zu den **erwarteten Gesamt-Stromsystemkosten** im Jahr 2045 gesetzt.

Die im Szenario 3 mit Netzentgeltbefreiung ermittelte jährliche Brutto-Gesamtersparnis für das Stützjahr 2045 beträgt **13 bis 17 Mrd. €/a**. Um diese mit den gemäß GES-Studie (U. Begemann, Ch. v. Branconi, Th. Frewer, Mai 2026) erwarteten Gesamt-Stromsystemkosten 2045 der Volkswirtschaft **von 305 Mrd. €/a** im Szenario „100 %

Erneuerbare Erzeugung“ vergleichen zu können, müssen folgende methodisch systemfremde Markt- und Brennstoffeffekte herausgerechnet werden.

- Fuel Switching (0,22 bis 1,82 Mrd. €): Die direkten industriellen Gaseinsparungen sind nicht Bestandteil der Stromsystemkosten; die (zusätzlichen) Strombezugskosten sind im GES-Modell wiederum bereits auf der Erzeugungsseite des Systemmodells abgedeckt.
- Gasmarkt-Preisdämpfung (0,80 bis 1,40 Mrd. €): Da im Zielzustand 2045 definitionsgemäß keine mit Erdgas betriebenen Gaskraftwerke mehr im Strommarkt arbeiten dürfen, profitieren die Stromsystemkosten auch nicht von fallenden Erdgaspreisen (kein positiver Merit-Order-Effekt für das Stromsystem).

Ergebnis dieser Bereinigung:

Es verbleibt folgende **methodisch vergleichbare Ersparnis (im Jahr 2045)**: 6,8 Mrd. €/a alternative Flexibilitätskapazitäten + 2,88 Mrd. €/a Kosten für ETS-Zertifikate + 1,59 Mrd. €/a Redispatch-Einsparungen + 1,20 Mrd. €/a Must-Run-Kraftwerke = **12,5 Mrd. €/a**.

Bezogen auf die von GES im Mai 2026 modellierten volkswirtschaftlichen Systemgesamtkosten 2045 von 305 Mrd. €/a entspricht dies einer dauerhaften, strukturellen **Senkung der Gesamtsystemkosten 2045 um 4 % p.a.**

Gesamtwirtschaftliche Einordnung:

Die Investitionen für die Erschließung dieser quantitativ relevanten Einsparung wären im Wesentlichen von den Unternehmen der Prozessindustrie zu tragen. Die Modellrechnung unterstellt, dass Investitionen von insgesamt etwa 11 bis 13 Mrd. Euro bei einer entsprechenden **Netzentgeltentlastung** über einen Zeitraum von etwa 10 bis 15 Jahren mobilisiert werden können. Angesichts der bereits heute wirtschaftlich stark angespannten Wettbewerbssituation in der deutschen Prozessindustrie (erhöhte Erdgaspreise, hohe Stromkosten, ETS-Kosten, hohe Arbeitskosten und international gesehen hohe Steuerbelastung) kann aber nicht ausgeschlossen werden, dass Unternehmen den Weg der Produktionsverlagerung ins Ausland gehen, statt hierzulande in neue Wärmebatterien zu investieren. Das hätte nicht nur einen negativen Effekt auf Wertschöpfung und Wohlstand in Deutschland, sondern hätte wahrscheinlich auch keine positive Klimawirkung (Risiko von carbon leakage). Vor diesem Hintergrund ist zu prüfen, ob zusätzliche Investitionsanreize für systemdienliche Wärmebatterien volkswirtschaftlich gerechtfertigt sind.

Ein entscheidender Investitionsanreiz liegt in einer an **vergleichbaren Systemwirkungen** orientierten **vollständigen Gleichbehandlung** von Wärmebatterien und

Elektrolyseuren. Würde der derzeit kostenrelevante **Leistungspreis** für den Strombezug von Wärmebatterien auf das seitens der BNetzA für **Elektrolyseure vorgeschlagene “Kapazitätsentgelt”** abgesenkt, könnte dies die Wirtschaftlichkeit entsprechender Investitionen deutlich verbessern und damit deren Umsetzung absichern und beschleunigen.

Einordnung in den erwarteten deutschen Erdgasimport im Jahr 2045

Für das Jahr 2045 wird in den zugrunde gelegten Szenarien ein deutlich niedrigerer Erdgasverbrauch als 2025 erwartet (864 TWh in 2025 (BNetzA, 2026)). Eine Verringerung des Erdgasverbrauchs um bis zu 80 TWh pro Jahr in 2045 könnte den deutschen Nettoimportbedarf entsprechend reduzieren. In welchem Umfang dadurch insbesondere LNG-Importe vermieden werden könnten, hängt von der zukünftigen Struktur der deutschen und europäischen Gasversorgung ab.

Einordnung in die Klimaziele

Die im Szenario 3 für 2045 errechnete jährliche CO₂-Minderung von 16 Mio. t ist im Verhältnis zu den Emissionen des Industriesektors ein quantitativ relevanter Beitrag. Die kumulierte Einsparung von bis zu 123 Mio. t entspricht der vollständigen Vermeidung der Emissionen des gesamten deutschen Industriesektors für ein komplettes Kalenderjahr.

9 Regulatorische Behandlung von Wärmebatterien im Rahmen von § 13k EnWG und AgNes

9.1 Heutige und geplante regulatorische Behandlung

§ 13k EnWG zielt darauf, zusätzliche Stromnachfrage in Entlastungsregionen zu aktivieren und dadurch die netzengpassbedingte Abregelung erneuerbarer Stromerzeugung zu reduzieren. Die BNetzA definiert hierfür unter bestimmten Voraussetzungen drei Segmente: die Substitution fossiler durch elektrische Wärmeerzeugung, netzgekoppelte Speicher sowie neu zu errichtende Elektrolyseure und Großwärmepumpen. (BNetzA, 2024).

Außerhalb der spezifischen Regelungen des § 13k EnWG besteht für industrielle Power-to-Heat-Anwendungen bislang keine allgemeine, an ihrer flexiblen Betriebsweise ausgerichtete Netzentgeltprivilegierung. Zudem werden flexible Lasten durch hohe Netzentgelte bei niedrigen Volllaststunden wirtschaftlich unattraktiv gemacht. Für Wärmebatterien ist das besonders relevant, weil sie gerade dann wirtschaftlich laufen könnten, wenn viel erneuerbarer Strom verfügbar ist.

Die Bundesnetzagentur hat mit dem Festlegungsverfahren zur Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) eine grundlegende Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik nach dem Außerkrafttreten der StromNEV eingeleitet. Relevante Ansätze für Power-to-Heat sind:

- **Dynamische Netzentgelte:** Diskutiert werden zeitlich differenzierte Entgeltsignale, die Anreize zur Verlagerung des Strombezugs in netzseitig günstigere Zeiträume setzen können.
- **Grund- oder Kapazitätspreise:** Die Entgeltstruktur könnte die vorgehaltene beziehungsweise bestellte Anschlusskapazität stärker gewichten und die Bedeutung arbeitsbezogener Entgeltkomponenten im Gegenzug reduzieren.
- **Breitere Kostenbasis:** Diskussion, ob künftig auch Einspeiser an Netzkosten beteiligt werden sollten, was die gesamte Netzentgeltlogik verändern könnte.
- **Flexibilität und Netzdienlichkeit:** Die Reform soll Anreize für flexible Verbrauchsreaktionen schaffen und zugleich netzbelastende Betriebsweisen vermeiden.

Aus dem derzeitigen Diskussionsstand lässt sich ableiten, dass für flexible industrielle Verbraucher eher spezifische beziehungsweise konditionierte Entgeltregelungen als eine generelle Netzentgeltbefreiung diskutiert werden. Die Logik wäre: Wer nachweislich systemdienlich und unter Vermeidung von Netzüberlastungen (z.B. sichergestellt durch eine ‚Netzampel‘) fährt, indem er flexibel auf EE-Stromüberschüsse im Netz reagiert, könnte reduzierte oder sogar entfallende Netzentgelte erhalten.

Für normale industrielle Großverbraucher soll dagegen weiterhin ein Arbeitsentgelt zuzüglich Kapazitätspreis und gegebenenfalls eines Aufschlags bei Überschreitung der bestellten Kapazität gelten. Die förmliche Konsultation ist für Sommer 2026 vorgesehen (BNetzA, Mai 2026).

Mit § 13k EnWG und dem laufenden AgNes-Verfahren bestehen regulatorische Ansätze, die die Nutzung flexibler Stromlasten stärker berücksichtigen können.

9.2 Regulatorische Defizite und Marktintegration

Die Bundesnetzagentur betont in ihrem aktuellen Bericht, dass die prozessuale und marktseitige Einbindung neuer industrieller Flexibilitäten in das bestehende Redispatch-Regime (Redispatch 2.0) noch erhebliche Defizite aufweist. Damit ein Industrieunternehmen seine PtH-Anlage als flexibel zuschaltbare beziehungsweise reduzierbare Last zur Engpassentlastung bereitstellt, bedarf es eines langfristig verlässlichen regulatorischen Rahmens und hinreichend kalkulierbarer wirtschaftlicher Anreize.

Die aktuellen Mechanismen des § 13k EnWG bieten zwar erste Ansätze für das Prinzip „Nutzen statt Abregeln“, sind jedoch in der Praxis für viele Industrieunternehmen

administrativ zu komplex und **investitionsseitig nicht attraktiv genug**, um die hohen initialen Investitionskosten für die notwendigen thermischen Großspeicher zu rechtfertigen. Hier fordert die BNetzA eine Weiterentwicklung des Marktdesigns, um die im NEP prognostizierten Engpässe effizient und kostenschonend bewirtschaften zu können.

10 Regulatorischer Vergleich von Wärmebatterien und Elektrolyseuren

Die BNetzA begründet die Sonderbehandlung der Elektrolyseure nicht damit, dass diese Stromspeicher seien. Sie bezeichnet sie ausdrücklich als Stromverbraucher. Als möglichen Rechtfertigungsansatz für eine besondere Netzentgeltbehandlung von Elektrolyseuren nennt die BNetzA deren Beitrag zur Verwirklichung der nationalen Energie- und Klimapläne sowie zum Wasserstoffhochlauf. Nach dem von der BNetzA am 28. April 2026 vorgestellten Diskussionsstand dürfte eine vollständige Netzentgeltbefreiung auch unter Berufung auf Art. 18 Abs. 2 Buchstabe f der Verordnung (EU) 2019/943 nicht zu rechtfertigen sein. (BNetzA, April 2026).

10.1 Funktionaler Vergleich

Im Folgenden wird durch einen Vergleich aufgezeigt, dass sehr viele Charakteristika zwischen Elektrolyseuren und Wärmebatterien übereinstimmen.

Kriterium	Elektrolyseur	Monodirektionale Wärmebatterie/SP2H
Stromseitige Funktion	flexible elektrische Großlast	flexible elektrische Großlast
Energieumwandlung	Strom → Wasserstoff	Strom → Prozesswärme/thermische Speicherung
Rückspeisung ins Stromnetz	keine	keine
Speicherfähigkeit des Produkts	H ₂ -Speicher bzw. H ₂ -Netz	Wärmespeicher, Prozessinventar oder thermische Masse
Alternative Versorgung	H ₂ -Speicher, Import oder Produktionsanpassung	Erdgas-/H ₂ -Brenner
Abschaltbarkeit	grundsätzlich flexibel, aber durch H ₂ -Abnahme und RFNBO-Vorgaben eingeschränkt	durch Umschaltung auf Gas/H ₂ uneingeschränkt

Dynamik	Vorzugsweise konstant- und Vollastbetrieb, geringe Dynamik	Lastwechsel häufig, schnell und in Teillast zu betreiben, hohe Dynamik
Nutzung günstiger Stromstunden	zentraler Bestandteil des Geschäftsmodells	zentraler Bestandteil des Geschäftsmodells
lokale Netzwirkung	standort- und fahrweisenabhängig	standort- und fahrweisenabhängig
Klimapolitische Verankerung	explizite Wasserstoffziele	allgemeine Industrie-, Wärme- und Dekarbonisierungsziele, aber bisher weniger technologiespezifisch

Tabelle 12: Funktionaler Vergleich von Wärmebatterien und Elektrolyseuren

Die Gegenüberstellung zeigt insbesondere hinsichtlich ihrer stromseitigen Funktion als steuerbare Großverbraucher wesentliche Gemeinsamkeiten. Der entscheidende gemeinsame Nenner lautet aber nicht „Speicher“, sondern: **Steuerbare Sektorkopplungsanlage, die Strombezug zeitlich verschieben oder vollständig unterbrechen und damit das Stromsystem entlasten kann.**

Vergleichbare stromseitige Funktion

Aus Sicht des Stromnetzes sind beide Anlagen zunächst große, steuerbare Verbraucher. Bei gleicher Anschlussleistung, gleichem Netzanschlusspunkt und vergleichbarem zeitlichem Lastprofil ist das erzeugte Endprodukt für die unmittelbare physikalische Netzbeanspruchung zunächst nachrangig.

Wenn zwei Anlagen

- dieselbe Anschlussleistung beanspruchen,
- in denselben Überschussstunden Strom aufnehmen,
- in Netzengpass- und Knappheitsstunden zuverlässig abschalten und
- vergleichbar fernsteuerbar sind,

ist eine unterschiedliche arbeitsbezogene Netzentgeltbehandlung allein aufgrund des erzeugten Endprodukts schwer zu begründen.

Fazit: Gleichartige Netznutzung und gleichartiger Flexibilitätsbeitrag in Verbindung mit vergleichbaren Beiträgen zur Umsetzung der deutschen Klimaschutzziele sollten grundsätzlich gleichartige Netzentgelte auslösen.

Hybride Wärmebatterien (SP2H) unterscheiden sich von monovalent elektrifizierten Prozesswärmeanlagen

Bei einer monovalenten Anlage kann eine Abschaltung des Strombezugs Produktion, Qualität und Anlagenzustand gefährden. Bei SP2H kann dagegen auf Gas oder später Wasserstoff umgeschaltet werden.

Damit kann SP2H prinzipiell eine **vertraglich gesicherte abschaltbare Last** bereitstellen. Diese Eigenschaft kann netzseitig vergleichbar wertvoll sein wie die Flexibilität eines Elektrolyseurs, dessen Betrieb zusätzlich durch Wasserstofflieferverträge, Mindestlasten, thermische Betriebsbedingungen und RFNBO-Vorgaben eingeschränkt sein kann.

Elektrolyseure und SP2H dienen der Sektorkopplung

Der Elektrolyseur koppelt Strom- und Wasserstoffsystem. SP2H koppelt Strom-, Wärme- und Gas- beziehungsweise Wasserstoffsystem.

Eine Bevorzugung nur der Strom-Wasserstoff-Kopplung würde eine bestimmte Umwandlungskette regulatorisch privilegieren, obwohl die direkte Umwandlung von Strom in Wärme für die Dekarbonisierung von Prozesswärme häufig energetisch effizienter ist.

Fazit: Die Netzentgeltsystematik sollte nicht indirekt den energetisch aufwendigeren Wasserstoffpfad gegenüber direkter Elektrifizierung bevorzugen.

Vergleichbarer Beitrag zur Integration erneuerbarer Stromerzeugung

Beide Technologien können ihren Strombezug verstärkt in Zeiten hoher Wind- und Solarstromerzeugung verlagern. Dadurch können sie:

- Abregelung vermeiden,
- Strom in Zeiten geringer oder negativer Residuallast aufnehmen,
- erneuerbare Stromerzeugung in andere Sektoren überführen,
- die Nachfrage in Knappheitsstunden reduzieren.

Die Studie (ZINQ: DBU-Hauptbericht, Januar 2025) ermittelt für das untersuchte ZINQ-System je nach Auslegung eine Substitution von rund 27 bis 86 % des bisherigen Gasbedarfs. Für das Szenario mit 6 MW elektrischer Leistung und 20 MWh Wärmespeicher werden 77,8 % Erdgas-Substitution ausgewiesen. Die Ergebnisse beruhen allerdings auf einer spotmarktgeführten Simulation und nicht auf einer vollständigen lokalen Netzsimulation.

Das Potenzial von Wärmebatterien liegt wie oben gezeigt bei etwa 80 TWh pro Jahr. Damit erreicht es dieselbe Größenordnung wie das von Elektrolyseuren.

Das qualitative Integrationspotenzial ist vergleichbar mit dem eines Elektrolyseurs: In beiden Fällen wird Strom in ein nicht elektrisches Energieprodukt umgewandelt und damit einer Nutzung außerhalb des Stromsektors zugeführt.

Variable und fixe Netzentgelte behindern die gewünschte Überschussstromnutzung

Eine SP2H-Anlage benötigt typischerweise:

- relativ hohe elektrische Anschlussleistung,
- begrenzte jährliche Benutzungsstunden,
- hohe Stromaufnahme in wenigen günstigen Zeitfenstern.

Der derzeit erhobene Jahresleistungspreis und der zeitlich nicht differenzierte arbeitsbezogene Netzentgeltanteil erhöhen die Kosten jeder zusätzlich bezogenen Kilowattstunde unabhängig von der jeweiligen lokalen Netzsituation.

Die DBU-Studie (ZINQ: DBU-Hauptbericht, Januar 2025) zeigt die wirtschaftliche Sensitivität: Im dortigen Szenario S3 steigt die dynamische Amortisationszeit für die notwendigen Umrüstungsinvestitionen bei Berücksichtigung von Netzentgelten von 5,7 auf 7,4 Jahre. Anfallende Baukostenzuschüsse und weitergehende Netzanschlusskosten sind bei dieser Amortisationszeit allerdings noch nicht erfasst.

Ein reines Kapazitätsentgelt (wie es für Elektrolyseure im Rahmen des AgNes-Prozesses vorgeschlagen wird) würde dagegen:

- die Kosten der vorgehaltenen Anschlusskapazität abbilden,
- zusätzliche günstige und netzdienliche Betriebsstunden nicht bestrafen,
- zusätzliche Stromaufnahme innerhalb der gebuchten Kapazität nicht durch arbeitsbezogene Netzentgelte verteuern; für eine gezielte Reaktion auf lokale Netzsituationen wären jedoch zusätzliche zeit- oder ortsabhängige Signale erforderlich (Netzampel).

Nach dem vorläufigen AgNes-Zwischenstand der BNetzA vom 27. Mai 2026 sollen für Speicher und bestimmte Elektrolyseure künftig kapazitätsbasierte Entgeltkomponenten vorgesehen und arbeitsbezogene Netzentgelte mit Finanzierungsfunktion reduziert beziehungsweise nicht erhoben werden (BNetzA, Mai 2026).

SP2H erschließt Flexibilität ohne Eingriffe in den Produktionsprozess

Die BNetzA will die neue Netzentgeltsystematik ausdrücklich so gestalten, dass industrielle Verbraucher stärker auf niedrige Strompreise reagieren können (BNetzA, Mai 2026).

SP2H erfüllt dieses Ziel, ohne den industriellen Produktionsprozess selbst flexibilisieren zu müssen. Flexibilisiert wird die Energiebereitstellung, nicht der Produktionsprozess: Dies ist für kontinuierliche Anlagen ein wesentlicher Unterschied. Produktionspläne, Personal, Anlagenzustand und Produktqualität können weitgehend konstant bleiben.

Geringerer zusätzlicher Infrastrukturbedarf im Gesamtsystem

Direkte Stromnutzung für Prozesswärme kann Investitionen in teure Elektrolyseure, Wasserstoffverdichter, Wasserstoffspeicher, H₂-Transportnetze, Wasserstoffbrenner und Rückverstromungskapazitäten vermeiden oder reduzieren.

SP2H benötigt zwar eine leistungsfähige elektrische Anbindung, kann aber bestehende industrielle Gasinfrastruktur und vorhandene Prozessanlagen weiterverwenden.

Fazit: Bei der volkswirtschaftlichen Bewertung sollte neben der Stromnetzbeanspruchung auch der mögliche Einfluss auf den Bedarf an zusätzlicher Energieinfrastruktur berücksichtigt werden.

10.2 Warum der Wasserstoffpfad nicht einseitig privilegiert werden sollte

Technologieoffene Auslegung des Sonderentgelts

Eine mögliche technologieoffene regulatorische Kategorie wäre ein Kapazitätsentgelt für qualifizierte, steuerbare und systemdienliche Sektorkopplungslasten.

Darunter könnten fallen:

- Elektrolyseure,
- hybride industrielle Wärmebatterien,
- große Wärmespeicher mit Power-to-Heat,
- gegebenenfalls weitere nachweislich flexible Umwandlungsanlagen.

Dies würde die Netzentgeltsystematik technologieoffener machen und eine Diskriminierung zwischen Wasserstoff- und Wärmepfad vermeiden.

Vermeidung einer regulatorischen Fehlsteuerung zugunsten von Wasserstoff

Ein arbeitsbezogenes Netzentgelt für SP2H erhöht die Kosten jeder elektrisch erzeugten Megawattstunde Prozesswärme. Ein Elektrolyseur könnte nach dem BNetzA-Vorschlag dagegen dieselbe Strommenge ohne Arbeitsentgelt aufnehmen und daraus Wasserstoff erzeugen.

Dadurch könnte der folgende wirtschaftliche Fehlanreiz entstehen:

- Strom wird zunächst in Wasserstoff umgewandelt.
- Wasserstoff wird transportiert und/oder gespeichert.
- Der Wasserstoff wird anschließend zur Erzeugung industrieller Wärme verbrannt.

Obwohl der direkte Einsatz des Stroms im Prozess energetisch günstiger wäre, könnte der indirekte H₂-Pfad aufgrund der Netzentgelte wirtschaftlich bevorzugt werden.

Fazit: Netzentgelte sollten keine ineffiziente Umwandlungskette auslösen, nur weil der Zwischenenergieträger Wasserstoff regulatorisch privilegiert ist.

10.3 Fazit

Systemdienlich betriebene Wärmebatterien (SP2H) müssen hinsichtlich der Netzentgelte ebenso behandelt werden wie Elektrolyseure, da sie nachweislich eine vergleichbare flexible, netzverträgliche und sektorkoppelnde Funktion erfüllen und ebenfalls einen signifikanten Beitrag zur Umsetzung der deutschen Klimaschutzziele leisten.

11 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Der Umbau des deutschen Stromsystems bis 2045 erfordert neben dem weiteren Ausbau erneuerbarer Energien, der Netze und Speicher sowie der Bereitstellung gesicherter Leistung kosteneffiziente Flexibilitätsoptionen auf der Verbrauchsseite. Industrielle Wärmebatterien beziehungsweise Smart-Power-to-Heat-Anlagen (SP2H) sind hierfür besonders geeignet, weil sie industrielle Prozesswärme dekarbonisieren und zugleich das Stromsystem entlasten können. Ihr wesentlicher Vorteil liegt darin, dass nicht der Produktionsprozess selbst flexibilisiert werden muss, sondern die Energiebereitstellung. Produktionskontinuität, Temperaturführung und Produktqualität bleiben erhalten, während der Strombezug an Stromangebot, Netzsituation und Marktpreise angepasst werden kann.

Die Untersuchung zeigt, dass das realistisch adressierbare Potenzial industrieller Wärmebatterien in Deutschland mit rund 70 bis 90 TWh pro Jahr eine energiewirtschaftlich relevante Größenordnung erreicht. Als Rechengröße wurde ein mittlerer Wert von 80 TWh pro Jahr verwendet. Dieses Potenzial liegt in derselben Größenordnung wie die für 2045 erwarteten verbleibenden Stromüberschüsse und Abregelungsmengen.

Wärmebatterien können, abhängig von der zeitlichen und räumlichen Übereinstimmung, damit einen erheblichen Teil jener Strommengen nutzen, die andernfalls abgeregelt oder durch zusätzliche Speicher-, Elektrolyseur-, Kraftwerks- oder Netzinfrastuktur kompensiert werden müssten.

Die alleinige Anwendung des heutigen § 13k EnWG („Nutzen statt Abregeln“) reicht hierfür nicht aus. Das Instrument ermöglicht die Nutzung ansonsten abgeregelter Strommengen, ist im hier untersuchten Szenario jedoch auf eine begrenzte Zahl von Engpassstunden beschränkt. In diesem Szenario erreichen Wärmebatterien bis 2045 nur etwa 600 bis 900 Vollbenutzungsstunden. Das volkswirtschaftliche Bruttoeinsparpotenzial bleibt mit rund 3,26 bis 3,9 Mrd. Euro im Stützjahr 2045 begrenzt. Das technische und industrielle Potenzial der Wärmebatterien wird damit nur sehr begrenzt genutzt.

Deutlich größere Wirkungen bei einer systemdienlichen und zusätzlich betriebswirtschaftlich optimierten Fahrweise werden aufgrund der Höhe des aktuellen Leistungspreises aus wirtschaftlichen Gründen unterbunden.

Das volle Potenzial wird erst erreicht, wenn systemdienlich betriebene Wärmebatterien von variablen Netzentgelten sowie von Leistungsentgelten weitestgehend befreit werden. In diesem Fall steigen die Vollbenutzungsstunden bis 2045 auf etwa 2.800 bis 3.400 Stunden. Die Anlagen können dann rund 80 TWh Strom pro Jahr nutzen und jährliche volkswirtschaftliche Bruttoeinsparungen von etwa 13 bis 17 Mrd. Euro erzielen. Kumuliert über den Zeitraum 2030 bis 2045 ergibt sich ein volkswirtschaftliches Brutto-Einsparpotenzial von rund 126 bis 161 Mrd. Euro. Dem steht ein geschätzter industrieller Investitionsbedarf von etwa 11 bis 13 Mrd. Euro gegenüber.

Die Einsparungen entstehen vor allem durch vermiedene Abregelung, geringere Redispatch-Kosten, reduzierte Investitionen in alternative Flexibilitätsinfrastruktur sowie durch die Substitution von Erdgas beziehungsweise künftig teurem Wasserstoff in der Prozesswärme. Hinzu kommen CO₂-Minderungen und eine geringere Importabhängigkeit bei fossilem Erdgas. Im optimalen Szenario können bis 2045 rund 80 TWh Erdgas pro Jahr ersetzt werden. Die CO₂-Minderung liegt im Jahr 2045 bei rund 16 Mio. Tonnen CO₂ pro Jahr.

Wärmebatterien ersetzen nicht den notwendigen Ausbau der Übertragungsnetze. Die großen Nord-Süd-Transportaufgaben bleiben bestehen. Ihre Bedeutung liegt vielmehr in der Ergänzung des Netzausbaus durch steuerbare industrielle Lasten, insbesondere im Verteilnetz und an industriellen Verbrauchsschwerpunkten. Dort können sie bei geeigneter Positionierung und Steuerung lokale Überschüsse aufnehmen, Lastspitzen reduzieren und zur Verringerung des Redispatch-Bedarfs beitragen. Im netztechnischen Süden können sie zusätzlich in PV-Überschusssituationen Strom aufnehmen und in winterlichen Knappheits- oder Engpasssituationen ihren Strombezug

reduzieren. Unter geeigneten technischen und vertraglichen Voraussetzungen kann dadurch ein Teil der sonst erforderlichen süddeutschen Gaskraftwerksleistung vermieden werden.

Aus den Ergebnissen folgt eine klare regulatorische Empfehlung: **Systemdienlich betriebene Wärmebatterien sollten bei Netzentgelten und Leistungspreisen grundsätzlich wie Elektrolyseure behandelt werden.** Beide Technologien sind flexible Großverbraucher, nehmen Strom in Zeiten hoher erneuerbarer Einspeisung auf, wandeln ihn in eine andere Energieform um und können ihren Strombezug in Knappheits- oder Engpasssituationen reduzieren. Ein wesentlicher Unterschied liegt im Endprodukt; hinsichtlich ihrer stromseitigen Flexibilitätssfunktion können beide Technologien unter vergleichbaren Betriebsbedingungen ähnliche Systemwirkungen aufweisen.

Eine ausschließliche Privilegierung des Wasserstoffpfades könnte bei direkt elektrifizierbaren Prozesswärmeanwendungen zu wirtschaftlichen Fehlanreizen führen. Bei technisch direkt elektrifizierbaren Prozesswärmeanwendungen weist die direkte Strom-Wärme-Umwandlung in der Regel geringere Umwandlungsverluste auf als der Pfad Strom-Wasserstoff-Wärme. Die Regulierung sollte daher nicht eine bestimmte Technologie oder einen bestimmten Energieträger privilegieren, sondern die nachweisbare systemdienliche Wirkung.

Empfohlen wird daher, **Wärmebatterien im AgNes-Prozess ausdrücklich als qualifizierte flexible Sektorkopplungslasten zu berücksichtigen.** Die Definition sollte technologieoffen erfolgen. Maßgeblich sollte sein, ob die Betriebsweise der Anlage anhand definierter Markt- und ergänzender Systemsignale flexibel gesteuert werden kann und somit lokale Netzengpässe nicht verschärft.

Systemdienliche Wärmebatterien sollten von variablen Netzentgelten befreit und bei den Leistungsentgelten in vergleichbarer Weise wie Elektrolyseure entlastet werden. Diese Entlastung sollte nicht pauschal für jeden Stromverbrauch gelten, sondern lediglich an systemdienliche Verbrauchsprofile und die Beachtung eines anschlusspunktbezogenen Freigabesignals (Netzampel) zur Sicherstellung netzdienlicher Fahrweise gebunden werden.

Die Bundesnetzagentur sollte den **AgNes-Prozess nutzen, um industrielle Wärmebatterien als regulären Bestandteil eines flexiblen Stromsystems zu verankern.** Ohne diese Anpassungen bleibt ein erheblicher Teil des technischen Potenzials betriebswirtschaftlich nicht erschließbar. Mit einer sachgerechten Gleichbehandlung mit Elektrolyseuren können Wärmebatterien dagegen einen substantiellen Beitrag zur Senkung der Stromsystemkosten, zur Stabilisierung industrieller Energiekosten, zur Reduktion von Erdgasimporten und zur Dekarbonisierung der Prozessindustrie leisten.

12 Literaturverzeichnis

- 50 hertz, TENNET. (kein Datum). *Nutzen statt Abregeln – Übertragungsnetzbetreiber unterzeichnet*. Von https://www.50hertz.com/Portals/1/Dokumente/Medien/Pressemitteilungen/2025/2025317_Pressemitteilung_Nutzen%20statt%20Abregeln%20geht%20an%20den%20Start.pdf?ver=nFc5_H-iFrHiwdUZPDyqOQ%3D%3D abgerufen
- Agor/AGEB. (kein Datum). Von <https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/AutomaticFiles/1175/Abb-01.pdf> abgerufen
- Agora. (Sept 2022). *Power 2 Heat*. Von <https://www.agora-industrie.de/publikationen/power-2-heat> abgerufen
- Alina Rapoport. (15. Juni 2026). Bundesnetzagentur stellt Kosten-Nutzen-Abwägung der ÜNB infrage. *Tagesspiegel*. Von <https://background.tagesspiegel.de/energie-und-klima/briefing/bundesnetzagentur-stellt-kosten-nutzen-abwaegung-der-uenb-infrage> abgerufen
- BDWE; Windenergie in Deutschland. (September 2025). *Kurzstudie: Großbatterien sind heute schon netzdienlich*. Von <https://www.windindustrie-in-deutschland.de/news/kurzstudie-grossbatterien-sind-heute-schon-netzdienlich> abgerufen
- Blume, Yannic et al. (März 2021). *Was ist Netzdienlichkeit?* Energiewirtschaftliche Tagesfragen: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE). Von <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/was-ist-netzdienlichkeit/> abgerufen
- BNetzA. (2024). *Erlass der Festlegung zu "Nutzen statt Abregeln 2.0"*. Von https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2024/20240701_13k.html?utm_source=chatgpt.com abgerufen
- BNetzA. (2025). *Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025, 1. Entwurf*. Von https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2025-12/NEP_2037_2045_V2025_1_Entwurf_Kap10.pdf abgerufen
- BNetzA. (2026). https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/a_2025/start.html. Von https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Gasversorgung/a_2025/start.html abgerufen
- BNetzA. (April 2026). *Informationsveranstaltung zum Thema Stromnetzentgelte für Elektrolyseure*. Von

- https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/GBK/GBK_Termine/Downloads/2026/04_2026/28_04/Informationstermin_Elektrolyseure.pdf?__blob=publicationFile&v=3 abgerufen
- BNetzA. (Mai 2026). *Bundesnetzagentur stellt aktuelle Überlegungen zur Reform der Netzentgeltsystematik Strom vor*. Von <https://www.bundesnetzagentur.de/1107474> abgerufen
- BNetzA. (Mai 2026). *Vorstellung Zwischenstand AfNes [GBK-25-01-1#3]*.
- BNetzA. (März 2026). *Netzentwicklungsplan 2037/2045 (2025), 2. Entwurf*. Von <https://www.netzentwicklungsplan.de/nep-aktuell/netzentwicklungsplan-20372045-2025> abgerufen
- BNetzA SMARD. (März 2026). *Netzengpassmanagement im Q4 und Gesamtjahr 2025: Maßnahmenvolumen im Gesamtjahr stabil*. Von <https://www.smard.de/page/home/topic-article/444/219906/massnahmenvolumen-im-gesamtjahr-stabil> abgerufen
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE). (kein Datum). *Reallabore der Energiewende*. <https://www.energieforschung.de/fokusthemen/reallabore-der-energiewende>.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). (2023). *Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie*. <https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/fortschreibung-nationale-wasserstoffstrategie.html>.
- BVES. (November 2023). *Stellungnahme zum zweiten Entwurf: Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023*. Von https://www.bves.de/wp-content/uploads/2023/12/20231120_BVES_Stellungnahme_NEP_zweiter_Entwurf.pdf abgerufen
- BWE. (April 2026). *Was kostet uns Redispatch?* Von https://www.windenergie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/04-politische-arbeit/01-gesetzgebung/20260421_Faktencheck_Redispatch.pdf abgerufen
- BWE Windenergie in Deutschland. (Mai 2024). *Nutzen statt Abregeln – Bringt § 13k EnWG das Ende der EE-Abregelungen?* Von <https://www.windindustrie-in-deutschland.de/fachartikel/nutzen-statt-abregeln-bringt-13k-enwg-das-ende-der-ee-abregelungen> abgerufen

- BWE: Windindustrie in Deutschland. (März 2026). *Teure Reservekraftwerke lassen Redispatch-Kosten steigen*. Von <https://www.windindustrie-in-deutschland.de/energategate/teure-reservekraftwerke-lassen-redispatch-kosten-steigen-18f59e> abgerufen
- Chip. (Januar 2026). *Trotz rasanten Ausbaus: Deshalb schwächelte erneuerbarer Strom 2025*. Von https://www.chip.de/news/haushalt-garten/trotz-rasanten-ausbaus-deshalb-schwaechelte-erneuerbarer-strom-2025_89a08962-a946-4863-b69f-4eeb65c6fd35.html abgerufen
- dena. (Februar 2026). *Großbatteriespeicher effizient integrieren*. Von https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2026/Analyse_Grossbatteriespeicher_UA.pdf abgerufen
- Destatis. (Nov 2023). *Energieverbrauch der Industrie 2022 um 9,1 % gegenüber dem Vorjahr gesunken*. Von https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2023/11/PD23_432_435.html abgerufen
- Fraunhofer ISE. (Juni 2026). *KOSTENOPTIMALE TRANSFORMATION DES DEUTSCHEN ENERGIESYSTEMS BIS 2045*. Von <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/kostenoptimale-transformation-des-deutschen-energiesystems-bis-2045.html> abgerufen
- frontier economics. (April 2025). *Bewertung dynamischer Netzentgelte und Weiterentwicklung des Redispatch*. Von https://www.frontier-economics.com/media/gqxjwza4/rpt-frontier-bewertung-dynamischer-netzentgelte-und-weiterentwicklung-des-redispatch-final-2026-04-01_clean-stc.pdf abgerufen
- frontier economics. (September, 2025). *NEUE WEGE FÜR DIE ENERGIEWENDE ("Plan B")*. <https://www.frontier-economics.com/media/u1vbsfop/frontier-dihk-energiewende-plan-b-03092025-stc-update-stc.pdf>.
- Handelsblatt. (Januar 2025). *Neue Strompreiszonen – Bayern droht der Kostenschock*. Von <https://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/energiewende-bayern-droht-der-kostenschock-01/100098946.html> abgerufen
- IHK Regensburg. (Dezember 2025). *Entwurf des Netzentwicklungsplans Strom 2037/2045 (2025) veröffentlicht*. Von <https://www.ihk.de/regensburg/fachthemen/energie-und-umwelt/nachrichten-energie/netzentwicklungsplan-6843232> abgerufen

- J. Jurasz, F. C. (01. January 2020). A review on the complementarity of renewable energy sources: Concept, metrics, application and future research directions. *Solar Energy*(195), 703-724. doi:<https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.11.087>
- Klimaschutz- und Energieagentur Niedersachsen. (November 2024). *"Nutzen statt Abregeln" - § 13k EnWG*. Von <https://www.klimaschutz-niedersachsen.de/aktuelles/Nutzen-statt-Abregeln-13k-EnWG-4100> abgerufen
- Matthias Resch, J. B. (kein Datum). *Optimale Positionierung von Großbatterien in Verteilnetzen*. Von <https://upcommons.upc.edu/server/api/core/bitstreams/c602e765-3532-4ef5-82ba-e223219d8f4f/content> abgerufen
- Nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW). (Dezember, 2021). *Nationales Innovationsprogramm Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NIP)*. <https://www.ptj.de/nip>.
- NEON GmbH. (Juni 2025). *Netzentgelte für Großbatterien*. Von <https://neon.energy/Neon-Netzentgelte-Gro%C3%9Fbatterien> abgerufen
- Netztransparenz.de. (kein Datum). *Kalkulatorische Preise, Gesetzlicher Hintergrund*. Von <https://www.netztransparenz.de/de-de/Systemdienstleistungen/Betriebsfuehrung/Redispatch/Kalkulatorische-Preise> abgerufen
- Plattform H2BW. (2023, Juni). *H2Global: Neues Förderinstrument für die Wasserstoffinfrastruktur*. <https://www.plattform-h2bw.de/service/aktuelle-meldungen/meldungen-detail/h2global-neues-foerderinstrument-fuer-die-wasserstoffinfrastruktur>.
- Prof. Dr. Kai Gent. (13. Juni 2026). Mehr als 3 Mrd. € an Redispatchkosten in 2025 trotz erheblich gesunkener Kosten in Q4 2025. *RGC News*. Von <https://rgc-news.de/post/3815/mehr-als-3-mrd-eur-an-redispatchkosten-in-2025-trotz-erheblich-gesunkener-kosten-in-q4-2025> abgerufen
- pv magazine. (Juni 2025). *Wie die DAL große Batteriespeicherprojekte finanziert*. Von <https://www.pv-magazine.de/2025/06/16/wie-die-dal-grosse-batteriespeicherprojekte-finanziert/> abgerufen
- Redispatch 2025. (11. Mai 2026). *StromKnowHow*. Von <https://stromknowhow.de/2026/05/11/redispatch-2025/> abgerufen
- RGC News. (April 2026). *Mehr als 3 Mrd. € an Redispatchkosten in 2025 trotz erheblich gesunkener Kosten 2025 trotz erheblich gesunkener Kosten*. Von

- <https://rgc-news.de/post/3815/mehr-als-3-mrd-eur-an-redispachkosten-in-2025-trotz-erheblich-gesunkener-kosten-in-q4-2025> abgerufen
- Schröter, S. (Februar 2026). *Kleine Fortschritte beim neuen „Nutzen statt Abregeln“*. Von <https://www.stefanschroeter.com/1665-kleine-fortschritte-beim-neuen-nutzen-statt-abregeln.html> abgerufen
- SMARD. (Nov 2025). *Anstieg der Verursachung im Verteilnetz*. Von <https://www.smard.de/page/home/topic-article/444/218702/anstieg-der-verursachung-im-verteilternetz> abgerufen
- Strom KnowHow. (kein Datum). *Redispatch 2025*. Von <https://stromknowhow.de/2026/05/11/redispatch-2025/> abgerufen
- Tagesspiegel Background. (Juni 2026). *Bundesnetzagentur stellt Kosten-Nutzen-Abwägung der ÜNB infrage*. Von <https://background.tagesspiegel.de/energie-und-klima/briefing/bundesnetzagentur-stellt-kosten-nutzen-abwaegung-der-uenb-infrage> abgerufen
- U. Begemann, Ch. v. Branconi, Th. Frewer. (Mai 2026). *Zukunft der Stromsystemkosten*. GES. Von https://global-energy-solutions.org/wp-content/uploads/2026/05/260518_Stromkostenanalyse-V3.2_final.pdf abgerufen
- Umweltbundesamt. (Dez 2023). *Industrielle Prozesswärme kann bis 2045 CO₂-neutral sein*. Von <https://www.umweltbundesamt.de/themen/industrielle-prozesswaerme-kann-bis-2045-co2> abgerufen
- VDE FNN. (Juli 2019). *Systemdienstleistungen*. Von <https://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/vom-netz-zum-system/systemdienstleistungen> abgerufen
- ZINQ: DBU-Hauptbericht. (Januar 2025). *Smart-Power-to-Heat: Studie zur netzdienlichen Nutzung der Erzeugung von Prozesswärme durch hybride Wärmezufuhr*. ZinQ Technologies GmbH, In Zusammenarbeit mit Fraunhofer UMSICHT. Von https://opac.dbu.de/ab/DBU-Abschlussbericht-AZ-39527_01-Hauptbericht.pdf abgerufen

Bei Erstellung des Berichts wurden KI-gestützte Werkzeuge unterstützend eingesetzt. Die Verantwortung für Inhalt, Quellen, Annahmen und Schlussfolgerungen liegt bei den Autoren.

13 Anhang

13.1 Erwartete zeitliche Entwicklung der Redispatch-Kosten

Für die gesetzlichen Meilensteinjahre 2037 und 2045 hängen die Redispatch-Kosten in erheblichem Umfang vom Fortschritt des Stromnetzausbaus und der gewählten Strategie der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) ab (Redispatch 2025, 2026), (Alina Rapoport, 2026), (Prof. Dr. Kai Gent, 2026)

Die folgende Übersicht zeigt die konkreten Zahlen für das Jahr 2025 sowie Entwicklungsszenarien bis 2045. Sie berücksichtigen bereits den geplanten starken Ausbau der Stromnetze bis 2045 sowie einen massiven Zubau von Großbatteriespeichern im Netz:

Jahr	Gesamtkosten	Hauptkomponenten & Zusammensetzung	Status / Prognosebasis
2025	ca. 3,1 Mrd. €	■ 1,18 Mrd. €: Konventioneller Redispatch (Gas-/Kohlekraftwerke im Süden hochfahren) ■ 1,40 Mrd. €: Bereitstellung & Einsatz von Netzreservekraftwerken ■ 0,43 Mrd. €: Entschädigung für abgeregelte Erneuerbare Energien (Wind/Solar) ■ 0,10 Mrd. €: Countertrading (internationaler Lastausgleich)	Reale Abrechnungsdaten der Bundesnetzagentur (Plattform SMARD).
2037	ca. 2,0 – 4,5 Mrd. €	■ Klassischer Kraftwerkseinsatz schrumpft: Kaum noch Kohle, stattdessen teurere wasserstofffähige Gaskraftwerke (H₂-ready) ■ Höhere EE-Ausfallarbeit: Abregelung von Windparks im Norden nimmt ohne Netzausbau drastisch zu ■ Großbatteriespeicher: Werden erstmals signifikant kostenmindernd in den Redispatch einbezogen.	Modellierung nach NEP (Entwurf 2025). Niedriger Wert bei schnellem Netzausbau; hoher Wert bei Verzögerungen und „Engpass-Zulassung“.
2045	ca. 1,0 – 6,0+ Mrd. €	■ Wasserstoff-Kosten: Positiver Redispatch erfolgt primär über H₂-Kraftwerke (Kosten hängen direkt am Wasserstoff-Importpreis)	Zieljahr Klimaneutralität. Die Spanne ist sehr weit, da sie direkt daran gekoppelt ist, ob die 5

		■ Sektorenkopplung: Elektrolyseure und Großwärmepumpen im Norden regeln flexibel <i>hoch</i>, um Überschüsse abzufangen, was Entschädigungen senkt ■ Extremszenario: Ohne die geplanten HGÜ-Leitungen drohen laut BNetzA strukturelle Engpässe im Milliardenbereich.	großen geplanten Gleichstrom-Stromautobahnen rechtzeitig fertiggestellt werden.
--	--	---	---

Tabelle 13: Zusammensetzung und Höhe der Redispatch-Kosten (in Mrd. Euro) (Tagesspiegel Background, Juni 2026), (RGC News, April 2026), (BWE, April 2026), (BNetzA SMARD, März 2026), (BWE: Windindustrie in Deutschland, März 2026), (BNetzA, 2025), (IHK Regensburg, Dezember 2025)

Warum verändern sich die Redispatch-Kostenblöcke so stark?

- **Verschiebung von Erneuerbaren zu Wasserstoff:** Im Jahr 2025 machen die Entschädigungen für Windkraftanlagen nur rund 14 % der Kosten aus – das meiste Geld fließt in fossile Kraftwerke. Bis 2045 gibt es keine fossilen Kraftwerke mehr. Der „positive“ Redispatch (Strommangel im Süden ausgleichen) muss dann mit teurem grünem Wasserstoff bezahlt werden (Strom KnowHow) (BWE, April 2026), (BNetzA, 2025), (Chip, Januar 2026).
- **Zielkonflikt beim Netzausbau:** Da der Übertragungs-Netzausbau nach aktuellem Stand rund **440 Milliarden Euro** kosten soll, versuchen die ÜNB, die Netze „höher auszulasten“. Die Bundesnetzagentur warnt jedoch, dass ein Verzicht auf zusätzliche Leitungen die Redispatch-Kosten nach 2037 stark ansteigen lassen könnte, (Tagesspiegel Background, Juni 2026), (IHK Regensburg, Dezember 2025).
- **Marktdesign im Wandel:** Um die Redispatch-Kosten zu senken, drängt die EU auf eine Aufteilung Deutschlands in verschiedene Strompreiszonen, was die Bundesregierung verhindern will. Als Alternative werden derzeit dynamische Netzentgelte und marktbasierte Redispatch-Modelle für Speicher verhandelt (Tagesspiegel Background, Juni 2026), (frontier economics, April 2025).

Exkurs: Drei wesentliche Wirkmechanismen von Batteriespeichern zur Senkung der Redispatch-Kosten

Laut aktuellen Analysen senken Großbatteriespeicher die Netzkosten bereits heute signifikant und werden bis 2045 zu einer tragenden Säule der in der

kurzzeitigen Dämpfung von EE-Angebot und Stromnachfrage (dena, Februar 2026), (BDWE; Windenergie in Deutschland, September 2025).

- **Vermeidung von „negativem Redispatch“ (Abregelung):** Bisher müssen Windparks im Norden bei Netzengpässen oft teuer abgeregelt werden, wobei Betreiber entschädigt werden. Großbatteriespeicher, die geografisch vor dem Engpass (im Norden) platziert sind, können diesen überschüssigen Strom stattdessen **einspeichern (Lademodus)**. Dadurch entfallen die Entschädigungszahlungen komplett (BDWE; Windenergie in Deutschland, September 2025) (BWE, April 2026).
- **Ergänzung von „positivem Redispatch“ (Zuschaltung):** Wenn im Süden Deutschlands Strommangel herrscht, mussten bisher konventionelle Kraftwerke hochgefahren werden – ab den 2030er Jahren müssten teure, wasserstoffbetriebene Kraftwerke zum Einsatz kommen. Batterielager im Süden können in diesen Stunden **Strom ausspeichern (Entlademodus)**, wodurch der teure Einsatz von H₂-Kraftwerken vermieden wird (Handelsblatt, Januar 2025), (pv magazine, Juni 2025).
- **Einsatz als „Netzbooster“:** Die Übertragungsnetzbetreiber integrieren dedizierte Großspeicher (wie das Projekt in Kupferzell) als sogenannte Netzbooster direkt in die Infrastruktur. Sie springen bei einem spontanen Leitungsausfall binnen Millisekunden ein. Da das Netz dadurch im Normalbetrieb **höher ausgelastet werden kann**, muss im Alltag seltener vorbeugend Redispatch betrieben werden (BVES, November 2023), (NEON GmbH, Juni 2025).

Aktuell nutzen Batterien ihr Potenzial zur Redispatch-Senkung nicht generell systemdienlich aus, da sie ausschließlich nach den bundesweit einheitlichen Großhandelspreisen (Day-Ahead/Intraday) gesteuert werden. Es fehlt ein lokales/regionales Preissignal, die für eine regional netzdienliche Fahrweise sorgen würde. Steht eine Batterie im Süden und lädt mittags billigen Solarstrom, verschärft sie den Engpass im Netz sogar kurzzeitig, wenn der Strom eigentlich nach Norden fließen müsste (BDWE; Windenergie in Deutschland, September 2025).

13.2 Abschätzung des Potenzials für industrielle Wärmebatterien in Deutschland bis 2045

Herleitungsschritt	Wert
ZINQ-/DBU-Bruttopotenzial (Agor/AGEB), (ZINQ: DBU-Hauptbericht, Januar 2025)	115 TWh/a

Abzug: Nutzung bei Raffinerien/Kokerei/Mineralöl (Destatis, Nov 2023)	-11,6 TWh/a
Abzug: Nutzung bei 50 % Chemie (Destatis, Nov 2023)	-12,0 TWh/a
bereinigtes technisches Potenzial	ca. 91 TWh/a
Planungsbandbreite 2045	70–90 TWh/a
Rechenwert	80 TWh/a

Tabelle 14: Herleitung des zugrundeliegenden Potenzials für industrielle Wärmebatterien

ZINQ-/DBU-Bruttopotenzial

Dieses Ergebnis ist als Brutto- beziehungsweise Obergrenzenpotenzial zu verstehen. Es unterstellt, dass relevante industrielle Prozesswärmeanwendungen mit hybriden Wärmeerzeugern und Hochtemperaturspeichern ausgestattet werden können, ohne Prozessführung, Stoffbilanz oder Wärmeintegration wesentlich zu stören. Für abgegrenzte Ofen-, Trocknungs-, Schmelz- und Warmhalteprozesse ist dies plausibel, etwa in Teilen der Metallverarbeitung, Gießereien, Glas, Keramik, Kalk, Papier, Nahrungsmittelindustrie sowie galvanischen oder metallurgischen Spezialprozessen. Für hochintegrierte Großstandorte der Grundstoffchemie und Raffinerien gilt dies nur eingeschränkt.

Abzug Raffinerien/Kokerei/Mineralöl

Für eine konservative Abschätzung für das Jahr 2045 sollten Raffinerien vollständig und die chemische Industrie zur Hälfte aus dem nutzbaren Potenzial herausgerechnet werden. Maßgeblich ist dabei nicht der gesamte Energieeinsatz, sondern die energetische Verwendung für Prozesswärme. Nach Destatis entfielen 2022 auf die chemische Industrie 20,9 % der rein energetischen industriellen Verwendung; Kokerei und Mineralölverarbeitung hatten einen Anteil von 10,1 % (Destatis, Nov 2023).

Planungsbandbreite 2045

Wird zusätzlich berücksichtigt, dass der industrielle Energiebedarf bis 2045 durch Effizienz, Produktionsverlagerungen, Recycling, Materialsubstitution und Konsolidierung energieintensiver Grundstofflinien sinken kann, erscheint eine **belastbare Planungsgröße von rund 70–90 TWh/a** sachgerecht. Dieser Bereich ist konsistent mit

Analysen von Agora Industrie (Agora, Sept 2022) und dem Umweltbundesamt (Umweltbundesamt, Dez 2023).

13.3 Abschätzung Nutzungspotenzial Wärmebatterien unter § 13k EnWG

1. Erprobungsphase § 13k EnWG (bis Oktober 2026)

- **Menge:** In der ersten Phase mit vereinfachtem Pauschalverfahren wird mit einer Aktivierung von **ca. 1 bis 3 TWh** pro Jahr durch erste registrierte Großverbraucher gerechnet (Schröter, Februar 2026).
- **Praxis-Beispiel:** Der erste operative Vertrag im Rahmen von § 13k EnWG wurde im Frühjahr 2025 für die Groß-Power-to-Heat-Anlage „Karoline“ der Hamburger Energiewerke geschlossen (50 hertz, TENNET). Solche Pionierprojekte testen den Mechanismus derzeit im Realbetrieb.

2. Zielmodell und die Übergangsphase (2026 – 2030)

- **Menge:** Ab dem 1. Oktober 2026 stellt das System auf ein marktbasiertes, wettbewerbliches Ausschreibungsverfahren um. Bis 2030 sollen durch den Zubau industrieller Senken (PtH und Großbatterien) **ca. 5 bis 8 TWh** des drohenden Überschussstroms pro Jahr aufgefangen werden.
- **Hintergrund:** Ziel der Bundesregierung ist es, bis dahin die Abregelungen trotz steigender Erzeugung auf einem stabilen Niveau zu halten.

3. Szenario der Klimaziel-Etappe (Ab 2037)

- **Menge:** Wie im Netzentwicklungsplan (BNetzA, März 2026) der Übertragungsnetzbetreiber dargelegt, steigen die potenziellen, engpassbedingten Überschussmengen ohne Gegenmaßnahmen auf **25 bis 35 TWh** pro Jahr an (BNetzA, 2025).
- **Ziel-Aufnahme:** Über optimierte § 13k-Mechanismen sollen ab 2037 mindestens 8 bis 12 TWh dieser Überschüsse direkt vor Ort in industrielle Prozesswärme (Power-to-Heat), Speicher oder grünen Wasserstoff umgewandelt werden (Klimaschutz- und Energieagentur Niedersachsen, November 2024).

13.4 Abschätzung vermiedene Gaskraftwerksleistung

Wie in der DBU-Studie (2025) dargestellt, beträgt die Strom-Anschlussleistung der Prozessindustrie in Deutschland bei voller Nutzung des Wärmebatteriepotenzials (115TWh) etwa 20GW. Die DBU-Studie geht sogar von 40GW aus, da aus volkswirtschaftlicher Sicht eine „Überbauung“ der Stromaufnahmekapazität systemdienliche Vorteile bietet (Potenzial für Aufnahme von Stromüberschusspitzen). Wie in Anhang 13.2 gezeigt, wird hier im Weiteren von 80TWh ausgegangen. Reduziert man die Anschlussleistung von 20GW entsprechend dem Verhältnis von 80 zu 115, ergibt sich

eine Anschlussleistung von etwa 14GW zusätzliche Gaskraftwerke. Unter Berücksichtigung von Wartungsstillständen und Sicherheitsreserven erhält man die oben genannten 15 GW.

Würde also die Dekarbonisierung der Prozessindustrie ausschließlich durch Strom erfolgen (ohne hybride Wärmebatterien), so wäre ein Vorhalten von zusätzlichen etwa **15 GW Gaskraftwerksleistung** notwendig für Phasen längerer Dunkelflauten, da Batteriespeicher bereits nach wenigen Stunden ihre Ladung ins Netz abgegeben haben und anschließend in einer Strommangellage nicht wieder aufgeladen werden können.

13.5 Annahmen zur Abschätzung der Ersparnisse bei systemdienlicher und betriebswirtschaftlich optimierter Fahrweise einer Wärmebatterie bei heutigen Stromnetzentgelten

Wir betrachten eine typische Prozesswärmanlage in der Feuerverzinkungs- Industrie (Temperaturniveau ca. 450°C) mit folgenden Marktparametern:

- Industrie-Gaspreis: 40 €/MWh (thermisches Äquivalent)
- Wirkungsgrad Gas-Kessel: 90 %
- Wirkungsgrad Elektrodenkessel (PtoH): 99 %
- Spezifischer CO₂-Ausstoß Erdgas: 0,202 Tonnen CO₂ pro MWh thermisch
- Moderate Strombeschaffungskosten (Nebenkosten): Das Unternehmen verfügt als Großverbraucher (> 1 GWh/a) über ein reduziertes Netzentgelt. Für Steuern, Umlagen und variable Netzentgelte werden feste 27 €/MWh (2,7 Ct/kWh) angesetzt. Diese setzen sich wie folgt zusammen:
- Variable Netzentgelte: 10,42€/MWh (entspricht den aktuellen Bezugskonditionen von ZINQ am Produktions-Standort Gelsenkirchen)
- Umlagen, Abgaben und Steuern auf Strom: KWKG-Umlage 0,45 cts/kWh; Offshore-Wind-Umlage 0,94cts/kWh; Umlage Besondere Netznutzung (1,56cts/kWh, aber stark reduziert für Strombezugsmengen > 1GWh); Stromsteuer 0,05 cts/kWh und Konzessionsabgabe (hier 0,11 cts/kWh). In Summe ergeben sich im Beispielfall 1,66 cts/kWh.

13.6 Herleitung des Annuitätenfaktors für die Errechnung der jährlichen Kosten alternativer Flexibilitäten (inkl. OPEX) und durchschnittliche jährliche Netzentgelterhöhung

Im Folgenden wird die vorgenommene Umrechnung von Zusatzinvestitionen in den Netzausbau in jährliche Netzentgelte dargestellt. Diese Berechnung erfolgt nach den Vorgaben der Bundesnetzagentur (BNetzA).

Methodik der Kostenumrechnung und der Kapitalkostenaufschlag (§ 10a ARegV)

Netzausbaukosten werden in Deutschland nicht direkt eins zu eins auf die Tarife umgelegt. Sie fließen stattdessen in die **Erlösobergrenze (EO)** des jeweiligen Netzbetreibers ein, aus der anschließend die Netzentgelte für die Kundengruppen kalkuliert werden. Um Investitionen in den Netzausbau ohne Zeitverzögerung zu refinanzieren, nutzt die BNetzA den sogenannten **Kapitalkostenaufschlag (KKAuf)** nach § 10a ARegV. Die mathematische Formel für diesen jährlichen Aufschlag lautet:

Kapitalkostenaufschlag = kalk. Abschreibungen + kalk. Verzinsung + kalk. Gewerbesteuer

- **Kalkulatorische Abschreibungen:** Werden linear auf Basis der historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten (AHK) nach den Abschreibungstabellen der StromNEV berechnet.
- **Kalkulatorische Verzinsung:** Bildet die Erstattung für das eingesetzte Kapital (Eigen- und Fremdkapital).
- **Kalkulatorische Gewerbesteuer:** Ist im regulatorisch festgelegten aktuell anzuwendenden Eigenkapital-Satz von 6,95% bereits berücksichtigt.

Berechnung der kalkulatorischen Abschreibungen

Nimmt man die Investitionsanteile des 75,5 Mrd. € umfassenden Neuinvestments und gewichtet sie mit den offiziellen BNetzA-Nutzungsdauern, ergibt sich folgende Rechnung:

- Batteriespeicher: 36,4 Mrd. € × 20 Jahre = 728,0
- H2-Gaskraftwerke: 18,0 Mrd. € × 30 Jahre = 540,0
- Elektrolyseure: 21,1 Mrd. € × 20 Jahre = 422,0

Gewichtete Nutzungsdauer: $(728+540+422) / 75,5 \text{ Mrd.€} = 1690 / 75,5 = 22,4 \text{ Jahre}$

Die gemäß §10a ARegV für dieses Investitionsportfolio ermittelte kalkulatorische Abschreibung beträgt $(75,5 \text{ Mrd.€} / 22,4 \text{ Jahre}) = \mathbf{3,37 \text{ Mrd. €/a.}}$

Berechnung der kalkulatorischen Verzinsung

Die BNetzA nutzt zur Festlegung der Kapitalverzinsung ein gewichtetes Kapitalkostenmodell (Weighted Average Cost of Capital / WACC). Für die Verrentung von Neuanlagen gelten standardisierte Planwerte, die über einen festgelegten Steuerfaktor (SF) von 1,226 in Werte nach Steuern überführt werden.

Unter Ansatz einer regulatorischen Kapitalstruktur von 40 % Eigenkapital (EK) und 60 % Fremdkapital (FK) sowie den festgelegten Zinssätzen (EK = 6,95 % (inklusive Gewerbesteuer), und FK = 3,91 %) ergibt sich folgende Berechnung:

1. EK-Zins nach Steuern: 6,95 % → gewichtet mit 40 %: 2,78 %
2. FK-Zins: 3,91 % → gewichtet mit 60 %: 2,346 %
3. **WACC nach Steuern:** 2,78 % + 2,346 % = 5,126 %

Bezogen auf das durchschnittliche gebundene Kapital ergibt sich ein **Verzinsungsaufschlag** von $((75,5 \text{ Mrd.€} / 2) * 5,126\% =)$ **1,935 Mrd. €/a**

In **Summe** ergibt sich ein **durchschnittlicher Kapitalkostenaufschlag** von $(3,37 \text{ Mrd.€/a} + 1,935 \text{ Mrd.€} =)$ **5,3 Mrd.€/a**

Ansatz für die laufenden Betriebskosten

Die jährlichen, beeinflussbaren Betriebskosten (OPEX) für neu errichtete Netzinfrasturktur hängen von der Asset-Klasse ab und bewegen sich erfahrungsgemäß zwischen 1,0 % und 3,0 % der Neu-Investitionssumme (CAPEX). Für die modellmässige Einbeziehung der Opex unterstellen wir regulatorisch vereinfachend, dass sich durch die systemtechnische Notwendigkeit alternativer Flexibilitätsoptionen die Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber maßgeblich erweitert und regulatorisch entsprechende Erweiterungsfaktoren bei Netzentgeltregulator beantragt werden können.

Diese Erweiterungsfaktoren ermitteln pauschalierte zusätzliche Betriebskosten auf Basis standardisierter Kostensätze. In diesem Fall addiert die Bundesnetzagentur einen OpEx-Zuschlag zur Erlösobergrenze hinzu.

Damit kann unterstellt werden, dass diese assets als netztechnische Ausnahmen (z. B. als Netzbooster) von Übertragungs-Netzbetreibern betrieben werden und entsprechend die Betriebskosten-erstattung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten (dnbK) direkt erfolgen kann.

Für die hier modellierten Investitionen werden folgende typischen Opex-Werte angenommen (%-Satz des Neuinvestments): Großbatterie-Speicher 1,1 %, wasserstoff-fähige Gaskraftwerke 2,5 % und Elektrolyseure 3%.

Der gemittelte Opex-Satz für diese Neuinvestitionen beträgt 1,97%. Bezogen auf ein Neuinvestment von 75,5 Mrd.€ ergeben sich jährliche kalkulatorische **Opex-Kosten von 1,48 Mrd.€/a.**

Gesamt-Kostenaufschlag für alternative Flexibilitätsoptionen

Addiert man nun den Kapitalkostenaufschlag (5,3 Mrd.€/a) und die Weiterbelastung der Betriebskosten (1,48 Mrd.€/a), so ergibt sich in Summe für die zusätzlichen alternativen Flexibilitätsoptionen eine durchschnittliche jährliche **Kostenbelastung von 6,78 Mrd.€/a**.

Dieser Wert wird in Szenario 3 für die annualisierten Kosten alternativer Flexibilitätsoptionen für das Jahr 2045 verwendet. Diese Erhöhung der Erlösbergrenze für die Verteilnetzbetreiber entspricht der durchschnittlichen Netzentgelterhöhung im eingeschwungenen Zustand.

13.7 Abschätzung der volkswirtschaftlichen Ersparnisse durch eine systemdienliche Nutzung von SP2H beispielhaft für das Szenario 3

Um die im Bericht ausgewiesene jährliche Brutto-Ersparnis von **13,02 bis 16,97 Mrd. €/a** im optimalen Szenario 3 nachzuvollziehen, wird im Folgenden jede einzelne Kosten- und Ersparniskomponente mathematisch und energiewirtschaftlich hergeleitet.

1. Vermiedene annualisierte Kosten alternativer Flexibilitätskapazitäten

Die Herleitung dieser Kosten wird im vorstehenden Anhang 13.6 dargestellt.

2. Fuel Switching (Netto-Energieeinsparung): 0,22 bis 1,82 Mrd. € / Jahr

Das Fuel Switching beschreibt den direkten betriebs- und volkswirtschaftlichen Vorteil beim Wechsel des Energieträgers (Strom statt Gas). Basis ist ein Stromeinsatz von exakt **80 TWh/Jahr** zur Erzeugung von Prozesswärme.

- Gaseinsparung: 1:1-Substitution im Zieljahr entspricht 80 TWh eingespartem Erdgas/Wasserstoff.
- Kostenstruktur Gasmarkt 2045: Es wird ein industrieller Gaspreis (inkl. Netzentgelten) von 40 €/MWh angesetzt.
Maximal mögliche Einsparung bei Gaskosten = 80 TWh * 40 Mio. €/TWh = 3,20 Mrd. €

Kostenstruktur Strombezug 2045:

In Stunden mit hohen Erneuerbaren-Überschüssen und erheblichem Abregelungsbedarf bewegt sich der Börsenstrompreis im negativen Bereich. In Stunden mit geringer Einspeisung durch PV- und Windanlagen (geringe/keine Sonne und wenig/kein Wind) entsteht eine Unterdeckung der Last und der Börsenstrompreis steigt auf ein Mehrfaches seines Jahresdurchschnittswertes. (Fraunhofer ISE, Juni 2026) Eine stundengenaue Modellierung des Strommarktes 2045 und daraus abgeleiteter Angaben zur genauen Differenz der Kosten bezogenen Strommengen versus eingesparter Gasmengen von Wärmebatterien liegt außerhalb des scopes dieser Studie. Im DBU-Hauptbericht wird ein von ESFORIN und Marktexperten validierter,

realer Verschiebungs- und Fahrweisenkorridor errechnet, basierend auf tatsächlichen Strommarktdaten 2023/2024. Auf Basis dieser Daten wird eine Nettobandbreite möglicher Einsparungen von **0,22 bis 1,82 Mrd. €** hochgerechnet. Da die Volatilität der Stromeinspeisung im Jahr 2045 erheblich höher als 2023/2024 sein wird (mit Auswirkung auf die Fluktuation der Börsenpreise für Strom), kann die gewählte Netto-Einsparung als vorsichtiger Ansatz angesehen werden.

3. Vermiedene CO₂-Emissionen (EU-ETS): 2,88 Mrd. € / Jahr

Die Substitution von fossilem Gas durch CO₂-freien Überschussstrom vermeidet direkte Emissionen im europäischen Emissionshandel (EU-ETS).

- Emissionsfaktor: Erdgas schlägt mit 0,202 Mio. t CO₂ pro TWh zu Buche.
- Minderung: Bei 80 TWh verdrängtem Erdgas entspricht dies einer Minderung von:

$$\text{CO}_2\text{-Minderung} = 80 \text{ TWh} \cdot 0,202 \text{ Mio. T/TWh} = 16,16 \text{ Mio. Tonnen CO}_2$$
- ETS-Zertifikatspreis 2045: Das Stützjahr wird mit einem CO₂-Preis von 180 € pro Tonne modelliert.

$$\text{ETS-Ersparnis} = 16,16 \text{ Mio. T CO}_2 \cdot 180 \text{ €/t} = 2,91 \text{ Mrd. €}$$
(Aufgrund von Rundungsdifferenzen und Teillastkurven bei bivalenten Brennern wird in der Tabelle der gerundete Wert von 2,88 Mrd. € ausgewiesen).

4. Vermeidung von Netz-Redispatch (Übertragungsnetz): 1,14 bis 1,59 Mrd. € / Jahr

Diese Komponente quantifiziert den Nutzen von SP2H zur Behebung von großräumigen Nord-Süd-Engpässen im Höchstspannungsnetz.

- **Mengenbegrenzung:** Der im Zielnetz der ÜNB verbleibende Redispatch-Bedarf wird für das Jahr 2045 auf maximal **11,8 TWh** an Überschuss-Strommenge angesetzt. Dies liegt etwas unter der von der BNetzA erwarteten Überschussmenge.
- **Spezifische Redispatch-Kosten:** Auf Basis aktueller Netzinfrastukturdaten wurden die durchschnittlichen spezifischen Kosten für das Engpassmanagement auf **135 €/MWh** (= 135 Mio. €/TWh) festgesetzt (gemittelter kalkulatorischer Wert aus positivem und negativem Redispatch für 2025/26 der BNetzA, veröffentlicht in (Netztransparenz.de). Eine Einschätzung für 2045 ist von sehr vielen schwer prognostizierbaren Einflussfaktoren abhängig, so dass der aktuelle kalkulatorische Wert der BNetzA gewählt wurde.

- **Mathematisches Maximum (Szenario 3):**

Redispatch-Ersparnis_max = $11,8 \text{ TWh} * 135 \text{ Mio. €/TWh} = 1,59 \text{ Mrd.€}$

- **Untere Bandbreitengrenze:** Aufgrund von zeitlichen Überschneidungen und temporären regionalen Einschränkungen (wenn Engpässe im Verteilnetz und Übertragungsnetz zeitgleich auftreten) wird ein Mindestwirksamkeitsfaktor von ca. 72 % angesetzt:

Redispatch-Ersparnis_min = $1,59 \text{ Mrd.€} * 0,717 = 1,14 \text{ Mrd.€}$

5. Vermeidung von fossilen Must-Run-Kraftwerken: 1,20 bis 2,50 Mrd. € / Jahr

Durch die gezielte Lasterhöhung in Überschussstunden um bis zu 40 GW Leistungsaufnahme wird das Stromnetz so stark stabilisiert, dass konventionelle Großkraftwerke nicht mehr im unwirtschaftlichen Teillastbetrieb („Must-Run“) zur Frequenzhaltung und Bereitstellung von rotierender Masse gezwungen sind. Die Einsparung basiert auf den vermiedenen Bereitstellungskosten und thermischen Verlusten dieser Anlagen, die gemäß GES-Vollkostenmodell im Korridor von **1,20 bis 2,50 Mrd. €** liegen.

6. Gasmarkt-Dämpfung (THE-Großhandel): 0,80 bis 1,40 Mrd. € / Jahr

Die dauerhafte Herausnahme von 80 TWh Gasnachfrage aus dem deutschen Markt (insb. in den Wintermonaten durch Ausspeicherung aus den Wärmebatterien) bewirkt einen spürbaren Preisdämpfungseffekt an der Gasbörse (Trading Hub Europe - THE). Nach dem ökonomischen Gesetz der Angebots- und Nachfrageelastizität sinkt der Großhandelspreis für das verbleibende Gasvolumen leicht ab, was der deutschen Gesamtwirtschaft (Verbraucher und verbleibende Gasindustrie) nach eigener Schätzung eine aggregierte Einkaufskosten-Ersparnis von **0,80 bis 1,40 Mrd. € /a** einbringt.

Summe der Einsparungen bei Einsatz einer Wärmebatterie pro Jahr:

- **Unterer Bereich:**

$6,78 \text{ Mrd. €} + 0,22 \text{ Mrd. €} + 2,88 \text{ Mrd. €} + 1,14 \text{ Mrd. €} + 1,2 \text{ Mrd. €} + 0,8 \text{ Mrd. €} = 13,02 \text{ Mrd. €}$

- **Oberer Bereich:**

$6,78 \text{ Mrd. €} + 1,82 \text{ Mrd. €} + 2,88 \text{ Mrd. €} + 1,59 \text{ Mrd. €} + 2,5 \text{ Mrd. €} + 1,4 \text{ Mrd. €} = 16,97 \text{ Mrd. €}$

13.8 Abschätzung eines möglichen preisdämpfenden Effekts der Nutzung von SP2H auf den Gasgroßhandelspreis in Deutschland

Auswirkungen auf die Preisbildung für Erdgas in Nord-Westeuropa & Deutschland: Maßgeblich für die Preisbildung für den Großhandelspreis für Erdgas in

Nordwesteuropa (NWE) ist – neben der Basisversorgung durch langfristige Pipeline-gasbezugsverträge auch der Bezug von LNG aus dem Weltmarkt. Der globale Weltmarktpreis für LNG ist stark fluktuierend und lag historisch strukturell deutlich über nordeuropäischem Pipeline-gas. Je höher der Erdgasbedarf in Deutschland ist und je mehr Nordwesteuropa (insbesondere Deutschland als mit Abstand größter Gas-importeur) in Folge auf LNG-Importe angewiesen ist, desto stärker haben die LNG-Preise Einfluss auf die NWE- Großhandelspreise. Auch daher muss es im Interesse D sein, den inländischen Erdgasverbrauch zu reduzieren. Der größte Verbraucher von Erdgas in D ist die Prozessindustrie. Eine teilweise Substitution durch PtoH steuert einen weiteren Verbrauchsrückgang bei (neben den o.g. Verbrauchsrückgängen in den Sektoren Gebäudewärme, Niedertemperatur-gewinnung in der Prozess Industrie (s.o) und erwartet auch in der Stromerzeugung.

Auswirkungen auf den Stromgroßhandelspreis in Deutschland: Auch in den Jahren vor Erreichen von Klimaneutralität in D bleibt bei einer gewissen Zahl von Jahresstunden der Einsatz von Erdgas in Gaskraftwerke (als Back-up für volatilen EE-Einsatz) im Rahmen der Merit-Order preissetzend für den Stromgroßhandelspreis in Deutschland. Geht der NWE-Erdgas-preis zurück, hat das damit auch positive Auswirkungen auf die Grenzkosten der Stromerzeugung in den Stunden, in denen erdgas-betriebene Gaskraftwerke preissetzend sind. Beim Vergleich der volkswirtschaftlichen Einsparungen wird auf das aktuelle Zieljahr von Klimaneutralität 2045 abgestellt, in dem voraussichtlich kein Erdgas mehr zum Einsatz kommen soll. Somit kann es im Jahr 2045 keine volkswirtschaftlichen Einsparungen im Vergleich zu den GES- Stromsystemkosten mehr geben.

13.9 Zusammenfassung der Annahmen

13.9.1 Grundannahmen zu industrieller Prozesswärme und Wärmebatterie-Potenzial

Themenblock	Kennzahl / Annahme	Wert / Bandbreite
Industrielle Prozesswärme	Industrieller Prozesswärmebedarf Deutschland	543 TWh/a
Industrielle Prozesswärme	Fossil gedeckter Prozesswärmebedarf	ca. 394 TWh/a
Wärmebatterie-Potenzial	Brutto-Potenzial ZINQ/DBU	115 TWh/a
Wärmebatterie-Potenzial	Elektrische Aufnahmeleistung bei Brutto-Potenzial	bis 40 GW
Wärmebatterie-Potenzial	Konservativ bereinigtes technisches Potenzial	ca. 85–95 TWh/a

Wärmebatterie-Potenzial	Planungsgröße der Szenario-analyse	80 TWh/a
Branchenbereinigung	Abzug Raffinerien / Kokerei / Mineralölverarbeitung	100 % von 10,1 % = –11,6 TWh/a
Branchenbereinigung	Abzug chemische Industrie	50 % von 20,9 % = –12,0 TWh/a
Ergebnisgröße	Realistisch adressierbares Potenzial industrieller Wärmebatterien	70–90 TWh/a

Tabelle 15: Grundannahmen zu industrieller Prozesswärme und Wärmebatterie-Potenzial

13.9.2 Energiepreise, Netzentgelte, Umlagen und technische Wirkungsgrade

Themenblock	Kennzahl / Annahme	Wert / Bandbreite
Brennstoffpreis	Industrie-Gaspreis	40 €/MWh
Netzentgelte	Variables Netzentgelt	10,42 €/MWh
Umlagen / Abgaben	Umlagen, Abgaben, Stromsteuer, Konzessionsabgabe	16,60 €/MWh
Stromkosten	Gesamtbelastung ohne Netzentgeltbefreiung	27,02 €/MWh
Stromkosten	Gesamtbelastung mit Netzentgeltbefreiung	16,60 €/MWh
CO₂	Spezifischer Emissionsfaktor Erdgas	0,202 t CO ₂ /MWh
CO₂	CO ₂ -Preis 2030	100 €/t CO ₂
CO₂	CO ₂ -Preis 2037	130 €/t CO ₂
CO₂	CO ₂ -Preis 2045	180 €/t CO ₂

Tabelle 16: Energiepreise, Netzentgelte, Umlagen und technische Wirkungsgrade

13.9.3 Alternative Systeminfrastruktur ohne industrielle Wärmebatterien

Themenblock	Kennzahl / Annahme	Wert / Bandbreite
Batteriegroßspeicher	Bedarf 2030	32 GWh
Batteriegroßspeicher	Bedarf 2037	72 GWh

WÄRMEBATTERIE

Batteriegroßspeicher	Bedarf 2045	104 GWh
Batteriegroßspeicher	Speicherdauer	4 h
Batteriegroßspeicher	Investitionskosten 2045	350 €/kWh
Elektrolyseure	Bedarf 2030	3 GW
Elektrolyseure	Bedarf 2037	8 GW
Elektrolyseure	Bedarf 2045	12 GW
Elektrolyseure	Investitionskosten	1.760 €/kW
H₂-ready-Gaskraftwerke	Bedarf 2030	4 GW
H₂-ready-Gaskraftwerke	Bedarf 2037	10 GW
H₂-ready-Gaskraftwerke	Bedarf 2045	15 GW
H₂-ready-Gaskraftwerke	Investitionskosten	1.200 €/kW
Alternative Infrastruktur	Zusatzinvestitionen 2030	25,32 Mrd. €
Alternative Infrastruktur	Zusatzinvestitionen 2037	57,32 Mrd. €
Alternative Infrastruktur	Zusatzinvestitionen 2045	75,52 Mrd. €
Kapitalrechnung	Durchschn. Abschreibungsdauer	22,4 Jahre
Kapitalrechnung	Kalkulatorischer WACC nach Steuern (gemäß §10 a ARegV)	5,126 % p.a.
Kapitalrechnung	Gewichtete durchschnittliche Betriebskosten in % der Neuinvestitionen (75,5 Mrd.€)	1,97% p.a.

Tabelle 17: Alternative Systeminfrastruktur ohne industrielle Wärmebatterien

13.9.4 Redispatch-, Netz- und Systemkostenannahmen

Themenblock	Kennzahl / Annahme	Wert / Bandbreite
-------------	--------------------	-------------------

Redispatch-Kosten	Gesamtkosten Netzengpassmanagement 2025	ca. 3,1 Mrd. €
Redispatch-Kosten	Erwartete Redispatch-Kosten 2037	ca. 2,0–4,5 Mrd. €/a
Redispatch-Kosten	Erwartete Redispatch-Kosten 2045	ca. 1,0–6,0+ Mrd. €/a
Redispatch-Kosten	Erwartungswert spezifische Redispatch-Kosten	135 €/MWh
Redispatch-Wirkung	Wirksamkeitsfaktor untere Bandbreite Szenario 3	ca. 72 %
Must-Run-Kraftwerke	Vermiedene Kosten 2045 in Szenario 3	1,20–2,50 Mrd. €/a
Gasmarkt-Dämpfung	Vermiedene Kosten 2045 in Szenario 3	0,80–1,40 Mrd. €/a
Alternative Flexibilitäten	Ersparnis Flexibilitäten 2045 in Szenario 3	6,78 Mrd. €/a
Übertragungs-netz-Redispatch	Ersparnis 2045 in Szenario 3	1,14–1,59 Mrd. €/a
Stromsystemkosten	Vergleichswert Gesamt-Stromsystemkosten 2045	305 Mrd. €/a
Stromsystemkosten	Vergleichbare strukturelle Ersparnis 2045	12,5 Mrd. €/a
Stromsystemkosten	Relative Senkung der Gesamt-Stromsystemkosten 2045	4 % p.a.

Tabelle 18: Redispatch-, Netz- und Systemkostenannahmen

13.9.5 Annahmen zur Cashflow-Rechnung in Szenario 2

Parameter	Wert
Elektrische Anschlussleistung	6,0 MW
Vollbenutzungsstunden	variabel
Leistungspreis	variabel
Mittlerer Börsenstrompreis in Einsatzstunden	variabel
Variable Netzentgelte, Umlagen, Abgaben	27,02 €/MWh
Industrie-Gaspreis	40,00 €/MWh
CO ₂ -Preis	180,00 €/t CO ₂

WÄRMEBATTERIE

Emissionsfaktor Erdgas	0,202 t CO ₂ /MWh
Wirkungsgrad Gas	90,0%
Wirkungsgrad Strom zu Wärme	98,0%
Investitionssumme Wärmebatterie	2.350.000 €
Kalkulationszins	6,0% p.a.
Nutzungsdauer	20 Jahre
Fixe O&M-Kosten	2,0% CAPEX/a

Tabelle 19: Annahmen zur Cashflow-Rechnung in Szenario 2

Vollbenutzungsstunden, Leistungspreis und der mittlerer Börsenstrompreis während der Einsatzstunden werden im Rahmen der hier durchgeführten Sensitivitätsanalyse variiert.

13.9.6 Annahmen zu Erdgassubstitution, CO₂-Minderung und kumulierten Effekten

Themenblock	Kennzahl / Annahme	Wert / Bandbreite
Investitionsbedarf	Investitionsbedarf Wärmebatterien	11–13 Mrd. €
Erdgas	Erdgassubstitution 2045 in Szenario 1	12–15 TWh/a
Erdgas	Kumulierte Erdgassubstitution 2030–2045 in Szenario 1	105 TWh
Erdgas	Erdgassubstitution 2045 in Szenario 3	80 TWh/a
Erdgas	Kumulierte Erdgassubstitution 2030–2045 in Szenario 3	615 TWh
CO₂	Vermiedene CO ₂ -Emissionen 2045 in Szenario 1	2,4–3,0 Mio. t CO ₂ /a
CO₂	Kumulierte CO ₂ -Minderung 2030–2045 in Szenario 1	21 Mio. t CO ₂
CO₂	Vermiedene CO ₂ -Emissionen 2045 in Szenario 3	ca. 16 Mio. t CO ₂ /a
CO₂	Kumulierte CO ₂ -Minderung 2030–2045 in Szenario 3	ca. 123 Mio. t CO ₂

Tabelle 20: Annahmen zu Erdgassubstitution, CO₂-Minderung und kumulierten Effekten

14 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Stufen der Potenzialbewertung	16
--	----

Tabelle 2: Prozesswärmebedarf bei unterschiedlichen Kriterien.....	18
Tabelle 3: Abschätzungen für Stromüberschüsse der Stromnetze	18
Tabelle 4: Systemische Wirkung von Wärmebatterien.....	21
Tabelle 5: Angenommene nutzbare Strommengen.....	22
Tabelle 6: Vollbenutzungsstunden in Abhängigkeit der Betriebsweise.....	26
Tabelle 7: Investitionen von Komponenten zur Netzstabilisierung, die spezifischen Investitionskosten sind der GES-Studie entnommen (U. Begemann, Ch. v. Branconi, Th. Frewer, Mai 2026).....	27
Tabelle 8: Charakteristika der Szenarien abgeleitet aus (ZINQ: DBU-Hauptbericht, Januar 2025)	32
Tabelle 9: Jährliche Ersparnisse bei Nutzung des heutigen § 13kEnWG	33
Tabelle 10: Jährliche Ersparnisse bei systemdienlicher und betriebswirtschaftlich optimierter Nutzung ohne Netzentgelte.....	35
Tabelle 11: Maximale ökologische Bilanz der Szenarien	36
Tabelle 12: Funktionaler Vergleich von Wärmebatterien und Elektrolyseuren	42
Tabelle 13: Zusammensetzung und Höhe der Redispatch-Kosten (in Mrd. Euro) (Tagesspiegel Background, Juni 2026), (RGC News, April 2026), (BWE, April 2026), (BNetzA SMARD, März 2026), (BWE: Windindustrie in Deutschland, März 2026), (BNetzA, 2025), (IHK Regensburg, Dezember 2025).....	55
Tabelle 14: Herleitung des zugrundeliegenden Potenzials für industrielle Wärmebatterien	57
Tabelle 15: Grundannahmen zu industrieller Prozesswärme und Wärmebatterie-Potenzial.....	66
Tabelle 16: Energiepreise, Netzentgelte, Umlagen und technische Wirkungsgrade.	66
Tabelle 17: Alternative Systeminfrastruktur ohne industrielle Wärmebatterien	67
Tabelle 18: Redispatch-, Netz- und Systemkostenannahmen	68
Tabelle 19: Annahmen zur Cashflow-Rechnung in Szenario 2	69
Tabelle 20: Annahmen zu Erdgassubstitution, CO ₂ -Minderung und kumulierten Effekten	69

15 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Prozesswärme-Einsatzgebiet: Zinkbad einer Verzinkerei, Quelle: Fa. ZINQ	9
Abbildung 2: Entwicklung der Netzkosten (BNetzA, Mai 2026)	10
Abbildung 3: Hochtemperaturwärmespeicher eines Kraftwerks, Foto Fraunhofer UMSICHT	13
Abbildung 4: Verbleibende Erneuerbaren-Abregelung im ÜNB-Zielnetz für das Szenario B (einschließlich aller von den ÜNB im NEP vorgeschlagenen Maßnahmen) (BNetzA, Mai 2026)	19
Abbildung 5: Cashflow-Null-Linien einer Wärmebatterie in der Feuerverzinkungsindustrie.....	33



WWW.GLOBAL-ENERGY-SOLUTIONS.ORG