



§ 13K ENWG

„NUTZEN STATT ABREGELN“

UMSETZUNGSKONZEPT DER
ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER GEMÄß
§ 13K ABS. 6 S. 2 ENWG

Stand: 01.04.2026

Versionsverlauf

Version	Datum	Bemerkung
1.0	01.04.2024	Initiale Version zur Vorlage bei der Bundesnetzagentur
1.1	01.01.2025	Anpassung SNK-Kompensation Redaktionelle Anpassungen
2.0	01.04.2026	Einarbeitung des Ausschreibungsdesigns und Anpassung des Vergütungsrahmens unter Berücksichtigung der Erkenntnisse aus der Erprobungsphase Update der Entlastungsregionen Redaktionelle Anpassungen

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	4
1.1	Einordnung und Gültigkeit des ÜNB-Konzeptes.....	5
1.2	Stakeholdereinbindung und Branchendialog.....	5
2	Begriffsbestimmungen.....	8
3	Entlastungsregionen (§ 13k Abs. 6 S. 2 Nr. 1 EnWG).....	10
3.1	Begründung für die Ausweisung der Entlastungsregionen	10
3.2	Historische Daten zu Reduzierungen von EE-Anlagen in den Entlastungsregionen	12
3.3	Geographische Ausweisung der Entlastungsregionen	15
4	Beschaffung des notwendigen bilanziellen Ausgleichs (§ 13k Abs. 6 S. 2 Nr. 2 EnWG).....	19
5	Anforderungen an das Verfahren zur Registrierung der Entlastungsanlagen (§ 13k Abs. 6 S. 2 Nr. 3 EnWG).....	20
5.1	Prüfung der Anforderungen an den berechtigten Teilnehmer.....	21
5.2	Prüfung der Anforderungen an die Entlastungsanlage.....	22
5.3	Prüfung der besonderen Anforderungen an Kleinentlastungsanlagen.....	25
5.4	Prüfung der besonderen Anforderungen an Eigenverbrauchsentlastungsanlagen	26
5.5	Zeitlicher Ablauf.....	27
5.6	Entzug der Präqualifikation und Hinweis zum Rahmenvertrag.....	27
6	Ausschreibungsbedingungen (§ 13k Abs. 6 S. 2 Nr. 4 EnWG)	28

6.1	Annahmen	29
6.2	Eckpunkte des Ausschreibungsdesigns.....	30
6.3	Vergütungsrahmen	34
7	Prognose der Abregelungsstrommengen (§ 13k Abs. 6 S. 2 Nr. 5 EnWG)	47
7.1	Grundlage für die Bestimmung der Abregelungsstrommenge (Prognosen, Methode)	47
7.2	Bestimmung der Höhe der Abregelungsstrommenge.....	48
7.3	Sicherheitsabschlag.....	48
8	Auslösekriterium (§ 13k Abs. 6 S. 2 Nr. 6 EnWG).....	49
9	Veröffentlichung (§ 13k Abs. 6 S. 2 Nr. 7 EnWG)	50
10	Weitere Voraussetzungen für Teilnehmer nach Absatz 4 (§ 13k Abs. 6 S. 2 Nr. 8 EnWG).....	51
11	Anhang: Berechnungsbeispiele	52

1 Einleitung

Am 10.11.2023 hat der Bundestag eine umfassende Reform des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) beschlossen. Im Rahmen dieser Novelle wurde der neue § 13k „Nutzen statt Abregeln“ in das EnWG eingeführt und ist am 29.12.2023 in Kraft getreten.

Ziel dieser neuen Systemdienstleistung ist die Nutzung von Strom aus Anlagen nach § 3 Nummer 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EE-Anlagen), der ansonsten aufgrund von Netzengpässen hätte abgeregelt werden müssen, in zusätzlich zuschaltbaren Lasten. Zu diesem Zweck bestimmen die Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung (ÜNB) frühestens zwei Tage (D-2) und spätestens zwei Stunden vor Handelsschluss der vortägigen Auktion am Spotmarkt einer Strombörse am Vortag (D-1) bis 10:00 Uhr für den Folgetag bzw. Liefertag (D) die stündlichen Strommengen aus EE-Anlagen, die voraussichtlich wegen strombedingter Engpässe im Übertragungsnetz reduziert werden müssten („Abregelungsstrommengen“). Das Gesetz sieht im Zielmodell vor, dass die ÜNB durch tägliche wettbewerbliche Ausschreibungen, die spätestens bis D-1 10:00 Uhr durchgeführt werden, welche der berechtigten Teilnehmer in welcher Höhe und zu welchem Zeitpunkt Abregelungsstrommengen am Tag D nutzen, bestimmen. Der Start der Regelung erfolgte zum 1. Oktober 2024 mit einer zweijährigen Erprobungsphase, in der die Zuteilung der Abregelungsstrommengen durch ein vereinfachtes pauschaliertes Zuteilungsverfahren (d.h. keine wettbewerbliche Ausschreibung) erfolgt ist. Ab dem 1. Oktober 2026 wechselt das Instrument in das sogenannte Zielmodell, in denen die Abregelungsstrommengen wettbewerblich ausgeschrieben und zugeteilt werden.

Die ÜNB haben dazu gemäß § 13k Abs. 6 S. 1 EnWG zum 1. April 2024 ein Umsetzungskonzept erstellt, welches der Regulierungsbehörde Bundesnetzagentur (BNetzA) vorgelegt wurde. Mit den Erfahrungen aus der Erprobungsphase ist dieses Umsetzungskonzept in der vorliegenden Version aktualisiert worden. Gem. § 13k Abs. 7 Satz 2 EnWG hat die BNetzA das Konzept dahingehend überprüft, ob es in seiner konkreten Ausgestaltung dazu geeignet ist, die Abregelung von Strom aus Anlagen nach § 3 Nummer 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes effektiv zu reduzieren und die Netz- und Systemsicherheit nicht zu beeinträchtigen. Zudem kann die Regulierungsbehörde gem. § 13k Abs. 7 Satz 1 EnWG durch Festlegung nach § 29 Absatz 1 Vorgaben zur Anerkennung der dem Betreiber von Übertragungsnetzen entstehenden Kosten machen. Die Refinanzierung der anfallenden Kosten wird regulatorisch mittels einer Festlegung zu verfahrensregulierten Kosten aufgrund einer freiwilligen Selbstverpflichtung (FSV) gemäß § 11 Abs. 2 ARegV (vgl. BK8-24-021-A) bzw. nach dem 31.12.2028 durch den neuen Regulierungsrahmen anderweitig durch die Bundesnetzagentur weiterhin sichergestellt.

Unter § 13k Abs. 6 S. 2 Nr. 1 – 8 EnWG werden Mindestvorgaben aufgeführt, die im Umsetzungskonzept der ÜNB enthalten sein müssen. Das Umsetzungskonzept wird in diesem Dokument beschrieben sowie, falls notwendig, weitere Hinweise dazu gegeben.

Nach Kapitel 2 (Begriffsbestimmungen) wird in Kapitel 3 bis 10 auf jeden einzelnen Aspekt der eben genannten gesetzlichen Vorgaben eingegangen. Die jeweiligen Kapitel werden mit dem relevanten Auszug des Gesetzestextes sowie der Gesetzestextbegründung¹ eingeleitet, gefolgt von den Ausarbeitungen der ÜNB. In Kapitel 11 finden sich ergänzende Beispielrechnungen zur Konkretisierung einzelner Inhalte des Vergütungsrahmens.

1.1 Einordnung und Gültigkeit des ÜNB-Konzeptes

Das vorliegende Umsetzungskonzept baut auf den Erkenntnissen der Erprobungsphase auf, die planmäßig am 01.10.2024 startete und bis zum 30.09.2026 laufen soll. Mögliche weitere Regelungsgegenstände, die nach dem 01.10.2026 umgesetzt werden, sind unter dem Vorbehalt der Evaluation und weiteren Anpassungen auf Basis der Erfahrungen innerhalb der Maßnahmen zu verstehen.

1.2 Stakeholdereinbindung und Branchendialog

Das vorliegende Umsetzungskonzept ist unter bestmöglicher Einbindung und Mitwirkung der relevanten Stakeholder erstellt worden. Die ÜNB haben sich bei der Erstellung des Konzepts nicht auf die Minimalanforderungen des § 13k EnWG zurückgezogen, sondern sind aktiv auf die Branche zugegangen, um relevante Perspektiven zum Thema zu erfahren. Sie sind bei der Erstellung des Umsetzungskonzepts mit eingeflossen, um einen bestmöglichen Rahmen für eine erfolgreiche Umsetzung zu schaffen. Dabei galt es im vorgegeben gesetzlichen Rahmen den Erwartungen an das Konzept (weniger Abregelungen von EE-Anlagen durch Stärkung der Sektorenkopplung) gerecht zu werden.

In Abstimmung mit BNetzA und BMWi (ehemals BMWK) haben die ÜNB einen Branchendialog organisiert und durch mehrere Informationsveranstaltungen ab Januar 2024 ([Link zu veröffentlichten Unterlagen](#)) potentielle Interessenten/Teilnehmer diskriminierungsfrei über den geplanten Rahmen informiert und deren Anforderungen und Sichtweisen abgefragt. Zusätzlich haben die ÜNB über die Internetseite www.netztransparenz.de relevante Informationen mit potentiellen Interessenten/Teilnehmer geteilt.

Darüber hinaus haben die ÜNB potenzielle Teilnehmer befragt, um mögliche Pilotprojekte zu identifizieren, die in der Erprobungsphase teilnehmen könnten. Weiterhin wurden bilaterale Austauschtermine mit Interessenten für eine mögliche Teilnahme organisiert.

Relevante Verbände wurden direkt angesprochen und eingebunden. Durch ÜNB-Vorträge bei verbandsinternen Informationsveranstaltungen und Gremiensitzungen wurden die Konzeptionsüberlegungen zudem mit weiteren Experten der Energiewirtschaft diskutiert und der Bitte zur Meldung von potentiellen „Pilotprojekten“ vorgetragen.

¹ Deutscher Bundestag Drucksache 20/9187: <https://dserver.bundestag.de/btd/20/091/2009187.pdf>, S. 24ff., abgerufen am 19.02.2026

Für eine gute netzebenenübergreifende Abstimmung der Umsetzung wurden Verteilnetzbetreiber (VNB) intensiv in die Konzeption eingebunden. Die Einbindung wurde wie folgt organisiert:

- VNB-Informationsveranstaltungen: Die ÜNB haben VNB-Informationsveranstaltungen am 23.01.2024 ([Link zu veröffentlichten Unterlagen](#)) und 07.03.2024 durchgeführt und die Betroffenheit in den jeweiligen Regelzonen abgefragt.
- Darauf aufbauend Organisation von bilateralen Austauschen mit betroffenen VNB in den Regelzonen.
- Berücksichtigung von Diskussionsaspekten in der ÜNB-Konzepterstellung u.a.:
 - Abstimmung zum Zuschnitt von ÜNB-Entlastungsregionen
 - Diskussion einer Anschlussnetzbetreiber-Bestätigung im Rahmen des Registrierungsverfahrens (Veto-Recht) zur Wahrung der Betriebshoheit des Anschlussnetzbetreibers
 - Operative Prozesseinbindung, Datenaustausch und Information zu Zuteilungsvolumen an Entlastungsanlagen im Verteilnetz
 - Vereinfachtes Vorgehen bei der Umsetzung des EE-Eigenverbrauchs-konzept: ÜNB und VNB haben für die mögliche Anwendung des EE-Eigenverbrauchs-konzeptes von EE-Erzeugungsanlagen mit direkt angeschlossenen Entlastungsanlagen gem. § 13k Abs. 4 EnWG ein vereinfachtes Vorgehen für die Erprobungsphase besprochen.
- Information im Rahmen der Netzbetreiberkooperation Connect+ zu § 13k EnWG und dem ÜNB-Umsetzungsprojekt

Die Abstimmung der ÜNB mit den VNB Ende 2025 zur weiteren Ausgestaltung des Umsetzungskonzeptes hat ergeben, dass die VNB absehbar keinen eigenständigen Anwendungsfall für „Nutzen statt Abregeln“ und Ausweisung von VNB-Entlastungsregionen gem. §13k Abs. 8 EnWG sehen. Für einen möglichen zukünftigen VNB-Anwendungsfall, wäre eine Anlage zu diesem Umsetzungskonzept für eine koordinierte Anwendung zwischen den ÜNB und VNB zu erstellen und mit der BNetzA abzustimmen. Hierzu ist ein Vorlauf von mindestens 6 Monaten vorzusehen.

Ein weiterer Austausch mit betroffenen VNB und weiteren Stakeholdern ist auch in Zukunft vorgesehen.

In Abstimmung mit BNetzA und BMWF haben die ÜNB zu einer Online-Informationsveranstaltung bezüglich des Zielmodells am 22.01.2026 eingeladen. Im Rahmen der Veranstaltung haben die ÜNB über die gewonnenen Erfahrungen aus der Erprobungsphase (seit Oktober 2024) berichtet und den aktuellen Stand der Eckpunkte für das Konzept des Zielmodells und die damit verbundenen operativen Prozesse ab Oktober 2026 vorgestellt. Hinweise von Marktteilnehmern, potentiellen Interessenten und Verbänden sind in

der Ausgestaltung bestmöglich berücksichtigt worden, die in unterschiedlichen Branchenveranstaltungen und Austauschterminen vorgetragen wurden. Zudem wurden die Beteiligten von den ÜNB aufgefordert ihre Interessen mit einzubringen.

2 Begriffsbestimmungen

Begriff	Beschreibung / Erläuterung
Abregelungsstrommengen	Prognosestrommengen nach § 13k Abs. 2 Satz 1 EnWG, EE-Strommengen, welche voraussichtlich wegen strombedingter Engpässe im Übertragungsnetz reduziert werden müssten.
Berechtigte Teilnehmer	Teilnehmer nach § 13k Abs. 3 Satz 1 EnWG
Day-Ahead Auktionspreis (DA-Preis)	Stündlicher Spotmarktpreis einer Strombörse gemäß § 3 Nr. 42a EEG
Delta	Durchschnittliche Differenz aus spezifischen Kosten für positiven Redispatch und DA-Preis je MWh
Eigenverbrauchsentsorgungsanlage	Eine Entlastungsanlage, die die Regelung nach § 13k Abs. 4 EnWG in Anspruch nimmt
Einsatzverantwortlicher (EIV)	Einsatzverantwortlicher im Sinne des Rollenmodells für die Marktkommunikation im deutschen Energiemarkt
Erneuerbare-Energien Anlage (EE-Anlage)	Anlage nach § 3 Nr. 1 EEG
Entlastungsanlage	Anlage nach § 13k Abs. 3 Satz 1 EnWG
Entlastungsgruppe	Aggregation von Kleinentlastungsanlagen in einer Entlastungsregion
Entlastungsregion	Geographisch eindeutig abgegrenzte Gebiete nach § 13k Abs. 6 Satz 2 Nr. 1 EnWG
Finanzielle Erstattung	Die Erstattung, welche von den ÜNB an den berechtigten Teilnehmer für jede zugeteilte und verbrauchte Strommenge ausgezahlt wird.
Gebotspreis	Individueller Gebotspreis der von jedem Teilnehmer für eine Entlastungsanlage/-gruppe entsprechend des vorgegebenen Vorlaufes abgegeben wird. Dieser darf den Mindestpreis nicht unterschreiten.
Kleinentlastungsanlage	Entlastungsanlage mit einer installierten elektrischen Nennleistung < 100 kW
Mehrkosten (MK)	Mehrkosten der Redispatchmaßnahmen im Vergleich mit der Beschaffung der Hochfahrleistung am Vortag im Spotmarkt

Mindestpreis (MP)	Der Mindestpreis ist eine ÜNB-Vorgabe. Der Gebotspreis des Teilnehmers darf diesen nicht unterschreiten.
Preisobergrenze	Begrenzung des Referenzpreises bzw. Einkaufspreises
Referenzpreis	Referenzpreis, welcher mithilfe des Gebotspreises die finanzielle Erstattung für den Teilnehmer bemisst
Stromnebenkosten (SNK)	Entlastungsanlagenspezifische Kostenbestandteile, in variable, d.h. arbeitsabhängige, und fixe, d.h. leistungsabhängige, Kostenbestandteile aufgeteilt: Variable SNK (EUR/MWh) beinhalten insbesondere: • NNE-Arbeitskomponente • KWKG-Umlage • Offshore Netzumlage • § 19 Abs. 2 StromNEV • Konzessionsabgabe • Stromsteuer Fixe SNK (EUR/MW/Jahr oder EUR/MW/Monat) beinhalten: • NNE-Leistungskomponente Weitere Kostenbestandteile (insb. weitere Steuern) werden im Rahmen des Umsetzungskonzepts nicht betrachtet.
Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)	Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung im Sinne des § 3 Nr. 10a EnWG. Wenn im weiteren Dokument „der/den ÜNB“ erwähnt ist, bezieht sich die Aussage auf den ÜNB, in dessen Netzgebiet/Regelzone die Entlastungsanlage oder Kleinentlastungsanlage angeschlossen ist, für die die Registrierung beantragt wird.
Verfügbarkeit	Von den Teilnehmern vorab gemeldetes Stromverbrauchspotential für den Folgetag.
Zielmodell	Das Zielmodell beschreibt den umzusetzenden Rahmen ab 01.10.2026 und basiert auf den Erfahrungen der Erprobungsphase.

3 Entlastungsregionen (§ 13k Abs. 6 S. 2 Nr. 1 EnWG)

Auszug Gesetzestext:

„die Bestimmung einer oder mehrerer geographisch eindeutig abgegrenzter Gebiete als Entlastungsregionen, in der oder in denen die Entlastungsanlagen angeschlossen sein müssen, mit einer Begründung, inwiefern durch die gewählte Gebietsdefinition die Reduzierung der Wirkleistungserzeugung von Anlagen nach § 3 Nummer 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes effektiv verringert werden kann“ (§ 13k Abs. 6 S. 2 Nr. 1 EnWG)

Auszug Gesetzestextbegründung:

„Zu den wesentlichen Ausgestaltungselementen zählt gemäß Nummer 1 die von den Übertragungsnetzbetreibern festzulegende Region, in der die Entlastungsanlagen angesiedelt sein müssen, um eine engpassentlastende Wirkung zu erzielen und eine Abregelung von erneuerbaren Energien zu vermeiden.“

Das Umsetzungskonzept der ÜNB soll Entlastungsregionen und eine Begründung für den Zuschnitt enthalten. § 13k Abs. 6 Satz 2 Nr. 1 EnWG legt *„die Bestimmung einer oder mehrerer geographisch eindeutig abgegrenzter Gebiete als Entlastungsregionen, in der oder in denen die Entlastungsanlagen angeschlossen sein müssen, mit einer Begründung, inwiefern durch die gewählte Gebietsdefinition die Reduzierung der Wirkleistungserzeugung von Anlagen nach § 3 Nummer 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes effektiv verringert werden kann“* fest.

Die Ausweisung von Entlastungsregionen erfolgte erstmalig für den Start der Erprobungsphase zum 1. Oktober 2024. Diese Entlastungsregionen wurden für die Zielphase entsprechend der Rahmenbedingungen überprüft und aktualisiert. Beispielsweise aufgrund von Änderungen in der (erwarteten) Netztopologie kann es zu Anpassungen in Zuschnitt und Anzahl der Entlastungsregionen kommen. Für den Fall, dass Anpassungen notwendig werden, werden diese mit einer Vorlaufzeit von 6 Monaten vorab kommuniziert.

3.1 Begründung für die Ausweisung der Entlastungsregionen

In den Entlastungsregionen sollen zusätzliche Lasten die Reduzierung der Wirkleistungserzeugung von Anlagen nach § 3 Nummer 1 des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes verringern.

Die Gewährleistung der Wirkweise einer zusätzlichen Last in den Entlastungsregionen auf die Vermeidung der Reduzierung der Wirkleistungserzeugung wurde in einem dreistufigen Prozess validiert:

- Herleitung von Regionen aus historischen Daten der Abregelung von EE-Anlagen.
- Erfahrungswerte aus operativen ÜNB-Prozessen und Analysen in diesen.

- Berücksichtigung von Netzplanungsaspekten (insb. ÜNB-Netzausbau und EE-Anlagenzubau).

In den nachfolgenden Unterkapiteln werden die historischen Daten der Abregelung von EE-Anlagen für die bereits bestehenden DENA-Regionen² gesondert und vertieft betrachtet.

Erfahrungswerte aus operativen ÜNB-Prozessen

Es bestehen Engpässe zwischen den DENA-Regionen als auch innerhalb der DENA-Regionen.

Die DENA-Regionen bzw. die darin enthaltenen Landkreise wurden mit deren netztechnischen Wirksamkeit auf Engpässe analysiert und bewertet, um bei der Ausweisung von Engpassentlastungsregionen engpassverstärkende Effekte auszuschließen. Der Bewertungsmaßstab wurde wie folgt zugrunde gelegt:

- Keine engpassverstärkende Effekte innerhalb der ausgewiesenen Entlastungsregion
- Landkreise haben eine ähnliche Wirkung und können zu einer einzigen Entlastungsregion zusammengefasst werden.
- Die ÜNB-Analysen zur Ausweisung der Entlastungsregionen wurden mit betroffenen Verteilnetzbetreibern abgestimmt.

Berücksichtigung von Netzplanungsaspekten (insb. ÜNB-Netzausbau und EE-Anlagenzubau)

Die Reduzierung der Wirkleistungserzeugung ist eines der kurzfristigen Instrumente der Netzbetreiber, um einen sicheren Betrieb der Netze zu gewährleisten. Langfristig beeinflussbar ist die Höhe der tatsächlichen Wirkleistungsreduzierung und damit das Potential der Unterstützung zusätzlicher Lasten im Rahmen des Instruments nach § 13k EnWG durch Netzausbau oder Netzverstärkung und dem Zusammenspiel aus Erzeugung und Verbrauch.

Mit dem Ziel möglichst konsistente, mittelfristig stabile, Entlastungsregionen auszuweisen und damit Investitionssicherheit erhöhen zu können, wurden die Abregelungsergebnisse aus den Szenarien der Bedarfsanalyse und Langfristanalyse für die Betrachtungsjahre 2028 und 2045 ergänzend zu den historischen Mengen in den Entlastungsregionen herangezogen. Es zeigt sich ein konsistentes Ergebnis, sodass die vorgeschlagenen Entlastungsregionen im Wesentlichen bestätigt werden konnten.

Jedoch zeigt sich insbesondere durch den fortschreitenden Netzausbau mittelfristig eine Verschiebung der Abregelungen vom nordwestlichen Niedersachsen hin zu Schleswig-

² Erstmals aufgeführt in der DENA Netzstudie II: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9106_Studie_dena-Netzstudie_II_deutsch.PDF, S. 314, abgerufen am 19.02.26

Holstein über Hamburg nach Mecklenburg-Vorpommern bis Nord Sachsen-Anhalt und Nord Brandenburg, allerdings ohne grundlegende Infragestellung der zum jetzigen Zeitpunkt vorgeschlagenen Entlastungsregionen.

Darüber hinaus konnte auf Basis der Szenarien der Bedarfs- und Langfristanalyse der Einsatz zusätzlicher Lasten und deren Wirkweise auf die relevanten Engpässe validiert werden.

3.2 Historische Daten zu Reduzierungen von EE-Anlagen in den Entlastungsregionen

Für eine Ausweisung von 13k Entlastungsregionen wurden die historischen EE-Abregelungsvolumina untersucht und Regionen mit erhöhtem Abregelungsbedarf identifiziert.

Im Weiteren folgen historische Daten der Reduzierung von EE-Anlagen in den Regelzonen in denen Entlastungsregionen ausgewiesen werden. Die untenstehenden historischen Daten stammen aus den von den ÜNB angeforderten EE-Abregelungen. Für die Abregelungen in den unterlagerten Verteilnetzen wurden zur Ableitung der Abregelungsvolumina teilweise Faktoren genutzt.

Disclaimer/Hinweis

Die im Zuge der Ausweisung der Entlastungsregionen gemachten Analysen und Ergebnisse unterliegen verschiedenen Unsicherheiten, Prognosen und Annahmen. Aus diesem Grund können sie in dieser Form nicht direkt auf die Zukunft angewendet werden. Dies gilt besonders für die historischen Abregelungsstrommengen:

- Künftige 13k-Aktivierungsvolumina sind prognosebasiert und werden von den tatsächlichen EE-Abregelungsbedarfen abweichen (Prognosequalität, Sicherheitsabschläge)
- Historische Werte gelten nicht für die Zukunft (künftige Abregelung sind u.a. abhängig vom Wetter, EE- und Netzausbau)

3.2.1 Analyse in der Regelzone 50Hertz

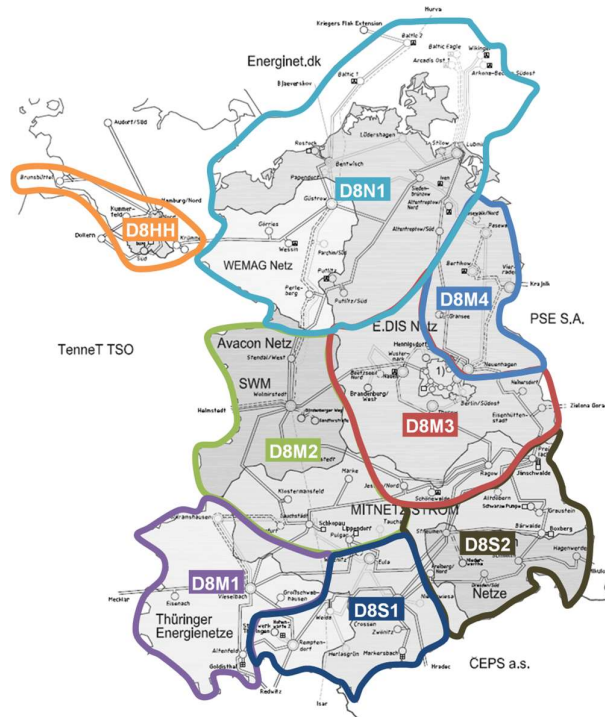


Abbildung 1 Darstellung der DENA-Regionen der 50Hertz Regelzone

In Hamburg (D8HH) gibt es keine historische EE-Abregelung.

Wesentliche EE-Abregelungsmengen und -stunden in 3 DENA-Regionen:

- D8N1: ca. Mecklenburg-Vorpommern + Offshore
- D8M2: ca. Sachsen-Anhalt
- D8M4: Nord-Ost Brandenburg

DENA-Region	EE-Abregelungsstunden			
	2022	2023	2024	2025
D8M4	1327	1622	1528	1582
D8N1	968	1514	1481	1586
D8M3	417	1152	636	581
D8M2	605	564	825	725
D8S1	29	63	390	742
D8M1	185	346	101	34
D8S2	17	75	91	56

DENA-Region	EE-Abregelungsvolumen (GWh)			
	2022	2023	2024	2025
D8M4	386	265	214	223
D8N1	291	599	561	466
D8M3	193	485	342	245
D8M2	106	104	133	99
D8S1	3	4	60	110
D8M1	45	67	23	10
D8S2	4	19	20	14

3.2.2 Analyse in der Regelzone TenneT

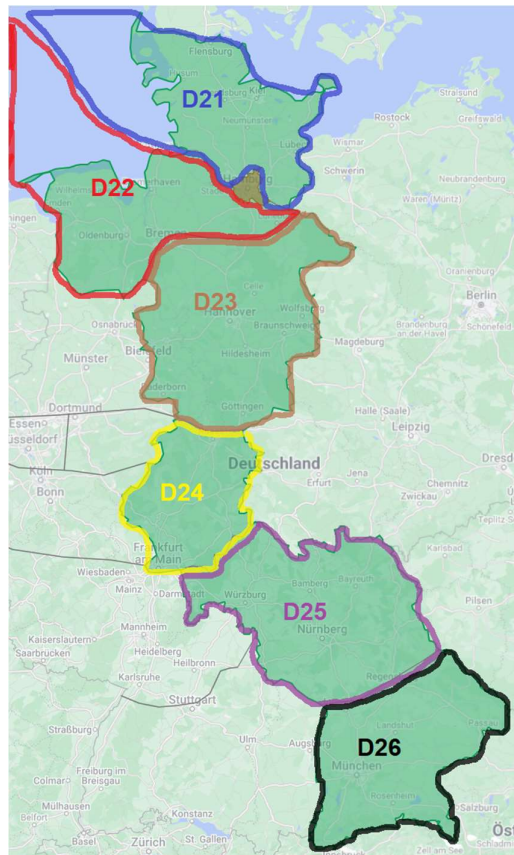


Abbildung 2 Darstellung der DENA-Regionen der TenneT Regelzone

Wesentliche EE-Abregelungsmengen in 2 DENA-Regionen:

- D21: Schleswig-Holstein + Offshore
- D22: Nord und Nordwest Niedersachsen und Bremen + Offshore

DENA-Region	EE-Abregelungsstunden			
	2022	2023	2024	2025
D21	1.783	3.176	2.651	2.729
D22	3.241	3.369	3.493	2.583
D23	612	992	787	1.027
D24	271	442	162	339
D25/D26	98	91	393	687

DENA-Region	EE-Abregelungsvolumen (GWh)			
	2022	2023	2024	2025
D21	839	3.951	2.923	2.254
D22	4.325	4.669	3.480	2.084
D23	493	982	334	272
D24	65	53	26	39
D25/D26	15	26	180	486

3.3 Geographische Ausweisung der Entlastungsregionen

Entsprechend §13k Abs. 6 Satz 2 Nr. 1 EnWG sollen die ÜNB „... *geographisch eindeutig abgegrenzter Gebiete als Entlastungsregionen* ...“ bestimmen. Zu diesem Zweck wurden geographische Gebiete auf Ebene von Landkreisen bestimmt und zu Entlastungsregionen zusammenfasst.

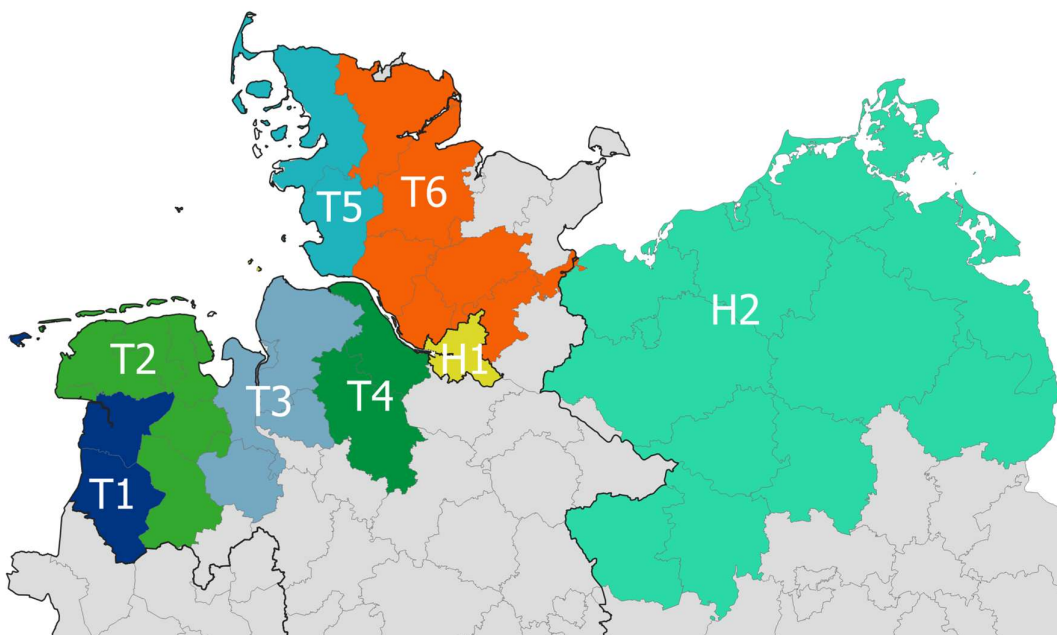


Abbildung 3: Darstellung von ÜNB-Entlastungsregionen für die Erprobungsphase

Die Entlastungsregionen bestehen aus folgenden kreisfreien Städten, Stadtkreisen, Kreisen und Landkreisen in den Regelzonen der ÜNB.

3.3.1 Entlastungsregionen in der Regelzone 50Hertz

In der Regelzone 50Hertz werden folgende Entlastungsregionen ausgewiesen.

Entlastungsregion	Landkreis/(kreisfreie) Stadt	Bundesland
H1	Hamburg	Hamburg
H2	Ostprignitz-Ruppin	Brandenburg
	Prignitz	Brandenburg
	Uckermark	Brandenburg
	Ludwigslust-Parchim	Mecklenburg-Vorpommern
	Mecklenburgische Seenplatte	Mecklenburg-Vorpommern
	Nordwestmecklenburg	Mecklenburg-Vorpommern
	Rostock (Stadt)	Mecklenburg-Vorpommern
	Rostock (Landkreis)	Mecklenburg-Vorpommern
	Schwerin	Mecklenburg-Vorpommern
	Vorpommern-Greifswald	Mecklenburg-Vorpommern
	Vorpommern-Rügen	Mecklenburg-Vorpommern
	Altmarkkreis Salzwedel	Sachsen-Anhalt
	Stendal	Sachsen-Anhalt

Im Stadtgebiet von Hamburg selbst existieren keine oder vernachlässigbare historische EE-Abregelungsmengen, da wenig EE-Redispatchspotenzial vorhanden ist. Zusätzliche Lasten in dieser Region werden jedoch strombedingte Redispatchbedarfe in anderen Regionen aufgrund von Netzengpässen südlich von Hamburg senken. Daher wird Hamburg als Entlastungsregion „H1“ ausgewiesen. Je nach Größe und Verortung der Lasten im Mittel-/ Niederspannungsnetz von Hamburg sind enge Abstimmungen mit betroffenen Verteilnetznetzbetreibern bzw. mit TenneT vorgesehen.

Die Entlastungsregion „H2“ begründet sich vor allem durch die historischen Abregelungsmengen sowie ihre netztechnische Wirkung auf relevante Nord-Süd-Engpässe im deutschen Höchstspannungsnetz. Innerhalb der Entlastungsregion H2 selbst werden zunächst keine engpassverstärkenden Effekte erwartet, somit können alle ausgewiesenen Landkreise zu einer großen Entlastungsregion zusammengefasst werden.

3.3.2 Entlastungsregionen in der Regelzone Amprion

Nach intensiver Analyse für die Regelzone Amprion wurde zunächst keine netzdienliche Ausweisung einer Entlastungsregion identifiziert. Die Analysen wurden in Rücksprache mit betroffenen VNB abgestimmt. Die Amprion wird daher zum 01.10.2026 keine Entlastungsregionen ausweisen. Im Zuge des 13k-Instruments wird stetig evaluiert ob die Notwendigkeit einer Ausweisung von Entlastungsregionen in der Regelzone Amprion gegeben ist. Mittelfristig wird nach derzeitigem Stand eine Ausweisung von Entlastungsregionen notwendig.

3.3.3 Entlastungsregionen in der Regelzone TenneT

In der Regelzone TenneT werden folgende Entlastungsregionen ausgewiesen.

Entlastungsregion	Landkreis/(kreisfreie) Stadt	Bundesland
T1	Emsland (TenneT) ³	Niedersachsen
	Leer	Niedersachsen
T2	Ammerland	Niedersachsen
	Aurich	Niedersachsen
	Cloppenburg	Niedersachsen
	Emden	Niedersachsen
	Friesland	Niedersachsen
	Oldenburg (Stadt)	Niedersachsen
	Wilhelmshaven	Niedersachsen
	Wittmund	Niedersachsen
T3	Bremerhaven	Bremen
	Cuxhaven	Niedersachsen
	Delmenhorst	Niedersachsen
	Oldenburg (Landkreis)	Niedersachsen
	Osterholz	Niedersachsen
	Wesermarsch	Niedersachsen
T4	Rotenburg (Wümme)	Niedersachsen
	Stade	Niedersachsen

³ Der Netzanschluss muss in der Regelzone TenneT vorliegen bzw. erfolgen.

T5	Dithmarschen	Schleswig-Holstein
	Nordfriesland	Schleswig-Holstein
T6	Neumünster	Schleswig-Holstein
	Lübeck	Schleswig-Holstein
	Pinneberg	Schleswig-Holstein
	Rendsburg-Eckernförde	Schleswig-Holstein
	Schleswig-Flensburg	Schleswig-Holstein
T6	Segeberg	Schleswig-Holstein
	Steinburg	Schleswig-Holstein
	Stormarn	Schleswig-Holstein

Die Entlastungsregionen der TenneT leiten sich stark aus den historischen Abregelungen ab. Diese berücksichtigen aktuelle Engpässe im Übertragungsnetz, besonders in Nord-Süd-Richtung aber auch im Norden der TenneT Regelzone selbst, sowie die Abregelungen an den Netzknoten im Übertragungsnetz. Diese Betrachtung wird um den zukünftigen Netzausbau bzw. den Zubau von EE-Anlagen ergänzt.

Bei der Ausweisung der Entlastungsregionen wurde besonders darauf geachtet, dass durch diese keine engpassverstärkenden Effekte innerhalb der Entlastungsregionen entstehen. Dies führt zu mehreren kleineren Entlastungsregionen in der TenneT Regelzone.

Teilweise wurden im Norden der TenneT Regelzone Gebiete nicht mit in die Entlastungsregionen aufgenommen. Dies liegt darin begründet, dass dort angesiedelte Lasten einen engpassverstärkenden Effekt hätten oder dort durch TenneT in der Vergangenheit keine Abregelungen vorgenommen wurden.

3.3.4 Entlastungsregionen in der Regelzone TransnetBW

Nach intensiver Analyse für die Regelzone TransnetBW wurde zunächst keine netzdienliche Ausweisung einer Entlastungsregion identifiziert. Die Analysen wurden in Rücksprache mit den VNB abgestimmt. Die TransnetBW wird daher zum 01.10.2026 keine Entlastungsregionen ausweisen. Im Zuge des 13k-Instruments wird stetig evaluiert, ob die Notwendigkeit einer Ausweisung von Entlastungsregionen in der Regelzone TransnetBW gegeben ist. Mittelfristig kann nach derzeitigem Stand eine Ausweisung von Entlastungsregionen notwendig werden.

3.3.5 Zusammenfassung von Entlastungsregionen

Zum Zweck der Prognose der Abregelungsstrommengen, der Ausweisung, Ausschreibung und Zuteilung dieser wird die Entlastungsregion H1 in der 50Hertz Regelzone und die Entlastungsregion T6 in der TenneT Regelzone zusammengefasst.

Dies bedeutet, es werden nicht zwei Entlastungsregionen dargestellt, sondern nur eine.

4 Beschaffung des notwendigen bilanziellen Ausgleichs (§ 13k Abs. 6 S. 2 Nr. 2 EnWG)

Auszug Gesetzestext:

„Angaben zur Beschaffung des notwendigen bilanziellen Ausgleichs für die zugeteilten Abregelungsstrommengen“ (§ 13k Abs. 6 S. 2 Nr. 2 EnWG)

Auszug Gesetzestextbegründung:

„Nummer 2 stellt sicher, dass ein für das jeweilige Zuteilungsverfahren geeigneter energetischer und bilanzieller Ausgleich für die verbrauchten Abregelungsstrommengen stattfindet. Der Beschaffungs- und Abrechnungsweg ist von den Übertragungsnetzbetreibern darzulegen.“

Das Umsetzungskonzept der Übertragungsnetzbetreiber soll die Beschaffung des bilanziellen Ausgleichs der zugeteilten Abregelungsstrommengen beschreiben. § 13 Abs. 6 Satz 2 Nr. 2 EnWG: *„Angaben zur Beschaffung des notwendigen bilanziellen Ausgleichs für die zugeteilten Abregelungsstrommengen“.*

Die Beschaffung des notwendigen bilanziellen Ausgleichs für die durch die ÜNB zugeteilten Abregelungsstrommengen erfolgt eigenständig durch den berechtigten Teilnehmer, der eine Zuteilung für eine ihm zugeordnete Entlastungsanlage erhalten hat.

Der berechtigte Teilnehmer kann zum Zweck der Durchführung einen Dritten damit beauftragen. Ergänzend dazu siehe Kapitel 5.2.5.

Der beschaffte bilanzielle Ausgleich muss der der Entlastungsanlage zugehörigen Marktllokation zugeordnet sein.

Die Verpflichtungen des Bilanzkreisverantwortlichen der betroffenen Entnahmestelle bleiben unberührt.

5 Anforderungen an das Verfahren zur Registrierung der Entlastungsanlagen (§ 13k Abs. 6 S. 2 Nr. 3 EnWG)

Auszug Gesetzestext:

„die Anforderungen an das Verfahren zur Registrierung der Entlastungsanlagen der berechtigten Teilnehmer bei dem entsprechenden Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung; dabei müssen die in den Entlastungsanlagen verbrauchten Abregelungsstrommengen über eine Entnahmestelle entnommen und bilanziert werden, über die kein Strom zur Deckung des Verbrauchs anderer Verbrauchsanlagen oder Stromspeicher entnommen wird; die Messung muss viertelstundenscharf erfolgen; die Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung können eine Mindestleistung für die Entlastungsanlagen oder die aggregierten Entlastungsanlagen vorsehen, die 500 Kilowatt installierter elektrischer Leistung nicht überschreiten darf; die Registrierung muss zum 1. eines jeden Monats für eine Teilnahme an der Maßnahme im Folge Monat bei Vorlage der vollständigen Unterlagen möglich sein“ (§ 13k Abs. 6 S. 2 Nr. 3 EnWG)

Auszug Gesetzestextbegründung:

„Nummer 3 adressiert die Anforderung an die Registrierung der an der Maßnahme teilnehmenden Lasten. Dazu ist ein Präqualifizierungsprozess der Lasten bei den Übertragungsnetzbetreibern notwendig, damit diese sicherstellen, dass die erforderlichen Bedingungen erfüllt sind. Um missbräuchliches Verhalten zu vermeiden ist u. a. sicherzustellen, dass die Netzentnahmen für den Verbrauch der teilnehmenden Lasten über eine eigene Entnahmestelle bilanziert werden müssen, über die keine andere Last und kein Speicher versorgt wird. Die Messung muss dafür viertelstundenscharf erfolgen (mit registrierender Lastgangmessung oder Zählerstandsgangmessung). Nur so kann der Übertragungsnetzbetreiber die Maßnahme abrechnen und prüfen, ob die Last tatsächlich zur gegebenen Stunde den Verbrauch erhöht hat und falls dies nicht der Fall ist, die Pönale auf etwaige Minderverbräuche erheben. Der Übertragungsnetzbetreiber kann zudem eine Mindestleistung für die teilnehmenden Anlagen festlegen (De-minimis-Schwelle), die jedoch eine installierte Leistung bzw. Pool-Gesamtleistung von 500 kWel nicht überschreiten darf. Diese Größenvorgabe stellt sicher, dass alle geeigneten Anlagen der öffentlichen Versorgung sowie Gewerbe- und Industrieanlagen an dem Instrument teilnehmen können. Über Aggregatoren werden auch private Kleinanlagen adressiert.“

Im Verfahren zur Registrierung von Entlastungsanlagen prüfen die ÜNB sowohl Anforderungen an

- den berechtigten Teilnehmer des Instrumentes (siehe 5.1), als auch an
- die Entlastungsanlage (siehe 5.2).

Darüber hinaus gelten zusätzliche oder abweichende Anforderungen an Kleinentlastungsanlagen (siehe 5.3) und Eigenverbrauchsentlastungsanlagen (nach § 13k Abs. 4 EnWG, siehe 5.4).

Ebenso definieren die ÜNB den zeitlichen Ablauf des Registrierungsprozesses einer Entlastungsanlage (siehe 5.5) und die Bedingungen, die zu einem Entzug der Präqualifikation führen können (siehe 5.6).

Im Folgenden wird beschrieben, welche Sachverhalte vom potentiellen Teilnehmer zugesichert werden müssen und wie diese gegebenenfalls von dem jeweiligen ÜNB in einem Präqualifikationsprozess geprüft werden. Das vorliegende Umsetzungskonzept beschreibt wesentliche Anforderungen an die Registrierung, welche durch die ÜNB zu einem späteren Zeitpunkt über den Rahmenvertrag (bzw. in den Präqualifikationsbedingungen als Teil des Rahmenvertrags) weiter ausdetailliert werden.

5.1 Prüfung der Anforderungen an den berechtigten Teilnehmer

5.1.1 Übernahme der Rolle des Einsatzverantwortlichen

Um die Prozesse des 13k-Instruments abzuwickeln, soll ein berechtigter Teilnehmer als Betreiber einer Entlastungsanlage oder einer Entlastungsgruppe (als Aggregator) unabhängig von den Eigentumsverhältnissen die Marktrolle des Einsatzverantwortlichen (EIV) für die Entlastungsanlage oder der Entlastungsgruppe bzw. der enthaltenen Kleinrentlastungsanlagen einnehmen.

Er initiiert die Registrierung von Entlastungsanlagen bzw. -gruppen und tritt gegenüber dem ÜNB als Ansprechpartner und Vertragspartner auf. Er gewährleistet, dass die ihm jeweils zugeteilte Abregelungsstrommenge regelkonform verbraucht wird. Zur Überprüfung übermittelt der Teilnehmer die entsprechende Marktpartneridentifikationsnummer.

5.1.2 Nachweis der Fähigkeit zur Datenbereitstellung für operativen Prozess

Im Zuge des Registrierungsprozesses muss der Teilnehmer grundsätzlich nachweisen, dass er zum Datenaustausch von Echtzeitdaten, Stammdaten, Nichtbeanspruchbarkeiten und Planungsdaten für jede Entlastungsanlage bzw. -gruppe analog den Vorgaben der Implementierungsvorschriften für den Datenaustausch gemäß SO-Verordnung für eine Stromverbrauchseinheit ≥ 50 MW fähig ist ⁴. Dies umfasst auch den Aufbau einer Datenverbindung zum ÜNB. Die genauen Datenpunkte und Kommunikationskanäle werden durch die ÜNB im Rahmenvertrag festgelegt.

⁴ Implementierungsvorschriften für den Datenaustausch gemäß Artikel 40 Absatz 7 der SO GL (VERORDNUNG (EU) 2017/1485 DER KOMMISSION vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb)

Im Rahmen des Registrierungsverfahrens erfolgt eine Selbstverpflichtung zur grundsätzlichen Meldung der täglichen Verfügbarkeit bzw. 13k-Potentialmeldungen durch den Teilnehmer.

Mögliche Nichtbeanspruchbarkeiten sind nur technisch und regulatorisch bedingt zulässig, zu begründen und an den ÜNB vorab zu melden:

- Absehbare zulässige Gründe für gemeldete technische Nichtbeanspruchbarkeiten sind z.B. technische Anlagenschäden, Revision/Wartung.
- Als regulatorische Nichtbeanspruchbarkeit gilt insbesondere die geplante Vorhaltung von Regelleistung.

Die Potentiale für zusätzliche Stromverbräuche durch die Entlastungsanlagen sind im Rahmen der Planungsdaten mitzuteilen.

5.1.3 Kommunikationstest

Der Teilnehmer baut im Rahmen der Registrierung von Entlastungsanlagen einen Kommunikationskanal zum ÜNB auf, über den der operative Datenaustausch (siehe 5.1.2) stattfinden kann. Für eine erfolgreiche Registrierung hat der Teilnehmer die Kommunikation mit dem anschließenden ÜNB zur Zuweisung der Abregelungsstrommengen implementiert und die folgenden Kommunikationsschritte wurden erfolgreich getestet:

1. Erfüllung der zyklischen Datenbereitstellung für den operativen Prozess
2. Verarbeitung der vom ÜNB versendeten Aktivierungen der angewiesenen Abregelungsstrommengen
3. Erfolg der Bestätigung der Aktivierung zurück an den ÜNB.

5.1.4 Nachweis der Fähigkeit zur Datenbereitstellung für Abrechnung und Kontrolle

Die notwendigen Daten für die Abrechnung und Kontrolle der vertraglich vereinbarten Verbrauchsmengen werden im Rahmenvertrag von dem jeweiligen ÜNB spezifiziert. Im Registrierungsverfahren muss die Datenbereitstellung nachgewiesen und getestet werden.

5.2 Prüfung der Anforderungen an die Entlastungsanlage

5.2.1 Ausstellung eines Anlagensteckbriefs zur Prüfung der geforderten Eigenschaften

Jede Anlage, die für die Teilnahme am 13k-Instrument registriert werden soll, muss als eine Entlastungsanlage definiert sein. Dafür muss die Anlage

- a) beim Zeitpunkt des Antrags zur Registrierung bereits eine erfolgreiche Inbetriebnahme absolviert haben,
- b) geographisch in einer Entlastungsregion liegen,

- c) einen eigenen Anschluss an das Netz der allgemeinen Versorgung haben,
- d) in ihrer Fahrweise flexibel sein (steuerbar und nicht lastprofilgebunden),
- e) eine installierte elektrische Nennleistung von ≥ 100 kW aufweisen
- f) und nicht Gegenstand einer vertraglichen Vereinbarung nach § 13 Abs. 6a EnWG zwischen Betreiber und ÜNB sein.

Weitere, abweichende und zusätzliche Anforderungen bei Inanspruchnahme der EE-Eigenverbrauchsregelung (Kap. 5.4) oder bei Aggregation von Kleinentlastungsanlagen (Kap. 5.3) finden sich in den entsprechenden Kapiteln.

Punkt e) stellt die Grenze zwischen Entlastungsgruppen und einer Entlastungsanlage dar und gilt zunächst explizit für die Erbprobungsphase.

Im Rahmen der Registrierung übermittelt der Teilnehmer für die zu registrierende Entlastungsanlage die Stammdaten, aus denen die oben geforderten Eigenschaften der Entlastungsanlage hervorgehen bzw. überprüft werden können.

5.2.2 Prüfung der Erfüllung der Zusätzlichkeitskriterien nach § 13k Abs. 3 Satz 3 EnWG

Da nur solche Anlagen Entlastungsanlagen im Sinne des § 13k EnWG sind, die den Zusätzlichkeitskriterien entsprechen, die durch die Bundesnetzagentur festgelegt werden, muss der Teilnehmer auch solche Stammdaten und ggf. historische Bewegungsdaten für jede zu registrierende Entlastungsanlage bereitstellen, die für die Überprüfung der Zusätzlichkeitskriterien erforderlich sind und ggf. im Registrierungsverfahren anzugeben sind. Auf Basis dieser Daten prüft der ÜNB, ob die zu registrierende Entlastungsanlage entsprechend der Festlegung der Bundesnetzagentur die Zusätzlichkeitskriterien erfüllt.

5.2.3 Nachweis der Messeinrichtung und Marktllokation

Der Verbrauch von Abregelungsstrommengen muss bei jeder Entlastungsanlage über eine Marktllokation erfolgen, über die ausschließlich die Entlastungsanlage bilanziert wird. Eine nachgelagerte rechnerische Aufteilung ist nicht zulässig. Zudem bedarf es einer separaten Messlokation für jede Entlastungsanlage. Für jede Entlastungsanlage gibt der Teilnehmer im Registrierungsverfahren die jeweilige Marktllokations-ID und relevante eigene Messlokations-IDs an. Dass nur Entlastungsanlagen im Sinne der obigen Definition angeschlossen sind, bestätigt der Teilnehmer im Rahmen des Registrierungsverfahrens durch die Bereitstellung eines entsprechenden Messkonzeptes. Der ÜNB behält sich vor, dies zu überprüfen und sieht im Falle der Nichteinhaltung Vertragsstrafen vor.

5.2.4 Bestätigung des Anschlussnetzbetreibers

Der Teilnehmer weist für jede Entlastungsanlage eine Bestätigungserklärung des Anschlussnetzbetreibers (und gegebenenfalls der nachgelagerten Netzbetreiber bis zum

nächsten Knoten des Höchstspannungsnetzes) vor. In der Bestätigungserklärung wird unter anderem versichert,

- dass für die angegebene Marktllokationen
 - der Netzanschluss,
 - die Anschlussnutzung sowie
 - die technischen Vorschriften des Netzanschlusses geregelt sind,
- dass der Teilnahme der angeschlossenen Entlastungsanlage nichts entgegen steht (andernfalls wäre ein begründeter Einspruch zu formulieren),
- dass eine Abstimmung mit zwischengeschalteten Netzbetreibern erfolgt ist.
- Zudem wird eine quantitative Beschreibung der netztechnischen Wirkung der Entlastungsanlage auf Netzknoten im Hochspannungsnetz bzw. Höchstspannungsnetz bereit gestellt.

Auf Grundlage technischer Aspekte und mit einhergehender Begründung der Wesentlichkeit kann der Anschlussnetzbetreiber in begründeten Fällen die Teilnahme der Entlastungsanlage am 13k-Instrument einschränken oder ausschließen. Bei geänderten Rahmenbedingungen kann die Bestätigungserklärung jederzeit mit geeigneter Vorlaufzeit gekündigt werden. Analog zu anderen Systemdienstleistungen der Netzbetreiber besteht eine Mitwirkungspflicht der betroffenen Netzbetreiber zur reibungslosen Umsetzung. Diese besteht auch für § 13k EnWG, daher muss insbesondere der Anschlussnetzbetreiber unverzüglich die Prüfung der netztechnischen Auswirkungen und Bestätigung über oben genannte Erklärung vornehmen.

5.2.5 Bestätigung des Lieferanten

Der Teilnehmer ist verpflichtet – wenn er nicht alle relevanten Rollen in Personalunion übernimmt – den Verbrauch der vom ÜNB zugewiesenen Abregelungsstrommengen und die Bilanzierung dieses Verbrauchs (siehe 4) über alle Marktrolle hinweg eigenständig zu organisieren.

Dazu weist der Teilnehmer im Rahmen einer Lieferantenbestätigung für jede Entlastungsanlage nach, dass

1. der Lieferant über die Registrierung der Entlastungsanlage vor Beginn der erstmaligen Zuweisung von Abregelungsstrommengen über die grundsätzliche Eignung der Entlastungsanlage informiert ist, der Teilnehmer den Lieferanten unverzüglich über tatsächliche Abregelungsstrommengen informiert
2. und der Lieferant verpflichtet ist, die für den Verbrauch der zugewiesenen Abregelungsstrommengen nötige Energie zu beschaffen.

5.2.6 Nachweis von notwendigen Rampen und Leistungsprofilen

Entsprechend § 13k Abs. 2 Satz 1 EnWG werden stündliche Strommengen ausgewiesen, sowie zugeteilt und nach § 13 Abs. 3 Satz 4 EnWG sind nur Stromverbräuche mit flexibler Fahrweise zu berücksichtigen.

Im Zuge des Registrierungsverfahrens ist durch technische Daten der Entlastungsanlage bzw. ein Betriebskonzept das Verbrauchsverhalten der Anlage darzulegen. Dies enthält auch die notwendigen Rampen und Leistungsprofile für und während des Betriebs der Anlage.

5.2.7 Bestätigung der nicht gleichzeitigen Vermarktung weiterer Systemdienstleistungen

Da der ÜNB die Abregelungsstrommengen, die der Entlastungsanlage zugeteilt sind, in den Betriebsplanungsprozessen berücksichtigt, müssen diese eingehalten werden. So sieht auch das Gesetz bei § 13k Abs. 5 EnWG eine Pönale bei Nichtverbrauch der Strommengen vor (siehe 6.3.5). Damit die Verbräuche eindeutig dem 13k-Instrument zugeordnet werden können, sind Reduktion und Erhöhung der Leistungsaufnahme für Regelleistung in Zeiten des Bezugs von Abregelungsstrommengen ausgeschlossen. Auch die Vermarktung von Blindleistungsbezug bzw. -verbrauch oder Abschaltbare Lasten ist nur außerhalb von Zeiträumen des Bezugs von Abregelungsstrommengen zulässig. Der Teilnehmer bestätigt dies für jede Entlastungsanlage im Rahmen des Registrierungsverfahrens.

5.3 Prüfung der besonderen Anforderungen an Kleinentlastungsanlagen

5.3.1 Beantragung einer Entlastungsgruppe

Kleinentlastungsanlagen sind solche Entlastungsanlagen, die abweichend von den Anforderungen in 5.1.4 eine installierte elektrische Nennleistung von kleiner 100 kW und größer 0 kW aufweisen. Kleinentlastungsanlagen müssen innerhalb derselben Entlastungsregion als Entlastungsgruppe zusammengefasst werden, so dass die Summe der verfügbaren installierten elektrischen Nennleistung aller Kleinentlastungsanlagen einer Entlastungsgruppe größer oder gleich 100 kW beträgt. Eine Entlastungsgruppe mit einem Potential unter 100 kW kann nicht am 13k-Instrument teilnehmen. Sollte die Summe der gesichert verfügbaren Leistung der Entlastungsgruppe unter 100 kW sinken, kann dieser für die Dauer der Unterschreitung der Mindestgrenze keine Abregelungsstrommengen zugeteilt werden.

Ein Teilnehmer darf maximal eine Entlastungsgruppe in jeder Entlastungsregion betreiben.

5.3.2 Zuordnung der Kleinentlastungsanlage zu einer Entlastungsgruppe

Im Registrierungsverfahren einer Kleinentlastungsanlage wird die Zugehörigkeit zu einer Entlastungsgruppe festgelegt. Sollte eine Einzelanlage nicht mehr für das 13k-Instrument zur Verfügung stehen, muss der Anbieter die Anlage abmelden. Die Summe der installierten Nennleistung der Entlastungsgruppe verringert sich dadurch um den Betrag der Nennleistung der abgemeldeten Anlage.

5.3.3 Vorlage eines Konzeptes zur Planung und Steuerung der Kleinentlastungsanlagen in der Entlastungsgruppe

Der Teilnehmer hat die Pflicht, nur verfügbare Leistungen und nicht anderweitig vermarktete Leistung anzubieten. Eventuelle Nichtverfügbarkeiten von Anlagen der Entlastungsgruppe muss der Teilnehmer in der Datenmeldung berücksichtigen.

Der Anbieter legt ein Konzept vor, in dem zumindest folgende Aspekte beschrieben sind:

- Berechnung einer gesicherten Leistung in der Entlastungsgruppe
- Steuerung der Kleinentlastungsanlagen in der Entlastungsgruppe
- Aggregation der Daten und Datenmeldung auf der Ebene der Entlastungsgruppe, insbesondere mit Hinblick auf die Nachweisführung für den tatsächlichen Verbrauch der Kleinentlastungsanlagen

5.4 Prüfung der besonderen Anforderungen an Eigenverbrauchsentlastungsanlagen

Für Eigenverbrauchsentlastungsanlagen – und die per Direktleitung verbundene EE-Anlage – nach § 13k Abs. 4 EnWG gelten ergänzend zu Kapitel 5.1.4 die folgenden Anforderungen, die im Rahmen des Registrierungsprozesses vom Teilnehmer nachgewiesen werden müssen:

- Entlastungsanlage und EE-Anlage müssen getrennt voneinander bilanziert werden (Zwei Marktllokationen).
- Die EE-Anlage und die Entlastungsanlage sind am selben Netzverknüpfungspunkt angeschlossen und miteinander im Wege einer Direktleitung verbunden.
- Die EE-Anlage ist eine nach § 3 Nr. 41 oder 48 EEG (Onshorewinderzeugungsanlage oder Photovoltaikerzeugungsanlage).
- Wenn die EE-Anlage eine Anlage gemäß § 3 Nummer 41 EEG (Photovoltaikerzeugungsanlage) ist: die EE-Anlage wurde spätestens sechs Monate nach dem 29. Dezember 2023 in Betrieb genommen.
- Die EE-Anlage muss entsprechend des Redispatch-Prozesses gem. §§ 13 Abs. 1 Nr. 2 i.V.m 13a EnWG und den relevanten Umsetzungsvorgaben der BNetzA (Festlegungen und Mitteilungen)
 - a) eine steuerbare Ressource (SR) sein,

- b) darf nicht Teil einer Steuergruppe des Anschlussnetzbetreibers sein oder
- c) nicht zusammen mit anderen SR über eine UW-Steuerung angesteuert werden.
- Die EE-Anlage muss über
 - a) einen EIV verfügen, der
 - b) den EE-Eigenverbrauch per Datenmeldung im RD-Prozess im Rahmen der Nichtbeanspruchbarkeiten gem. BK6-20-061 bzw. SO GL übermittelt.

Es besteht damit insbesondere die Anforderung zur individuellen Steuerbarkeit der Entlastungsanlage.

Zusätzlich zu 5.2.4 reicht der Teilnehmer eine Bestätigungserklärung des Anschlussnetzbetreibers ein, in der für die zu registrierenden EE-Anlagen die oben genannten Anforderungen bestätigt werden. Zusätzlich geht aus der Bestätigungserklärung die Marktpartner-ID des jeweiligen EIV der EE-Anlage hervor und ob die Anlage im Planwert- oder Prognosemodell im Redispatch-Prozess eingebunden ist.

5.5 Zeitlicher Ablauf

Um mit einer Entlastungsanlage oder -gruppe am Instrument teilnehmen zu können, richtet der potentielle Teilnehmer einen Antrag auf Registrierung der Entlastungsanlagen an den ÜNB. Dieser prüft, ob die Unterlagen zur Registrierung vollständig sind. Dies schließt insbesondere alle Bestätigungserklärungen und Nachweise mit ein. Auf fehlende Unterlagen weist der ÜNB den potentiellen Teilnehmer nach einer ersten Prüfung hin. Die Registrierung ist unter der Voraussetzung vollständiger Unterlagen und vollständiger Erfüllung der Anforderungen zum 1. eines jeden Monats für eine Teilnahme an der Maßnahme im Folgemonat möglich, sobald ein entsprechender Rahmenvertrag mit dem Teilnehmer geschlossen wurde. Voraussetzung ist zudem, dass die in 5.1.3 beschriebenen Kommunikationstests erfolgreich abgeschlossen wurden.

5.6 Entzug der Präqualifikation und Hinweis zum Rahmenvertrag

Die ÜNB überprüfen die Einhaltung der Rahmenbedingungen – insbesondere die der auf Grundlage des § 13k Abs. 3 Satz 3 EnWG von der BNetzA festgelegten Zusätzlichkeitskriterien – kontinuierlich. Bei einer wiederholten Nichteinhaltung der Rahmenbedingungen behalten sich die ÜNB vor, die Präqualifikation des Teilnehmers beziehungsweise der Entlastungsanlagen temporär oder dauerhaft zu entziehen.

Ergänzend sei erwähnt, dass es den Teilnehmern jederzeit gestattet ist, durch ordentliche Kündigung des Rahmenvertrages mit dem ÜNB aus dem 13k-Verfahren wieder auszutreten. Die Bedingungen und Auswirkungen dieser Kündigung werden im Rahmenvertrag präzisiert.

6 Ausschreibungsbedingungen (§ 13k Abs. 6 S. 2 Nr. 4 EnWG)

Ausschreibungsbedingungen – Auszug Gesetzestext:

„die Bestimmung der Ausschreibungsbedingungen nach Absatz 2 Satz 1, die einen gesamtwirtschaftlichen Nutzen und kostensenkenden Effekt der Maßnahme gegenüber Maßnahmen im Sinne des § 13 Absatz 1a Satz 1 sicherstellen sollen, sowie, sofern von der einjährigen Erprobungsphase Gebrauch gemacht wird, nach Absatz 2 Satz 2“ (§ 13k Abs. 6 S. 2 Nr. 4 EnWG)

Ausschreibungsbedingungen – Auszug Gesetzestextbegründung:

„Nummer 4 verlangt Angaben zur Bestimmung der notwendigen Ausschreibungsbedingungen, die einen gesamtwirtschaftlichen Nutzen und kostensenkenden Effekt der Maßnahme sicherstellen. Hierzu zählen bspw. das Zuschlagsverfahren, die Zuteilung bei Überzeichnung und die Bestimmung einer Untergrenze für Gebote, wobei weitere Preisbestandteile wie Steuern, Abgaben, Umlagen und gegebenenfalls Entgelte in der Berechnung der Untergrenze entsprechend zu berücksichtigen sind. Eine stundenscharfe Prognose der Abregelungsstrommenge ist notwendig, um eine Entscheidung bzgl. der Aktivierung der Maßnahme treffen zu können und perspektivisch auch, um die durch die zuschaltbaren Lasten zu nutzende Strommenge bestmöglich zu bestimmen.“

Pönale - Auszug Gesetzestext:

„Soweit ein berechtigter Teilnehmer Abregelungsstrommengen nach Absatz 2 oder Absatz 4 bezieht und diese nicht verbraucht, muss dieser an den Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung, der ihm den Strom zur zusätzlichen Nutzung zugeteilt hat, eine Pönale entrichten, die auch unter Berücksichtigung der Gegenleistung für die Nutzung der Abregelungsstrommengen effektiv sein muss.“ (§ 13k Abs. 5 EnWG)

Pönale – Auszug Gesetzestextbegründung:

„Es ist sicherzustellen, dass die Pönale effektiv ist, auch unter Berücksichtigung der entsprechenden Gegenleistung für die Nutzung der Abregelungsstrommengen. Von einer effektiven Pönale kann insbesondere ausgegangen werden, wenn der Betreiber von Entlastungsanlagen eine Zahlung in Höhe des Produktes der Differenz des zu zahlenden Preises pro Megawattstunde für die Abregelungsstrommenge zum Day-Ahead Preis einer Strombörse, zuzüglich eines Zuschlags von 50 Euro pro Megawattstunde mit der zugeteilten Abregelungsstrommenge in Megawattstunden an die Übertragungsnetzbetreiber entrichtet.“

Nach Ablauf der zweijährigen Erprobungsphase erfolgt gemäß Gesetzesvorgabe ab dem 1. Oktober 2026 die Ausschreibung der Abregelungsstrommengen nach einem wettbewerblichen Verfahren. Dies verlangt nach einem Ausschreibungsdesign und einer Weiterentwicklung des Vergütungsmodells gegenüber der Erprobungsphase.

Das in diesem Kapitel beschriebene Ausschreibungsdesign sowie der damit zusammenhängende Vergütungsrahmen ist durch zahlreiche Konsultationen zwischen dem BMWE, der BNetzA (als freigebende Instanz) und den ÜNB erstellt worden. Darüber hinaus sind Hinweise von Marktteilnehmern, potentiellen Interessenten und Verbänden bestmöglich berücksichtigt, die in unterschiedlichen Branchenveranstaltungen und Austauschterminen vor und während der Erprobungsphase vorgetragen wurden.

Die ÜNB haben bei der Entwicklung und Ausarbeitung des Ausschreibungsdesigns vielseitige gesetzliche und regulatorischen Rahmenbedingungen berücksichtigt. Insbesondere wird die gesetzliche Vorgabe des „gesamtwirtschaftliche[n] Nutzen[s] und [des] kostensenkende[n] Effekt[s] gegenüber [Redispatch-Maßnahmen]“ (vgl. § 13k Abs. 6 S. 2 Nr. 4 EnWG) sichergestellt. Mögliche beihilferechtliche Aspekte, kartellrechtliche Risiken und die Sicherstellung der Diskriminierungsfreiheit bzw. dem Gleichbehandlungsgrundsatz wurden und werden von den ÜNB als essenziell eingestuft und sind deshalb als zusätzliche Rahmenbedingungen berücksichtigt worden.

In den folgenden Unterkapiteln werden eingangs die Annahmen hinter der Konzeptionierung und Ausarbeitung des Ausschreibungsdesigns und des Vergütungsrahmens beschrieben. Anschließend erfolgt eine Übersicht der Eckpunkte des Ausschreibungsdesigns anhand einer Erläuterung des grundsätzlichen Ablaufs, des Preisabgabeprozesses sowie der Zuschlagskriterien und des Preisbildungsverfahrens. Im letzten Unterkapitel wird der Vergütungsrahmen – bestehend aus der finanziellen Erstattung (inkl. Mindestpreis-Definition) und Stromnebenkosten-Kompensation – sowie der Umgang mit An- und Abfahrampen, Doppelvermarktungen und möglichen Pönalen erläutert.

6.1 Annahmen

Das Ausschreibungsdesign, sowie der damit zusammenhängende Vergütungsrahmen, wurde unter folgenden Annahmen entwickelt:

- Die Beschaffung des notwendigen bilanziellen Ausgleichs für die zugeteilten Strommengen liegt in der Verantwortung des Teilnehmers.
- Der kostensenkende Effekt gegenüber Redispatch-Maßnahmen wird aus der volkswirtschaftlichen, v.a. aber aus der betriebswirtschaftlichen Perspektive der ÜNB betrachtet, wodurch eine Vergütung nur begrenzt bis zu den Redispatch-Referenzkosten möglich ist.
- Durch § 13k EnWG adressierte Engpässe treten derzeit überwiegend in Nord-Süd-Richtung auf. Die damit zusammenhängende EE-Abregelung bzw. die substituierende Lasterhöhung der Entlastungsanlage findet nördlich des Engpasses statt und die durch den Teilnehmer beschafften Hochfahrpotentiale werden südlich des Engpasses aktiviert.

- Die Refinanzierung der anfallenden Kosten wird regulatorisch mittels einer Festlegung zu verfahrensregulierten Kosten aufgrund einer freiwilligen Selbstverpflichtung (FSV) gemäß § 11 Abs. 2 ARegV (vgl. BK8-24-021B-A) bzw. nach dem 31.12.2028 durch den neuen Regulierungsrahmen anderweitig durch die Bundesnetzagentur weiterhin sichergestellt.
- Die Bundesnetzagentur sieht keine Anpassungen an der „Festlegung der Zusätzlichkeitskriterien“ vom 01.07.2024 vor⁵. Mithilfe der Erkenntnisse der Erprobungsphase gehen die ÜNB deshalb davon aus, dass:
 - eine Teilnahme aus Segment 1 insbesondere von **Elektroheizkesseln** in der Prozess- und Fernwärme kurz- bis mittelfristig möglich ist. Elektroheizkessel (bzw. Segment 1) werden operativ zusätzlich im Rahmen von § 13k betrieben, d.h. größtenteils nur in den Zeiten, in denen eine Ausschreibung stattfindet,
 - eine Teilnahme aus Segment 2 (netzgekoppelte Stromspeicher) bisher nicht zu erkennen und damit vorerst nicht zu erwarten ist und
 - eine Teilnahme aus Segment 3 insbesondere von **Wasserstoffelektrolyseuren** langfristig zu erwarten ist, sofern sich diese Technologie marktläh etabliert. Wasserstoffelektrolyseure müssen dabei lediglich eine investive Zusätzlichkeit aufweisen, d.h. der Stromverbrauch bzw. die Wasserstoffproduktion muss nicht zwingend an die 13k-Ausschreibungszeitfenster gebunden sein. Der 13k-Stromverbrauch kann folglich entweder außerhalb oder innerhalb der geplanten Wasserstoffproduktionszeiten erfolgen, die wiederum maßgeblich durch die RFNBO-Kriterien und die zugrundeliegenden PPAs definiert sind. Nach Einschätzung der ÜNB ist davon auszugehen, dass Wasserstofflieferverträge sowie abgeschlossene PPAs die Produktionszeiten maßgeblich determinieren. Es wird angenommen, dass entsprechende Lieferverträge überwiegend mit On- und Offshore-Windenergieanlagen abgeschlossen werden. Da die Ausschreibungszeitfenster in den nördlichen Entlastungsregionen maßgeblich durch windbedingte Einspeisespitzen bestimmt sind, ist tendenziell mit einer Überlappung zwischen Wasserstoffproduktion und 13k-Ausschreibungszeitfenstern zu rechnen.

6.2 Eckpunkte des Ausschreibungsdesigns

Die ÜNB haben das nachfolgende Ausschreibungsdesign unter Berücksichtigung der gewonnenen Erfahrungen der Erprobungsphase entwickelt. Da aus Sicht der ÜNB mittelfristig keine Wettbewerbssituation erkennbar ist, findet die Einführung der wettbewerblichen Ausschreibung bemessen an der zu erwartenden Angebotssituation statt. Dabei wird eine gesetzeskonforme Umsetzung gewährleistet, negative Effekte auf potentielle

⁵ Bundesnetzagentur (2024): [Festlegung Zusätzlichkeitskriterien 13k EnWG](#), abgerufen am 19.02.2026

Business Cases von Teilnehmern vermieden und gleichzeitig eine erhöhte Transparenz und Planungssicherheit für potenzielle Teilnehmer geschaffen.

Um dies zu gewährleisten werden Eckpunkte bzw. Parameter, die eine wesentliche Rückwirkung auf den Business Case von Teilnehmern aufweisen, ab dem 1. Oktober 2026 langfristig fixiert. Hierzu zählen die Methodik der Definition des Mindestpreises, das Preisbildungsverfahren, die Zuschlagskriterien und der Vergütungsrahmen – bestehend aus der finanziellen Erstattung sowie Stromnebenkostenkompensation. Eckpunkte, die für die Anbieter weniger kritisch sind, jedoch potenziell Aufwand sowohl bei den Teilnehmern als auch bei den ÜNB generieren, können flexibel an den Hochlauf des Instruments gekoppelt werden. Dies betrifft alleinig den Preisabgabeprozess.

Zur Einhaltung der für die ÜNB zentralen gesetzlichen Vorgabe, dass Maßnahmen nach § 13k EnWG kostengünstiger sein müssen als alternativ entstehende Redispatch-Maßnahmen, wird zum einen eine Untergrenze (sog. Mindestpreis) für die Gebotsabgabe definiert und zum anderen eine Begrenzung der Stromnebenkosten-Kompensation vorgenommen. Insbesondere Elektroheizkessel weisen aufgrund der Stromnebenkostenbelastung (Netzentgelte, Umlagen, usw.) vergleichsweise hohe variable Einsatzkosten auf. Ohne eine entsprechende Berücksichtigung dieser Kostenkomponenten würde sich eine negative Zahlungsbereitschaft ergeben, sodass zur adäquaten Abbildung der tatsächlichen Kostenstruktur ein negativer Mindestpreis erforderlich wäre. Eine solche Ausgestaltung ist jedoch – insbesondere zur Vermeidung potenzieller beihilferechtlicher Risiken – nicht vorgesehen. Stattdessen wird analog zur Erprobungsphase eine zusätzliche individuelle Stromnebenkosten-Kompensation eingeführt, die für sämtliche Teilnehmer gültig ist. Die maximal kompensierbaren Stromnebenkosten sind dabei auf die Höhe der Redispatch-Referenzkosten begrenzt. Durch die Kombination aus Mindestpreisregelung und gedeckelter Stromnebenkosten-Kompensation wird sichergestellt, dass die Vergütung für einen 13k-bedingten Stromverbrauch die alternativ entstehenden Redispatch-Kosten nicht überschreitet und somit die gesetzliche Kosteneffizienzvorgabe eingehalten wird.

6.2.1 Grundsätzlicher Ablauf der Ausschreibung und Vergütung

Einen Monat vor Beginn eines Kalenderjahres⁶ legen die ÜNB für das jeweilige Kalenderjahr einen Mindestpreis, eine Preisobergrenze sowie eine Stromnebenkosten-Kompensationsgrenze fest, die für sämtliche Teilnehmer verbindlich gelten.

Im Rahmen der Präqualifikation melden die Teilnehmer ihre individuellen variablen und fixen Stromnebenkosten. Bei den fixen SNK melden die Teilnehmer nur die Kosten, die sich eindeutig der Nutzung der 13k-Mengen zuordnen lassen. Auf dieser Basis ermittelt der ÜNB die maximal zulässige individuelle Kompensation der Stromnebenkosten (siehe Kapitel 6.3.2). Sofern eine Stromnebenkosten-Kompensation stattfinden kann, wird dem Teilnehmer durch den ÜNB eine jährliche Mindestverfügbarkeit (in Stunden pro Jahr)

⁶ bzw. für den Start des Zielmodells ab dem 1. Oktober: Ermittlung im September 2026 für die Monate Oktober 2026 bis einschl. Dezember 2026

vorgegeben. Diese Mindestverfügbarkeit ist Voraussetzung für den Anspruch auf die Kompensation der fixen Stromnebenkosten. Die Einhaltung wird anhand der im Kalenderjahr täglich gemeldeten Verfügbarkeiten kumulativ erfasst und im Rahmen der Jahresendabrechnung überprüft.

Im Vormonat geben die Teilnehmer für den Folgemonat einen Gebotspreis ab, welcher den Mindestpreis nicht unterschreiten darf.

Im täglichen Prozess werden vor 10:00 Uhr morgens mehrere Schritte durchlaufen: Die Teilnehmer melden ihre Verfügbarkeiten für den Folgetag. Auf Grundlage der prognostizierten und ausgeschriebenen Abregelungsstrommengen ermitteln die ÜNB die für sie kostenminimale Kombination aus Gebotspreis und individuellen variablen Stromnebenkosten und nehmen entsprechend eine Zuteilung (Menge und Zeitpunkt) der Strommengen vor.

Die Beschaffung der zugeteilten Strommenge („bilanzieller Ausgleich“) erfolgt eigenverantwortlich durch den Teilnehmer. Ob der Strombezug über den Day-Ahead-Markt, den Intraday-Markt oder über bilaterale Lieferverträge (insbesondere PPAs) erfolgt, ist hierbei unerheblich.

Am Liefertag verbraucht der Teilnehmer die ihm zugeteilten Abregelungsstrommengen in den vom ÜNB vorgegebenen Zeitfenster.

Im Folgemonat erfolgt die Abrechnung und ggf. Pönalisierung auf Basis der übermittelten Messwerte. Maßgeblich für die Vergütung ist das Minimum aus tatsächlich verbrauchter Strommenge und zugeteilter Abregelungsstrommenge. Diese Menge wird mit einer Differenzpreisvergütung (Referenzpreis minus Gebotspreis) sowie einer Kompensation der variablen Stromnebenkosten vergütet (siehe Kapitel 6.3). Liegt der tatsächliche Verbrauch unter der zugeteilten Strommenge, wird zusätzlich zu der reduzierten Vergütung eine Pönale erhoben (siehe Kapitel 6.3.5). Ein Mehrverbrauch über die zugeteilte Strommenge hinaus wird weder vergütet noch mit einer Strafzahlung pönalisiert.

Nach Ablauf des Kalenderjahres wird überprüft, ob die vorab festgelegte Mindestverfügbarkeit durch den Teilnehmer eingehalten wurde. Bei Erfüllung der Mindestverfügbarkeit besteht ein Anspruch auf anteilige Kompensation der fixen Stromnebenkosten (insbesondere Netzentgelt-Leistungspreise). Wird die Mindestverfügbarkeit nicht erreicht, entfällt dieser Anspruch.

6.2.2 Preisabgabeprozess

Die marktbasierte Ausschreibung mit festgelegtem Mindestpreis wird voraussichtlich die gleichen Ergebnisse liefern wie die während der Erprobungsphase durchgeführte pauschalisierte pro-rata-Zuteilung, da bei fehlendem Wettbewerb die Anbieter ohnehin den Mindestpreis bieten werden. Die Einführung einer vollumfänglichen marktbasierten Ausschreibung mit einer täglichen Preisabgabe bietet daher zu Beginn keinen volkswirtschaftlichen Mehrwert und ist mit zusätzlichen Aufwänden sowohl für die Teilnehmer als auch für die ÜNB verbunden.

Zu Beginn des Zielmodells findet deshalb die Abgabe des Gebotspreises in einem **monatlichen Turnus** statt. Der Teilnehmer gibt einen Monatsgebotspreis in €/MWh ab, welcher den von den ÜNB vorgegeben Mindestpreis (siehe Kapitel 6.3.1) nicht unterschreiten darf. Der Gebotspreis wird Mitte des Vormonats bilateral an den jeweiligen vertragsführenden Regelzonen-ÜNB übermittelt. Eine erstmalige Abgabe erfolgt während der Präqualifikation für den ersten Teilnahmemonat. Sofern der Teilnehmer im Folgemonat keinen Preis meldet, wird der letzte abgegebene Preis fortgeschrieben. Der Gebotspreis wird neben den kompensierbaren variablen Stromnebenkosten bei der Zuteilung der Abregelungsstrommengen berücksichtigt (siehe Folgekapitel).

Sofern sich absehbar eine Wettbewerbssituation innerhalb einer oder mehrerer Entlastungsregion abzeichnet wird eine **tägliche Preisabgabe** durch die ÜNB ermöglicht. Der Wechsel erfolgt, sobald genügend Wettbewerb im 13k-Instrument vorhanden ist.

Es ist dabei nicht beabsichtigt, zwei parallele Prozesse für unterschiedliche Entlastungsregionen durchzuführen. Der Wechsel erfolgt demnach innerhalb sämtlicher Entlastungsregionen. Der Wechsel von einer monatlichen zu einer täglichen Preisabgabe wird von den ÜNB sechs Monate im Voraus kommuniziert.

6.2.3 Zuschlagskriterien und Preisbildung

Die Zuteilung der veröffentlichten Abregelungsstrommengen erfolgt nach dem von den präqualifizierten Teilnehmern gemeldeten Potenzial, dem Gebotspreis und den kompensierbaren variablen Stromnebenkosten.

Während das verfügbare Potenzial der Entlastungsanlagen analog zur Erprobungsphase in einem täglichen Verfahren für den Folgetag in viertelstündlicher Auflösung gemeldet wird, wird der Gebotspreis (GP) zu Beginn des Zielmodells in einem monatlichen Turnus abgegeben. Die kompensierbaren variablen Stromnebenkosten (v_{SNK}) werden bei der Präqualifikation sowie bei jeder Änderung (üblicherweise pro Kalenderjahr) neu ermittelt und fließen in die Bezuschlagung mit ein. In der Abrufreihenfolge werden die Zuteilungspreise (ZP) der einzelnen Teilnehmer ermittelt:

$$ZP = v_{SNK} - GP$$

Die Teilnehmer mit dem geringsten Zuteilungspreis erhalten eine priorität Zuteilung der Abregelungsstrommengen.

Die Preisbildung findet nach dem pay-as-bid-Prinzip statt (anstelle pay-as-cleared). In neu etablierten Märkten mit geringer Konkurrenz ist pay-as-bid zu präferieren, da es mögliche Manipulationen des Einheitspreises verhindert und somit die Kalkulationsgrundlage der Teilnehmer vereinfacht.

Sofern eine Bezuschlagung stattfindet und die Mengen auch tatsächlich verbraucht wurden – wird im Folgemonat im Rahmen der Abrechnung die Differenz aus Referenzpreis und dem Gebotspreis erstattet (siehe Kapitel 6.3.1).

6.3 Vergütungsrahmen

Der Vergütungsrahmen sieht neben einer finanziellen Erstattung für die zugeteilte und gezählte Verbrauchsmenge eine Kompensation von Stromnebenkosten vor. Der Vergütungsrahmen wird in den folgenden Unterkapiteln näher beschrieben. Der Umgang mit An- und Abfahrrampen (Rampen), einem möglichem Ausschluss und Vorgaben bzgl. Doppelvermarktung sowie der nach § 13k Abs. 5 EnWG beschriebenen Pönale bei Nicht-Verbrauch werden zusätzlich adressiert.

6.3.1 Finanzielle Erstattung

Die von dem ÜNB an den Teilnehmer auszahlende finanzielle Erstattung basiert auf einer Differenzpreisvergütung und bemisst sich an der Differenz zwischen dem individuell abgegebenen Gebotspreis, welcher den von den ÜNB vorgegebenen Mindestpreis nicht unterschreiten darf, und dem Referenzpreis. Der Referenzpreis ist dabei entweder der Day-Ahead-Auktionspreis einer Strombörse gemäß § 3 Nr. 42a EEG (DA-Preis) oder die für § 13k EnWG eingeführte Preisobergrenze. Die Preisobergrenze soll dabei mögliche finanzielle Risiken des ÜNB und des Teilnehmers minimieren, in denen der DA-Preis einen überdurchschnittlichen Wert aufgrund von Extremszenarien annimmt. Die Preisobergrenze stellt damit den maximalen Referenzpreis dar und begrenzt die finanzielle Erstattung bis zu diesem Wert. Diese Preisobergrenze stellt damit für den Teilnehmer implizit ein Limit-Order für die Gebotsabgabe am Spotmarkt dar, sofern die Beschaffung des bilanziellen Ausgleichs tatsächlich am Spotmarkt und nicht durch sonstige Beschaffungsvarianten (bspw. PPAs) erfolgt. Die Preisobergrenze wird anhand der maximalen spezifischen Kosten der innerdeutschen Netzreserve des vorangegangenen Kalenderjahres festgelegt, zu welchem die Netzreservekosten für ein vollständiges Kalenderjahr vorliegen (ca. 400 €/MWh).

Während der Mindestpreis und die Preisobergrenze für ein Kalenderjahr festgelegt werden, variiert der Referenzpreis anhand des DA-Preises viertelstündlich, sofern der DA-Preis die Preisobergrenze nicht überschreitet. Zudem wird die finanzielle Erstattung auf 0 €/MWh beschränkt, sofern der Referenzpreis unterhalb des Gebotspreis liegt. Daraus ergibt sich folgende Gleichung:

$$\text{finanzielle Erstattung} = \text{MAX}(\text{Referenzpreis} - \text{Gebotspreis}; 0)$$

mit: $\text{Referenzpreis} = \text{MIN}(\text{DAPreis}; \text{Preisobergrenze})$

Bestimmung des Mindestpreises

Wie in Kapitel 6.2 beschrieben, wird zur Einhaltung der gesetzlichen Vorgabe des kostensenkenden Effekts gegenüber alternativ entstehenden Redispatch-Maßnahmen unter anderem ein Mindestpreis für die Gebotsabgabe vorgegeben.

Der Mindestpreis wird aus praktischen Gründen sowie zur Einhaltung des Gleichbehandlungsgrundsatzes für alle Teilnehmer, Entlastungsanlagen und Entlastungsregionen

gleichermaßen ermittelt und für ein Kalenderjahr festgelegt. Da ein einheitlicher Mindestpreis definiert wird, sollte sich dieser an der Technologie mit den geringsten Produktionskosten bzw. dem geringsten Nutzen aus dem 13k-Instrument orientieren um die Teilnahme jeglicher, im 13k-Instrument erwünschten, Technologiearten zu ermöglichen.

Nach Einschätzung der ÜNB wurde mithilfe der Erkenntnisse der Erprobungsphase innerhalb des derzeit bekannten Teilnehmerfelds die steinkohlebasierte KWK-Wärmeerzeugung (Segment 1: mit elektrischem Wärmeerzeuger, welcher die fossile Wärmeerzeugung substituieren kann) als die Technologieart mit den geringsten Produktionskosten identifiziert, weshalb diese als Technologie-Referenz gewählt wird.

Die Ermittlung des Mindestpreises erfolgt im ersten Schritt durch einen Vergleich der durchschnittlichen Wärmeproduktionskosten des Referenzbeispiels: Eine mit Steinkohle betriebene KWK-Anlage und ein Elektroheizkessel. Die Kombination der beiden Anlagen erlaubt eine Teilnahme an Segment 1, da der Elektroheizkessel eine Substitution der fossilen Wärmeerzeugung durchführen kann. Der kritische Strompreis, ab dem es sich wirtschaftlich lohnt, die fossile Wärmeproduktion der kohlebasierten KWK-Anlage durch eine elektrische Wärmeproduktion des Elektroheizkessels zu ersetzen, wird als kritischer Strompreis oder auch „Fuel Switch Point“ (kurz FSP) bezeichnet. Für die Ermittlung werden dafür folgende repräsentative Eckdaten herangezogen:

- KWK-Anlage:
 - Primärnergieträger = Steinkohle
 - Emissionsfaktor (Steinkohle)⁷ = 0,337 t_{CO2}/MWh_{th}
 - Elektrischer Wirkungsgrad⁸ = 0,34
 - Gesamter Wirkungsgrad⁸ = 0,91
 - Thermischer Wirkungsgrad = 0,57
 - Wärmegeführter Betrieb
 - Produzierter Strom wird vollständig in das öffentliche Stromnetz eingespeist und generiert durch den Verkauf am Day-Ahead-Markt zusätzliche Stromerlöse (keine Eigenbedarf-Deckung)
 - Keine Berücksichtigung einer eventuellen Förderung durch KWKG
 - Keine Berücksichtigung eventueller vermiedener Netznutzungsentgelte
- Elektroheizkessel:
 - Wirkungsgrad = 0,98
 - Strombeschaffung über Day-Ahead-Markt
 - Stromnebenkosten (Netzentgelte, Umlagen, etc.) werden separat kompensiert und werden deshalb in dieser Rechnung nicht berücksichtigt

⁷ Umweltbundesamt (2022): [CO2-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe](#), S. 50, abgerufen am 19.02.2026 (Umrechnung in MWh)

⁸ Umweltbundesamt (2020): [Status quo der Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland](#), S. 12, abgerufen am 19.02.2026 (Mittelwert sämtlicher KWK-Typen exkl. Stirling-Motor)

Herleitung des kritischen Strompreises (KWK → EK)

Die Brennstoff- und CO₂-Kosten je erzeugter KWK-Wärmeeinheit können wie folgt ermittelt werden:

$$B_{KWK} = \frac{\text{Kohlepreis} + \text{spezifische Emissionen} * \text{CO}_2\text{Preis}}{\eta_{th}}$$

Da die KWK-Anlage den zusätzlich erzeugten Strom vollständig am Markt verkauft, werden je erzeugter KWK-Wärmeeinheit Stromerlöse generiert:

$$S_{KWK} = \frac{\eta_{el}}{\eta_{th}} * \text{Strompreis}$$

Die Strombeschaffungskosten (exkl. Stromnebenkosten) des Elektroheizkessels pro erzeugter Wärmeeinheit sind:

$$S_{EK} = \text{Strompreis} * \frac{1}{\eta_E}$$

Damit ein Wechsel der Wärmeproduktion von Kohle (KWK) auf Strom (EK) stattfindet müssen die Strombeschaffungskosten des Elektroheizkessels niedriger als die Brennstoff- und CO₂-Kosten, abzüglich der Stromerlöse der KWK-Anlage, sein:

$$S_{EK} < B_{KWK} - S_{KWK}$$

$$\text{Strompreis} * \frac{1}{\eta_E} < \frac{\text{Kohlepreis} + \text{spezifische Emissionen} * \text{CO}_2\text{Preis}}{\eta_{th}} - \frac{\eta_{el}}{\eta_{th}} * \text{Strompreis}$$

$$\rightarrow \text{Strompreis} < \frac{\text{Kohlepreis} + \text{spezifische Emissionen} * \text{CO}_2\text{Preis}}{\eta_{el} + \frac{\eta_{th}}{\eta_E}}$$

Mit einem Kohlepreis von 13 €/MWh_{th} und einem CO₂-Preis von 80 €/t_{CO₂} ergibt sich damit ein kritischer Strompreis (FSP) von:

$$\text{Strompreis}_{FSP} < \frac{13 \frac{\text{€}}{\text{MWh}_{th}} + 0,337 \frac{t_{CO_2}}{\text{MWh}_{th}} * 80 \frac{\text{€}}{t_{CO_2}}}{0,34 \frac{\text{MWh}_{el}}{\text{MWh}_{th}} + \frac{0,57 \frac{\text{MWh}_{thW}}{\text{MWh}_{th}}}{0,98 \frac{\text{MWh}_{thW}}{\text{MWh}_{el}}}}$$

$$\text{Strompreis}_{FSP} < 43,37 \frac{\text{€}}{\text{MWh}_{el}}$$

Sobald sich ein Strompreis unter diesem Wert einstellt, wird ein Fuel Switch durchgeführt (Kohle → Strom), da die Wärmeproduktionskosten des Elektroheizkessels günstiger als die der KWK-Anlage inklusive Stromerlöse sind.

Damit eine Teilnahme am 13k-Instrument jedoch tatsächlich beanreizt wird, wird bei der Definition des Mindestpreises ein Abschlag auf den FSP vorgesehen. Das ist notwendig damit sich im Falle eines Elektroheizkessels ein mit einem gewissen Aufwand verbundener Fuel Switch (operative Zusätzlichkeit) auch lohnt, da sich die finanzielle Erstattung innerhalb des Vergütungsrahmens an dem Referenzpreis abzüglich des Gebotspreises

orientiert. Gäbe es diesen Abschlag nicht, hätten die Teilnehmer keinen finanziellen Anreiz zur Teilnahme, da exakt dieselben Kosten bei einer Wärmeerzeugung durch die KWK-Anlage anfallen würden. Das im § 13k Abs. 1 EnWG gesetzte Ziel der Verminderung der Abregelung von EE-Anlagen könnte damit kaum bis garnicht erreicht werden, da Elektroheizkessel faktisch ausgeschlossen wären. Zudem ist die oben getroffene Kostenabschätzung mit gewissen Unsicherheiten behaftet, da sich die tatsächlichen Beschaffungskosten insbesondere bei KWK-Anlagen stark unterscheiden können.

Um sicherzustellen, dass eine Teilnahme von PtH-Anlagen beanreizt wird, wird deshalb ein Abschlag von 50% angesetzt um einerseits den finanziellen Anreiz zur Teilnahme zu bieten und andererseits die Unsicherheiten der pauschalen Berechnung abzufangen. Somit ermittelt sich der Mindestpreis nach folgender Formel:

$$\text{Mindestpreis} = \text{Strompreis}_{FSP} * (1 - \text{Abschlag})$$

$$\text{Mindestpreis} = 43,37 \frac{\text{€}}{\text{MWh}_{el}} * (1 - 0,5)$$

$$\text{Mindestpreis} = 21,68 \frac{\text{€}}{\text{MWh}_{el}}$$

Durch die im Vergütungsrahmen vorgesehene finanzielle Erstattung (FE) werden die Wärmeproduktionskosten des Elektroheizkessels unabhängig von der Strompreisentwicklung am Day-Ahead-Markt auf den Mindestpreis (bzw. Gebotspreis bei wenig Wettbewerb) reduziert:

$$S_{EK,mitFE} = 21,68 \frac{\text{€}}{\text{MWh}_{el}} * \frac{1}{0,98 \frac{\text{MWh}_{thW}}{\text{MWh}_{el}}}$$

$$S_{EK,mitFE} = 22,12 \frac{\text{€}}{\text{MWh}_{thW}}$$

Ein Betrieb des Elektroheizkessels während einer 13k-Ausschreibung bleibt dadurch bis zu folgendem Strompreis (FSP2: EK → KWK) finanziell attraktiv:

$$S_{EK,mitFE} = B_{KWK} - S_{KWK}$$

$$\begin{aligned} \text{Strompreis}_{FSP2} &= \frac{\text{Kohlepreis} + \text{spezifische Emissionen} * \text{CO2Preis} - \eta_{th} * S_{EK,mitFE}}{\eta_{el}} \\ \text{Strompreis}_{FSP2} &= \frac{13 \frac{\text{€}}{\text{MWh}_{th}} + 0,337 \frac{t_{CO_2}}{\text{MWh}_{th}} * 80 \frac{\text{€}}{t_{CO_2}} - 0,57 \frac{\text{MWh}_{thW}}{\text{MWh}_{th}} * 22,12 \frac{\text{€}}{\text{MWh}_{thW}}}{0,34 \frac{\text{MWh}_{el}}{\text{MWh}_{th}}} \\ \text{Strompreis}_{FS} &= 80,44 \frac{\text{€}}{\text{MWh}_{el}} \end{aligned}$$

Der Mindestpreis wird einen Monat vor Beginn eines neuen Kalenderjahres anhand der für den jeweiligen Zeitraum (t+1) zu dem aktuellen Zeitpunkt (m-1) gehandelten Future-Preise für Kohle (API) und CO2 (FEUA) neu berechnet. Während der API2-Preis im Gegensatz zu anderen Commodities wie Strom oder Gas historisch keine nennenswerten

Volatilitäten aufzeigt, ist mittelfristig ein Anstieg der CO₂-Preise und demnach auch des Mindestpreises zu erwarten.

Attraktivität des Mindestpreises für Wasserstoffelektrolyseure

Wie in den Annahmen dargestellt, gehen die ÜNB davon aus, dass Elektrolyseure die Produktion von grünem erneuerbarem Wasserstoff gem. den RFNBO-Anforderungen des delegierten Rechtsakt zu RED II Art. 27 und der deutschen Umsetzung in der 37. BImSchV anstreben. Hieraus resultiert, dass die Elektrolyseure langfristige Festpreis-PPAs mit erneuerbaren Energiequellen abschließen müssen, deren Preisniveau – abhängig von Technologie und Vertragsstruktur – derzeit in einer indikativen Bandbreite von 50-85 EUR/MWh liegen⁹. Demzufolge liegt der Mindestpreis unter den aktuellen Marktbedingungen deutlich unter dieser Bandbreite, sodass eine zum PPA ergänzende Strombeschaffung über den 13k-Mechanismus finanziell attraktiv erscheint.

Ebenfalls gehen die ÜNB davon aus, dass die Ausschreibungszeitfenster gemäß § 13k EnWG in wesentlichen Teilen mit den ohnehin geplanten und durch den PPA eher windgeprägten Produktionszeiten von Wasserstoffelektrolyseuren überlappen. Insofern wird davon ausgegangen, dass ein Angebot von Leistung und der Einsatz im Rahmen 13k-Instruments in der Regel keine zusätzlichen Anforderungen an die Betriebsweise des Elektrolyseurs stellt. Darüber hinaus können die während eines 13k-Ausschreibungszeitfensters produzierten Wasserstoffmengen gem. 37. BImSchV als erneuerbar deklariert werden, was die wirtschaftliche Attraktivität weiter erhöhen kann.

6.3.2 Zusätzliche Kompensation der Stromnebenkosten

In der Erprobungsphase wurde deutlich, dass sich die Voraussetzungen der erwarteten Teilnehmergruppen in Bezug auf die zu zahlenden Stromnebenkosten bei einem Stromverbrauch wesentlich unterscheiden. Während Wasserstoffelektrolyseure nach § 118 Abs. 6 EnWG von Netzentgelten freigestellt und nach § 9a Nr. 1 StromStG von der Stromsteuer befreit sind, ist dies bei Elektroheizkesseln nicht der Fall. Da die Stromnebenkosten vor allem bei Elektroheizkessel eine wesentliche Komponente in den Produktionskosten darstellen, wurde dies in den folgenden Überlegungen der ÜNB berücksichtigt.

Eine Netzentgeltbefreiung ist aus Sicht der ÜNB durch § 13k EnWG nicht gedeckt, weshalb dies nicht Bestandteil des Vergütungsrahmens ist. Ohnehin wären weitere Bestandteile wie Umlagen oder die Stromsteuer damit nicht adressiert. Stattdessen wurde in Abstimmung mit der BNetzA und dem BMWi ein Vorgehen zur finanziellen Kompensation der Stromnebenkosten entwickelt.

⁹ siehe <https://www.pv-magazine.com/2026/02/09/solar-wind-ppa-prices-continue-to-fall-in-europe/>, abgerufen am 19.02.2026

Die Kompensation der individuellen Stromnebenkosten erfolgt separat zur Differenzpreisvergütung. Sie ist in Kombination mit dem Mindestpreis so zu begrenzen, dass die gesetzliche Vorgabe „kostensenkender Effekt gegenüber [Redispatch-Maßnahmen]“ (§ 13k Abs. 6 S. 2 Nr. 4 EnWG) eingehalten wird.

6.3.2.1 Ermittlung der maximalen Stromnebenkosten-Kompensation

Laut Gesetz sind die 13k-Maßnahmenkosten auf das Niveau der alternativen Redispatch-Kosten (RD-Kosten) zu begrenzen. Grundsätzlich kann die Gegenüberstellung von 13k-Maßnahmenkosten und RD-Kosten aus einer betriebswirtschaftlichen und einer volkswirtschaftlichen Perspektive erfolgen. Die ÜNB haben sich für eine betriebswirtschaftliche Perspektive entschieden, da die Restriktionen für die mögliche finanzielle Erstattung sowie der Stromnebenkosten-Kompensation im Zuge von § 13k EnWG größer sein können.

Im Vergütungsrahmen kann also eine maximale SNK-Kompensation (maxSNK) pro erbrachter Energiemenge bis zu den ohne die 13k-Maßnahme ansonsten entstehenden durchschnittlichen RD-Kosten abzüglich des Gebotspreises erfolgen. Dies lässt sich folgenderweise herleiten:

$$13kKosten \leq RDKosten$$

$$Erstattung + maxSNK \leq RDKosten$$

Die Erstattung setzt sich wie bereits erläutert aus dem Referenzpreis abzüglich des Gebotspreises zusammen. Für den weiteren Verlauf wird für den Referenzpreis der Normalfall, also der DA-Preis, angenommen. Weiterhin wird angenommen, dass aufgrund des zu erwarteten niedrigen Wettbewerbs die Teilnehmer den Mindestpreis bieten werden.

$$DAPreis - Mindestpreis + maxSNK \leq RDKosten$$

Durch eine 13k-Maßnahme wird eine ansonsten entstehende RD-Maßnahme ersetzt, welche einen negativen Redispatch einer EE-Anlage und einen positiven Redispatch beinhaltet. Die durchschnittlichen RD-Kosten setzen sich damit aus den Kosten für positiven Redispatch (posRD) und den Kosten für negativen Redispatch (negRD) zusammen.

$$DAPreis - Mindestpreis + maxSNK \leq posRD + negRD$$

Die Kosten für positiven Redispatch können entweder durch Marktkraftwerke oder Netzreserve-Kraftwerke im In- & Ausland entstehen. Für die Herleitung von maxSNK wird die Position posRD als Summe des DA-Preises und der Differenz der spezifischen Kosten des positiven Redispatch gegenüber des DA-Preises dargestellt:

$$posRD = DAPreis + (posRD - DA)$$

$$\text{mit } posRD - DA = \Delta$$

Die Kosten für den negativen Redispatch werden mit der durchschnittlichen Marktpremie (MP) der durch § 13k EnWG adressierten relevanten Anlagenkategorien bewertet, die

aufgrund von ÜNB-bedingten Engpässen direkt (Übertragungsnetz) oder indirekt (Verteilnetz) abgeregelt werden¹⁰. Somit ergibt sich folgende Gegenüberstellung:

$$DAPreis - Mindestpreis + maxSNK \leq DAPreis + Delta + MP$$

womit sich die maximale SNK-Kompensation wie folgt darstellen lässt:

$$maxSNK \leq Delta + MP + Mindestpreis$$

Für die Ermittlung der individuellen SNK-Kompensation wird im weiteren Verlauf maxSNK durch „Mehrkosten der Redispatchmaßnahmen im Vergleich mit einer Beschaffung der Hochfahrleistung am Vortag im Spotmarkt“ (MK) ersetzt. Diese setzt sich neben dem Mindestpreis aus dem Delta und der MP zusammen.

6.3.2.2 Ermittlung der individuellen Stromnebenkosten-Kompensation

Die SNK-Kompensation erfolgt für die variablen und fixen Bestandteile unterschiedlich. Zur Ermittlung der individuellen SNK-Kompensation werden folgende Schritte durchgeführt.

Notwendige Eckdaten

Die ÜNB ermitteln einen Monat vor Beginn jedes Kalenderjahres für das jeweilige Kalenderjahr¹¹:

1. **MK (€/MWh): Erwartete Mehrkosten der Redispatchmaßnahmen im Vergleich mit einer Beschaffung der Hochfahrleistung am Vortag im Spotmarkt**, bestehend aus Mindestpreis, dem erwarteten durchschnittlichen Delta und der erwarteten durchschnittlichen Marktpremie.

Das erwartete durchschnittliche Delta wird durch die erwartete durchschnittliche deutschlandweite Differenz der spezifischen Kosten für positiven Redispatch gegenüber dem durchschnittlichen DA-Preis in ÜNB-bedingten EE-Abregelungsstunden beschrieben. Diese wird bestimmt durch eine Multiplikation (1) des prozentualen Anteils der historischen durchschnittlichen Differenz der spezifischen Kosten für positiven Redispatch gegenüber dem durchschnittlichen DA-Preis in ÜNB-bedingten EE-Abregelungsstunden eines vorangegangenen Kalenderjahres, zu welchem die Kosten für positiven RD für ein vollständiges Kalenderjahr vorliegen und (2) dem arithmetischen Mittelwert von Monatsprodukten der EEX (Future Base Month) für die in dem Zeitraum relevanten Monate, welche zwei Monate vor Beginn des Zeitraums abgerufen werden.

¹⁰ Anmerkung: Die Marktpremie würde bei einer volkswirtschaftlichen Bewertung nicht berücksichtigt werden, da es aus dieser Perspektive nicht relevant ist, ob durch die Nutzung des 13k-Instruments die Abregelung verhindert wird und die Marktpremie über das EEG-Konto (Bund) ausgezahlt wird oder ob die Kosten in etwa der Höhe der Marktpremie im Zuge einer Redispatch-Maßnahme (ÜNB) durch den Netznutzer getragen werden, obwohl die Verteilung der Kosten unterschiedlich ist. Die Berücksichtigung der Marktpremie ist dahingehend sachgerecht, da bei der Erstellung des Vergütungsrahmens eine betriebswirtschaftliche Perspektive eingenommen wird, welche die Kosten der 13k-Maßnahmen mit den ansonsten anfallenden Kosten für Redispatch vergleicht.

¹¹ Bzw. für den Start des Zielmodells ab dem 1. Oktober: Ermittlung im September 2026 für die Monate Oktober 2026 bis einschl. Dezember 2026

Die erwartete durchschnittliche Marktprämie ergibt sich durch eine Verrechnung des:

- (1) arithmetischen Mittelwerts der für den Zeitraum aus der Mittelfristprognose¹² abgeleiteten durchschnittlichen anzulegenden Werte der durch 13k adressierten und durch ÜNB-Anforderungen abgeregelten EE-Anlagenkategorien Wind an Land, Wind auf See und Photovoltaik-Freiflächenanlagen
- (2) abzüglich der durch Multiplikation
 - a. des arithmetischen Mittelwerts von Monatsprodukten der EEX (Future Base Month) für die in dem Zeitraum relevanten Monate, welche zwei Monate vor Beginn des Zeitraums abgerufen werden, und
 - b. der Marktwertfaktoren je EE-Anlagenkategorie, welche auf Basis der Marktwerte der jeweiligen Technologie ggü. dem Marktwert Börse der vorangegangenen drei Kalenderjahre, für die Marktwerte für drei vollständige Kalenderjahre vorliegen.

Anschließend werden die einzelnen technologiespezifischen durchschnittlichen Marktprämien durch eine Gewichtung anhand der durchschnittlichen jährlichen Abregelungsstrommengen je Technologie zu einem Wert (erwartete durchschnittliche Marktprämie) verrechnet.

2. **Bh_x (h): Erwartete Betriebsstunden je Entlastungsregion x**, welche die in dem Zeitraum monatlichen erwarteten Abregelungsstunden inklusive Sicherheitsabschlag widerspiegeln. Hierbei wird die Annahme getroffen, dass kein Wettbewerb innerhalb der Entlastungsregion stattfindet, d.h. die Abregelungsstrommengen vollständig zugeteilt werden können.
3. **V_{min} (h): Mindestverfügbarkeitsmeldung**, welches für den jeweiligen Zeitraum vorgegeben wird, um Missbrauchspotentiale bei der Kompensation der fixen Stromnebenkosten zu vermeiden. Die tatsächlichen Verfügbarkeitsmeldungen erfolgen dabei unabhängig davon ob eine Zuteilung erfolgt ist oder nicht und sind demnach nicht davon abhängig wie oft in dem Zeitraum Abregelungsstrommengen von den ÜNB zugeteilt werden.

Bei der Registrierung des berechtigten Teilnehmers werden folgende Daten erhoben:

- **Bh_{x,Rest} (h): Erwartete Betriebsstunden je Entlastungsregion x**, welche die ab Registrierung des berechtigten Teilnehmers für den Rest des Zeitraums erwarteten Abregelungsstunden inklusive Sicherheitsabschlag widerspiegeln. Ein Beispiel zur Ermittlung wird in Kapitel 11 aufgeführt.

Der potentielle Teilnehmer meldet zudem im Rahmen des PQ-Verfahrens seine variablen und fixen SNK an den jeweiligen Regelzonen-ÜNB für den jeweiligen Zeitraum:

- **SNK_v (€/MWh)**

¹² Siehe: <https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/EEG-Finanzierung/Mittelfristprognosen>, abgerufen am 19.02.2026

- **SNK_f** (€/MW), bezogen auf den Anwendungszeitraum der Leistungspreiskomponente der Netznutzungsentgelte (Jahr oder Monat). Ein Beispiel wird in Kapitel 11 aufgeführt.

Eine Veränderung der Stromnebenkosten ist spätestens bei einem Jahreswechsel zu erwarten. Eine Aktualisierung ist unverzüglich nach Bekanntgabe an den vertragsführenden Regelzonen-ÜNB zu melden. Diese und weitere Voraussetzungen werden im Rahmenvertrag bzw. den darin befindlichen PQ-Bedingungen von dem jeweiligen ÜNB konkretisiert und vorgegeben.

Variable Bestandteile

Zusammen mit den erwarteten MK und den individuellen SNK_v wird geprüft, in welcher Höhe die variablen SNK kompensiert werden können und ob eine zusätzliche Kompensation der fixen SNK möglich ist:

- Wenn SNK_v > MK:
 - Begrenzte Kompensation der variablen SNK bis MK
 - Keine zusätzliche Kompensation der fixen SNK möglich
- Wenn SNK_v < MK:
 - Vollständige Kompensation der variablen SNK möglich
 - Zusätzliche Kompensation der fixen SIP möglich

Die variablen Bestandteile (begrenzt durch MK) werden, für die im Rahmen von 13k zugeteilten und gezählten Abregelungsstrommengen, erstattet. Diese Information wird vor der Teilnahme an den Teilnehmer kommuniziert, welcher sich daraufhin für oder gegen eine Teilnahme am Instrument entscheidet. In den Stunden in denen der Referenzpreis < Gebotspreis (Erstattung = 0) ist und eine vollständige Kompensation der variablen SNK nicht nötig ist um das Hochfahren der Entlastungsanlage wirtschaftlich zu machen, wird die SNK-Kompensation so gekürzt, dass der finanzielle Vorteil der 13k-Aktivierung konstant bleibt.

Fixe Bestandteile

Sofern aus dem vorherigen Schritt eine mögliche zusätzliche Kompensation der fixen SNK identifiziert wurde, erfolgt die Ermittlung der möglichen Kompensation der fixen SNK nach dem folgendem Prinzip. Der Regelzonen-ÜNB ermittelt anhand folgender Formel den **Anteil der möglichen SNK_f-Kompensation LP_A** für den jeweiligen Zeitraum:

$$LP_A = \min \left((MK - SNK_v) * Bh_{x,Rest}; SNK_f \right)$$

Dieser berechnete Anteil wird für das jeweilige Kalenderjahr festgelegt und an den Teilnehmer kommuniziert, welcher sich daraufhin für oder gegen eine Teilnahme entscheidet. Dieser Anteil steht am Ende des Zeitraums zur Verfügung, um die zusätzlichen Kosten der durch 13k-Einsätze erzeugten Lastspitzen finanziell zu kompensieren.

Sofern der Teilnehmer sich für eine Teilnahme entschieden hat, wird am Ende des Kalenderjahres überprüft, ob die Mindestvorgabe bzgl. der Verfügbarkeitsmeldungen eingehalten wurde:

$$V_{ist} \geq V_{min} * \frac{n}{m}$$

mit n = Anzahl der Monate, die der Teilnehmer in dem Kalenderjahr registriert war

mit m = Anzahl der Monate im Kalenderjahr¹³

Bei einem positiven Ergebnis erfolgt eine Kompensation der zusätzlichen LP-Kosten anhand des zu Beginn des Zeitraums (bzw. zu Beginn der Teilnahme) an den Teilnehmer kommunizierten Anteils LP_A (siehe auch Beispielrechnung 3 in Kapitel 11).

Kostensenkender Effekt gegenüber Redispatch-Maßnahmen

Mit dem beschriebenen Vergütungsrahmen inklusive SNK-Kompensation wird die Vorgabe gemäß § 13k Abs. 6 S. 2 Nr. 4 EnWG kostensenkender Effekt gegenüber Redispatch-Maßnahmen zu Beginn des Zeitraums abhängig von den ÜNB-Erwartungen überprüft. Je nachdem wie sich die tatsächlichen Betriebsstunden der einzelnen Teilnehmer und die tatsächlichen DA-Preise unterjährig entwickeln, kann ein zusätzlicher oder ein verminderter kostensenkender Effekt gegenüber RD-Maßnahmen erzielt werden.

- Zusätzlicher kostensenkender Effekt, wenn
 - $Ist(Bh) > \text{ÜNB-Erwartung}(\emptyset Bh)$ und
 - $Ist(DA) < \text{ÜNB-Erwartung}(\emptyset EEX)$
- Kostensenkender Effekt nicht gegeben, wenn
 - $Ist(Bh) < \text{ÜNB-Erwartung}(\emptyset Bh)$ und
 - $Ist(DA) > \text{ÜNB-Erwartung}(\emptyset EEX)$
- Effekte können sich aufheben, wenn
 - Entweder
 - $Ist(Bh) < \text{ÜNB-Erwartung}(\emptyset Bh)$
 - $Ist(DA) < \text{ÜNB-Erwartung}(\emptyset EEX)$
 - Oder
 - $Ist(Bh) > \text{ÜNB-Erwartung}(\emptyset Bh)$
 - $Ist(DA) > \text{ÜNB-Erwartung}(\emptyset EEX)$

¹³ 2026: $m = 3$, da der Start des Zielmodells ab Oktober 2026 stattfindet

Es wird aufgrund des dafür sehr hohen Aufwands davon abgesehen, diesen Aspekt anhand einer ex-post-Analyse nach Ablauf eines Zeitraums zu überprüfen. Stattdessen wird akzeptiert, dass diese Effekte auftreten können.

6.3.3 Umgang mit Rampen

Bei Start der Lastaufnahme und Beendigung der Lastaufnahme in einer Verbrauchsanlage kommt es typischerweise zu Rampen. Je nach Art der Entlastungsanlage und dem zugrundeliegenden Produktionsprozess für die Lastaufnahme fallen Rampen unterschiedlich aus. Daher sind auch die Startvorgänge sehr unterschiedlich. Die Beendigung der Lastaufnahme kann typischerweise eher kurzfristig erfolgen und muss bei vielen Prozessen auch über „Not-Aus“ umsetzbar sein.

Des Weiteren ist der Arbeitspunkt/Betriebszustand der Entlastungsanlage für die Kompensation von Rampen relevant. Beispielsweise ist es bei investiv zusätzlichen Anlagen (z.B. Elektrolyseur) möglich, dass die Zuweisung für einen Verbrauch bereits in den Bereich einer ohnehin eigenständig geplanten Lastaufnahme fällt (Beispiel kontinuierliche Produktion von Wasserstoff). In diesem Fall würde die Entlastungsanlage keine Rampe für den zugewiesenen Verbrauchszeitraum des ÜNB benötigen. Ebenso ist zu berücksichtigen, dass Entlastungsanlagen im Anschluss an einen zugewiesenen Verbrauchszeitraum die Lastaufnahme eigenständig fortführen könnten.

In Abwägung der einhergehenden Aspekte und Aufwände für die Abrechnung bei Netzbetreibern und Teilnehmern, kann daher pauschal die Erstattung einer Rampe vor und nach dem zugewiesenen Verbrauchszeitraum bis zu 30 Minuten für die Lastaufnahme vergütungsrelevant sein. Dabei wird eine 30 Minuten Rampe über 15 Minuten Mittelwerte vergütet.

Voraussetzung für eine Vergütung ist, dass bei der Präqualifikation der Entlastungsanlage durch den Anbieter glaubhaft dargelegt wird, dass eine Rampe technisch notwendig ist (siehe 5.2.6).

6.3.4 Ausschluss und Doppelvermarktung

Die ÜNB sehen keinen Bedarf, die Teilnahme am Großhandelsmarkt für präqualifizierte Entlastungsanlagen auszuschließen, auch wenn die NNE-Leistungskomponente im Rahmen von § 13k EnWG erstattet wird.

Sofern der berechtigte Teilnehmer seine Anlage für weitere Systemdienstleistungen (SDL) zur Verfügung stellt, stellt dies nach diesem Konzept kein Ausschlusskriterium für die Teilnahme an § 13k EnWG dar. Der berechtigte Teilnehmer hat sicherzustellen, dass die Teilnahme an den weiteren SDL außerhalb der im Rahmen von § 13k EnWG zugewiesenen Zeitscheiben erfolgt. Vorgaben der BNetzA durch die Festlegung der Kriterien zur Zusätzlichkeit des Stromverbrauchs bleiben unberührt. Insbesondere bleiben die Zusätzlichkeitskriterien der Festlegung der BNetzA, die z.T. die Teilnahme am 13k-Mechanismus ausschließen, wenn eine parallele Teilnahme am Großhandelsmarkt erfolgt, zu beachten.

6.3.5 Pönale

Die ÜNB sehen im Vergütungsrahmen ebenfalls eine Pönale vor. Diese Pönale soll dabei die berechtigten Teilnehmer anreizen, die ihnen zugeteilten 13k-Volumina zu verbrauchen und sie nicht z.B. am Intraday-Markt weiterzuverkaufen. Um das Missbrauchspotenzial zu beseitigen, muss die Pönale sicherstellen, dass der Verbrauch des zugeteilten Volumens wirtschaftlicher ist als der Weiterverkauf am ID-Markt.

Der Erlös, den der Verbraucher beim Verbrauch der 13k-Mengen erzielt, berechnet sich mit:

$$\begin{aligned} \text{Erlös}_{13k} = \\ \text{Mehrwert durch Stromverbrauch} - \text{Strompreis}_{\text{Einkauf}} + \text{Erstattung} \\ - \text{SNK} + \text{SNK Kompensation} \end{aligned}$$

Der Mehrwert durch den Stromverbrauch setzt sich aus dem Gebotspreis und einer Rendite zusammen. Die Erstattung berechnet sich mit dem Strompreis abzüglich des Gebotspreises.

Wenn der Verbraucher das zugeteilte und gekaufte Volumen nicht verbraucht und es am Intraday-Markt für einen „ID-Preis“ (abhängig von der Transaktion) verkauft, ergibt sich folgende Erlösrechnung:

$$\text{Erlös}_{\text{Intraday}} = \text{IDPreis} - \text{Strompreis}_{\text{Einkauf}} - \text{Pönale}$$

Es ergibt sich folgende Ungleichung, die sicherstellt, dass der Verkauf am Intraday-Markt unwirtschaftlich gegenüber einer Teilnahme an 13k wird:

$$\begin{aligned} \text{Mindestpreis} + \text{Rendite} - \text{Strompreis}_{\text{Einkauf}} + \text{Erstattung} \\ > \text{IDPreis} - \text{Strompreis}_{\text{Einkauf}} - \text{Pönale} \\ \text{Rendite} + \text{Strompreis}_{\text{Einkauf}} > \text{IDPreis} - \text{Pönale} \\ \text{Pönale} > \text{IDPreis} - \text{Strompreis}_{\text{Einkauf}} - \text{Rendite} \end{aligned}$$

Da die Rendite nicht bekannt ist und ohnehin negativ in die Ungleichung eingeht, kann sie vernachlässigt werden. So wird die Pönale unabhängig von den individuellen Renditen der Verbraucher. Es wird sichergestellt, dass die Pönale selbst bei einer Produktion zu Grenzkosten ihre Wirkung entfaltet. Da den ÜNB der tatsächliche Strombeschaffungspreis der berechtigten Teilnehmer nicht bekannt ist, wird dieser mit dem DA-Preis angenähert.

$$\text{Pönale} = \max(\text{ID}_{\text{AEP}} - \text{DAPreis}; 0)$$

Die Pönale wird für jede Stunde mit der Differenz aus zugeteilter Abregelungsstrommenge und der vom Teilnehmer verbrauchten Abregelungsstrommenge multipliziert und muss vom Teilnehmer an den ÜNB gezahlt werden.

$$\text{Zahlung Anbeiter an ÜNB} = \text{Pönale} * \max(\text{zugeteilte Abregelungsstrommenge} - \text{verbrauchte Abregelungsstrommenge}; 0)$$

Für die Pönalenregelung werden solche Stunden ausgenommen, in welchen der Strompreis die Preisobergrenze übersteigt und der Teilnehmer die zugeteilten Abregelungsstrommengen abgelehnt hat (vgl. 6.3.1). Im Rahmen der Abrechnung müssen solche Stunden vom Teilnehmer nachgewiesen werden. Ein ausbleibender Verbrauch von zugewiesenen Abregelungsstrommengen wird in diesem Fall nicht pönalisiert. Dieser Mechanismus gewährleistet, dass die Regelung nach § 13k Abs. 5 EnWG im Einklang steht mit der Vorgabe nach § 13k Abs. 6 S. Nr. 4 EnWG, einen gesamtwirtschaftlichen Nutzen und kostensenkenden Effekt der Maßnahme sicherzustellen.

7 Prognose der Abregelungsstrommengen (§ 13k Abs. 6 S. 2 Nr. 5 EnWG)

Auszug Gesetzestext:

„Angaben dazu, auf Grundlage welcher Prognosen unter Anwendung welcher Methode die Abregelungsstrommenge der jeweiligen Entlastungsregion bestimmt wird, einschließlich der Angabe eines hinreichenden Abschlags, um sicherzustellen, dass nicht mehr Abregelungsstrommengen zugeteilt werden, als abgeregelt werden müssten, sowie die Angabe dazu, auf welcher Grundlage der Abschlag bestimmt wird“ (§ 13k Abs. 6 S. 2 Nr. 5 EnWG)

Auszug Gesetzestextbegründung:

„Nummer 5 legt deshalb fest, dass die Übertragungsnetzbetreiber ihre Prognose- und Berechnungsmethoden als Teil des Konzepts vorzulegen haben. Prognose und Mengenbestimmungen können insbesondere über den Zeitraum vor der ersten Evaluierung vereinfacht durchgeführt werden, sollen aber mit zunehmenden Lerneffekten und Erfahrungen optimiert werden. Zudem ist ein Sicherheitsabschlag zu bestimmen, damit nicht mehr Strom abgegeben wird, als andernfalls abgeregelt werden müsste. Dafür muss auch die im vereinfachten Verfahren vergebene Abregelungsstrommenge von der zu Ausschreibung vorgesehenen abgezogen werden.“

Das Umsetzungskonzept der Übertragungsnetzbetreiber soll Angaben dazu machen, wie Abregelungsstrommengen je Entlastungsregion bestimmt werden und welche Prognosen und Methoden dazu verwendet werden. Darüber hinaus soll ein Sicherheitsabschlag dargelegt werden und auch auf welcher Grundlage dieser bestimmt wird. Entsprechend § 13k Abs. 6 Satz 2 Nr. 5 *„Angaben dazu, auf Grundlage welcher Prognosen unter Anwendung welcher Methode die Abregelungsstrommenge der jeweiligen Entlastungsregion bestimmt wird, einschließlich der Angabe eines hinreichenden Abschlags, um sicherzustellen, dass nicht mehr Abregelungsstrommengen zugeteilt werden, als abgeregelt werden müssten, sowie die Angabe dazu, auf welcher Grundlage der Abschlag bestimmt wird“.*

7.1 Grundlage für die Bestimmung der Abregelungsstrommenge (Prognosen, Methode)

Die Grundlage für die Bestimmung der Abregelungsstrommenge ist eine Netzzustandsprognose. Diese beschreibt eine Abschätzung der zukünftigen Engpässe im deutschen Übertragungsnetz auf Basis der vorliegenden Netznutzung. Hierfür gehen Prognosen zum Kraftwerkseinsatz, der Netzlast und der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien ein. Darüber hinaus wird die Netznutzung im kontinentaleuropäischen Verbundnetz unter Berücksichtigung der Nebenbedingungen aus dem "Flow Based Market Coupling" der CORE-Region mitberücksichtigt. Das abschließende Ergebnis ist eine Einschätzung zum zukünftigen deutschen Netzzustand.

7.2 Bestimmung der Höhe der Abregelungsstrommenge

Für die Bestimmung der Höhe der Abregelungsstrommenge wird eine Simulation des deutschen Redispatcheinsatzes unter Berücksichtigung von Entlastungsanlagen und der Netzzustandsprognose durchgeführt. Die Simulation findet im Rahmen eines Optimierungsmodells statt, welches technische Parameter der Netznutzer als auch des Netzes selbst mitberücksichtigt. Es wird ermittelt inwieweit Abregelungen von EE-Anlagen durch zusätzliche Verbräuche von Entlastungsanlagen ersetzt werden können. Hiermit wird gewährleistet, dass durch den zusätzlichen Verbrauch in Entlastungsanlagen keine Engpässe verstärkt werden bzw. neue entstehen und damit am Ende mehr EE-Anlagen abgeregelt werden müssen. Es wird trotzdem sichergestellt, dass das Potential von zusätzlichem Verbrauch von Entlastungsanlagen genutzt wird, bevor auf das Mittel zur Abregelung von Erneuerbaren Energien nach bestehendem Kenntnisstand zurückgegriffen wird.

7.3 Sicherheitsabschlag

Wegen zu erwartenden Prognoseunsicherheiten in Höhe der EE-Abregelungsleistung und des zeitlichen Eintretens bzw. Verschiebungen beim Eintritt ist ein sogenannter Sicherheitsabschlag einzuführen.

Die ermittelten Mengen der Entlastungsanlagen sollen einem möglichen Sicherheitsabschlag unterliegen. Der Sicherheitsabschlag wird je Entlastungsregion angewendet. Aufgrund der hohen Unsicherheiten in den Prognosen und dem noch ausstehenden Handelsschluss des Day-Ahead-Strommarktes wird ein volumenmäßiger Abschlag bestimmt, der sich aus dem Verhältnis von vorhergesagtem Abregelungsvolumen zu den Ist-Abregelungsvolumen während der Zeiten der vorhergesagten und eingetretenen Abregelungen ergibt. Der Abschlag kann dabei die prognostizierten Abregelungsvolumen zwar verringern aber nicht erhöhen. Der Abschlag und das Auslösekriterium werden in Verbindung mit den Unsicherheiten in der Prognose (Volumen & Zeitbereich) regelmäßig analysiert und neu bewertet. Zusätzlich zum Sicherheitsabschlag der Volumen (MW) kann es aufgrund von Prognoseunsicherheiten zu zeitlichen Verschiebungen der dargebotsabhängigen Einspeisung und damit auch der notwendigen EE-Abregelungsmaßnahmen kommen. Daher wird neben dem Sicherheitsabschlag für das Volumen auch eine Anpassung vor und nach dem relevanten EE-Abregelungszeitfenster vorgesehen.

8 Auslösekriterium (§ 13k Abs. 6 S. 2 Nr. 6 EnWG)

Auszug Gesetzestext:

„die Definition eines Auslösekriteriums, um die Verfahren gemäß Absatz 2 und 4 auszulösen“ (§ 13k Abs. 6 S. 2 Nr. 6 EnWG)

Auszug Gesetzestextbegründung:

„Nummer 6 besagt, dass erst ab einer bestimmten Auslöseschwelle das Ausschreibungs- oder pauschalisierte Zuteilungsverfahren aktiviert wird. Dafür muss in der relevanten Stunde ein bestimmter Prozentsatz der Stromerzeugung erneuerbarer Energien in der jeweiligen Entlastungsregion, der laut Prognose abgeregelt werden müsste, erreicht werden. So wird sichergestellt, dass die Maßnahme nur in Stunden mit signifikanten Abregelungsstrommengen durchgeführt wird.“

Entsprechend § 13k Abs. 6 Satz 2 Nr. 6 EnWG ist *„die Definition eines Auslösekriteriums, um die Verfahren gemäß Absatz 2 und 4 auszulösen“* zu beschreiben. Das Umsetzungskonzept der ÜNB enthält ein Auslösekriterium, welches zur Ausweisung und Zuteilung von Abregelungsstrommengen an Entlastungsanlagen zur Anwendung kommt. Dieses wird auch für Eigenverbrauchsentslastungsanlagen genutzt.

Über die Auslösung zur Nutzung von Entlastungsanlagen wird unter Berücksichtigung aktueller Erkenntnisse Vormittags D-1 vor 10 Uhr, auf Grundlage der ausgewiesenen EE-Abregelungen der Entlastungsregionen, entschieden. Auf Basis der Erkenntnisse aus der Netzzustandsprognose, dem Ergebnis aus der Optimierung und der momentan vorliegenden Unsicherheiten der Methode wird über die Nutzung des Mittels entschieden. Aufgrund der hohen Unsicherheiten vor Handelsschluss der vortägigen Auktion am Spotmarkt, fließen aktuelle Erkenntnisse über die anstehende Netzsituation in die Abwägung zur Auslösung des Kriteriums mit ein.

9 Veröffentlichung (§ 13k Abs. 6 S. 2 Nr. 7 EnWG)

Auszug Gesetzestext:

„Angaben dazu, an welcher Stelle und zu welchem Zeitpunkt [1] die Abregelungsstrommenge der jeweiligen Entlastungsregion, [2] die Zeitpunkte und Bedingungen der Ausschreibungen nach Absatz 2 Satz 1 oder Angaben zum pauschalierten Zuteilungsverfahren nach Absatz 2 Satz 2 und 3 sowie [3] die Ergebnisse der Ausschreibungen veröffentlicht werden.“ (§ 13k Abs. 6 S. 2 Nr. 7 EnWG)

Auszug Gesetzestextbegründung:

„Nummer 7 macht Angaben zur Transparenz, die für die teilnehmenden Lasten für einen funktionierenden Ablauf notwendig sind. Diese umfassen mindestens Zeitpunkt und Bedingungen der Ausschreibung oder für das pauschalierte Zuteilungsverfahren sowie die Veröffentlichung der Ergebnisse.“

Gemäß den Vorgaben des § 13k Abs. 6 Satz 2 Nr. 7 EnWG werden im folgenden *„Angaben dazu, an welcher Stelle und zu welchem Zeitpunkt [1] die Abregelungsstrommenge der jeweiligen Entlastungsregion, [2] die Zeitpunkte und Bedingungen der Ausschreibungen nach Absatz 2 Satz 1 oder Angaben zum pauschalierten Zuteilungsverfahren nach Absatz 2 Satz 2 und 3 sowie [3] die Ergebnisse der Ausschreibungen veröffentlicht werden“ gemacht.*

Die ÜNB-Internetseite www.netztransparenz.de wird als zentrale Plattform genutzt, um relevante Daten für die Öffentlichkeit zugänglich zu machen. Die Veröffentlichung über www.netztransparenz.de stellt sicher, dass die erforderlichen Informationen transparent, zeitnah und gemäß den gesetzlichen Vorgaben bereitgestellt werden.

Ab dem 1. Oktober 2026 werden täglich die Abregelungsstrommengen sowie die Ergebnisse der Ausschreibung veröffentlicht. Diese Informationen umfassen aggregierte Leistungsmittelwerte für Entlastungsregionen und werden stündlich in MW angegeben.

Die **ausgewiesenen** Abregelungsstrommengen werden stündlich aggregiert pro Entlastungsregion bis spätestens 10:00 Uhr am Vortag (D-1) und für den Folgetag (D) veröffentlicht.

Die **zuteilten** Abregelungsstrommengen werden stündlich aggregiert pro Entlastungsregion bis spätestens 11:00 Uhr am Vortag (D-1) und für den Folgetag (D) veröffentlicht.

10 Weitere Voraussetzungen für Teilnehmer nach Absatz 4 (§ 13k Abs. 6 S. 2 Nr. 8 EnWG)

Auszug Gesetzestext:

„Angaben zu weiteren Voraussetzungen, unter denen berechnigte Teilnehmer nach Absatz 4 an der Maßnahme teilnehmen können; dazu zählen insbesondere die Modalitäten der Teilnahme und Zeitpunkt der Information, dass der Entlastungsanlage kein Abregelungsstrom zugeteilt wird.“ (§ 13k Abs. 6 S. 2 Nr. 8 EnWG)

Auszug Gesetzestextbegründung:

„Nummer 8 gibt den Übertragungsnetzbetreibern die Möglichkeit, weitere Voraussetzungen für die berechtigten Teilnehmer nach Absatz 4 festzuschreiben. Dazu zählen insbesondere die Modalitäten der Teilnahme und Zeitpunkt der Information, dass der Entlastungsanlage kein Abregelungsstrom zugeteilt wird.“

Die Rahmenbedingungen zur Teilnahme und wesentlichen Anforderungen an Eigenverbrauchsentlastungsanlagen sind in Kapitel 5.4 beschrieben. Die ÜNB behalten sich vor insbesondere zusätzlich notwendige Anforderungen im Rahmen des Registrierungsverfahrens vorzusehen.

11 Anhang: Berechnungsbeispiele

Die für die Beispielrechnungen verwendeten Daten dienen lediglich der Veranschaulichung bzw. Erläuterung der in Kapitel 6.3 gezeigten Vergütungsaspekte. Die Höhe der hier aufgeführten ÜNB-Vorgaben, der Mindestpreis, die Preisobergrenze und die SNK-Kompensationsgrenze (MK) wurden nach aktuellen Schätzungen ermittelt. Diese können sich jedoch in Abhängigkeit von Strom-, Kohle- und CO₂-Preisentwicklungen zukünftig verändern.

Für die Ermittlung von $Bh_{x,Rest}$ veröffentlichen die ÜNB vor Beginn des Kalenderjahres die Betriebsstunden in der Entlastungsregion x für das entsprechende Kalenderjahr:

Monat	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
i	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
$Bh_{x,i} (h)$	100	90	80	70	60	50	50	60	70	80	90	100
$Bh_x (h)$	900											

Sofern sich ein berechtigter Teilnehmer bspw. für eine Teilnahme ab dem Monat März entscheidet, d.h. ab März registriert ist, ergibt sich somit:

$$Bh_{x,Rest} = \sum_{i=3}^{12} Bh_{x,i} = 80 + 70 + 60 + 50 + 50 + 60 + 70 + 80 + 90 + 100 = 710h$$

Beispielhafte Berechnung der individuellen Stromnebenkosten-Kompensation:

ÜNB-Daten	
Zeitraum	01.01.2027 – 31.12.2027
m	12 Monate
MK	160 €/MWh
Mindestpreis	21,68 €/MWh
Preisobergrenze	400 €/MWh
Bh _x	900 h (Summe aus Bh _{x,i})
V _{min}	3.000 h
Teilnehmerspezifische Daten	
Bh _{x,Rest} (ex-ante)	710 h (siehe oben)
SNK _v (ex-ante)	130 €/MWh
SNK _f (ex-ante)	Der Leistungspreis der Netzentgelte NNE _{LP} des berechtigten Teilnehmers beträgt beispielhaft 25.000 €/MW/a. Bezogen auf den Anwendungszeitraum des Leistungspreises (Jahr) ermittelt sich SNK _f damit wie folgt: $SNK_f = a * NNE_{LP} = a * 25.000 \frac{\text{€}}{\text{MW} * a} = 25.000 \frac{\text{€}}{\text{MW}}$
n (ex-post)	10 Monate (Registrierung von 01.03.2027 bis 31.12.2027)

Da in diesem Fall die variablen Stromnebenkosten des berechtigten Teilnehmers unterhalb der Referenz MK (130 €/MWh < 160€/MWh) liegen, kann eine vollständige Kompensation der variablen Stromnebenkosten zugesichert werden. Außerdem ist damit eine zusätzliche Kompensation der fixen Stromnebenkosten möglich:

$$LP_A = \min \left((MK - SNK_v) * Bh_{x,Rest}; SNK_f \right)$$

$$LP_A = \min \left(\left(160 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} - 130 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right) * 710 \text{ h}; 25.000 \frac{\text{€}}{\text{MW}} \right) = 21.300 \frac{\text{€}}{\text{MW}}$$

Sofern der Teilnehmer sich für eine Teilnahme entschieden hat, wird am Ende des Kalenderjahres überprüft, ob die Mindestvorgabe bzgl. der Verfügbarkeitsmeldungen eingehalten wurde:

$$V_{ist} \geq V_{min} * \frac{n}{m} = 3.000h * \frac{10}{12} = 2.500h$$

Bei einem positiven Ergebnis erfolgt eine Kompensation anhand des in der Präqualifikation an den Teilnehmer kommunizierten Anteils LP_A :

- Lastspitze ohne 13k: $LS_{o13k} = 3 \text{ MW}$ (innerhalb des gesamten Kalenderjahres, exklusive der Lastspitzen, welche durch Testfahrten auf Anweisung des ÜNB entstanden sind)
- Lastspitze mit 13k: $LS_{m13k} = 10 \text{ MW}$
- Zusätzliche Lastspitze: $LS_{zus} = (LS_{mit1} - LS_{ohne1}) = 7 \text{ MW}$

→ ÜNB-Kompensation = $LP_A * LS_{zus} = 21.300 \frac{\text{€}}{\text{MW}} * 7 \text{ MW} = 149.100 \text{ €}$
--