



EEG-Novelle und weitere Reformprozesse

Strommarkttreffen

08.05.2026 | Köln | Anna Weiß

consentec

08.05.2026 |

1

Im Jahr 2026 finden parallel drei große Reformprozesse statt, welche die Erneuerbaren Onshore Technologien unmittelbar betreffen

EEG- Novelle

Inhalt: Förderrahmen EE

Federführend: BMW

Status: Referentenentwurf liegt vor

Zeithorizont: Umsetzung der EEG-Novelle bis Jahresende 2026 angekündigt

Netzpaket

Inhalt: Synchronisierung EE- & Netzausbau und Änderungen bei Netzanschlussverfahren

Federführend: BMW

Status: Referentenentwurf liegt vor

Zeithorizont: hängt mit den beiden anderen Prozessen und ggf. dem EU Grid Package zusammen

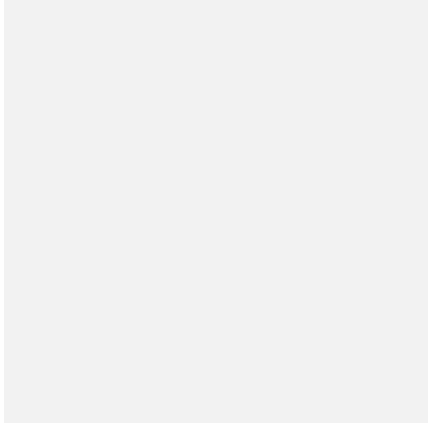
AgNes- Prozess

Inhalt: u.a. Erzeuger-Netzentgelte

Federführend: BNetzA

Status: Laufende Diskussionen zu den veröffentlichten Orientierungspunkten, formale Konsultation im Sommer geplant

Zeithorizont: bisherige StromNEV und ARegV treten am 31. Dezember 2028 außer Kraft.



Netzpaket

Zusammenfassung Netzpaket

Motivation

- Synchronisation: Mit den bisher bekanntgewordenen Regelungen im Netzpaket wird in erster Linie eine Anpassung des EE-Ausbaus an die weiterhin verzögerte Netzerweiterung angestrebt

Vorgeschlagene Instrumente mit Rückwirkung auf EE-Anlagen

- **Redispatch-Vorbehalt:** Bei Ausweisung eines Netzgebiets als kapazitätslimitiert, würden Neuanlagen in den entsprechenden Gebieten nicht mehr für Abregelungen im Redispatch kompensiert
- **Baukostenzuschuss:** Ausweitung von BKZ auf Erzeugungsanlagen (regional differenziert und kapazitätsabhängig), um Anschluss an möglichst netzverträglichen Standorten anzureizen
- **Netzanschlussverfahren:** diverse Regelungen, die es den Netzbetreibern ermöglichen sollen, die Synchronisation von Anschlussbegehren und Netzausbau zu verbessern
- **Planungsaufwand und -kosten:** Vorgaben, um den Netzschlussprozess für (EE-)Anlagen einheitlicher, digitaler und transparenter zu gestalten

Wechselwirkungen mit der EEG-Förderung

- Jede Änderung aus dem Netzpaket, die sich auf die Errichtung und den Betrieb von EE-Anlagen auswirkt, also auch Netzanschlusskosten und Redispatch-Vergütung, hat Rückwirkungen auf die Investitionsentscheidung und den Förderbedarf von Anlagen
 - Nachfolgend Betrachtung von Redispatch-Vorbehalt und potenzieller Wirkung auf EE-Investitionen
 - BKZ wird auf Folien zu AgNes-Prozess diskutiert

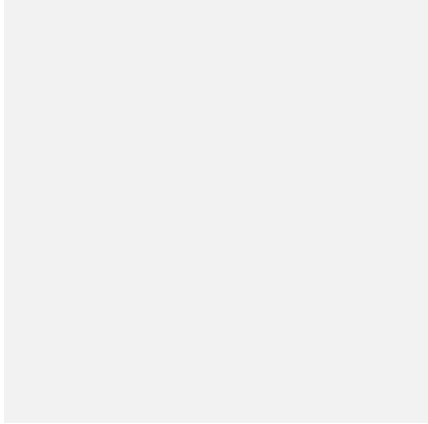
Wechselwirkungen Redispatch-Vorbehalt und EE-Förderung

Redispatch-Vorbehalt erzeugt Unsicherheit über Redispatch-Entscheidung

- Informationsasymmetrie mit Blick auf Auslastung des Netzes und somit Redispatch-Bedarfe
- Wahrscheinlichkeit einer bevorzugten Abregelung von Anlagen unter RDV (kostengünstiger aus Netzbetreibersicht)
- Steigende Finanzierungskosten durch Risikoaufschläge für EE-Anlagen werden bei Gebotsabgabe in EE-Ausschreibung eingepreist

Unterschiedliche Effekte auf Wohlfahrt denkbar:

- a) Anlage in kapazitätslimitiertem Netzgebiet (d.h. mit gestiegenen Finanzierungskosten) wird weiterhin bezuschlagt
 - Teilweise Wohlfahrtverlust: Keine Änderung mit Blick auf die Wohlfahrtseffekte des Redispatch, aber höhere EE-Förderkosten
- b) Anlage an einem schlechteren Standort wird bezuschlagt
 - In nicht-kapazitätslimitiertem Netzgebiet, aber geringeres Einspeisepotenzial und somit höhere Stromgestehungskosten
 - Wohlfahrtseffekt abhängig davon, ob die Mehrkosten des schlechteren Standorts kleiner sind als die eingesparten Redispatchkosten:
 - Mehrkosten Standort > eingesparte Redispatchkosten → Wohlfahrtsverlust
 - Mehrkosten Standort < eingesparte Redispatchkosten → Wohlfahrtsgewinn



AgNes-Prozess

Zusammenfassung AgNes-Prozess (Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom)

Motivation

- Reform der Netzentgeltsystematik, sodass veränderte Rahmenbedingungen durch die Energiewende besser berücksichtigt werden
- Dabei u.a. Diskussion über Einspeiseentgelte und Anpassungsoptionen zur Kostenbeteiligung

Vorgeschlagene Instrumente mit Rückwirkung auf EE-Anlagen

- **Baukostenzuschuss (BKZ):** einmalige Zahlung (€/MW) in Abhängigkeit der vertraglich vereinbarten Anschlusskapazität bei Netzanschluss / Kapazitätserweiterung, nach Netzebene und ggf. regional differenziert
- **Kapazitätspreise:** jährliches Entgelt in €/kW auf die vertraglich vereinbarte Anschlusskapazität
- **Dynamische Netzentgelte:** zeit- und ortsabhängige Netzentgelte (ct/kWh) in Abhängigkeit der aktuellen regionalen Netzauslastung

Wechselwirkungen mit der EEG-Förderung

- Erzeugerseitige BKZ und Kapazitätspreise werden in die Fördergebote eingepreist; bei schlechter Prognostizierbarkeit wird zusätzlich ein Risikoaufschlag erhoben → Kostenweitergabe an Förderzahler
- Bei dynamischen Netzentgelten sowohl Rückwirkung auf die Höhe der Förderung (aufgrund von Risikoaufschlägen) als auch (bei produktionsabhängigem CfD) aufgrund veränderter Einspeiseanreize auf die Anzahl geförderter bzw. abgeschöpfter Stunden

Wechselwirkungen Netzentgeltsystem und EE-Förderung: erzeugerseitige Netzkostenbeteiligung

Baukostenzuschüsse (BKZ)

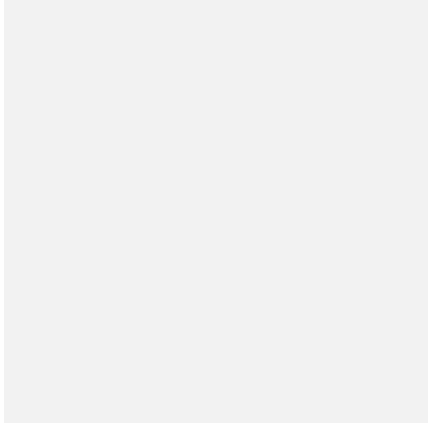
- Wirkung: bei regionaler Differenzierung Internalisierung von Netzausbaukosten zum Festlegungszeitpunkt bekannten Netzausbaukosten; Anreiz zur effizienten Nutzung der Netzanschlusskapazität (z.B. durch Überbauung oder alternative Anlagenauslegung)
- Unsicherheiten und somit Risikoaufschläge auf Fördergebot gering, falls BKZ zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung kalkulierbar
- Standortentscheidung allerdings schon zum Zeitpunkt der Projektentwicklung → Ist Höhe des BKZ noch nicht prognostizierbar, dann nicht-Realisierung von Projekten und ggf. Unterdeckung von Ausschreibungen denkbar
- VNB haben große Spielräume in der Festlegung der BKZ, d.h. es können teils sehr hohe BKZ erhoben werden, die dann in die Gebote eingepreist werden

Kapazitätspreise

- Wirkung: Finanzierung von Netzausbaukosten zum Festlegungszeitpunkt bekannten Netzausbaukosten; Anreiz zur effizienten Nutzung der Netzanschlusskapazität (z.B. durch Überbauung oder alternative Anlagenauslegung)
- Anlagenbetreiber preisen unsichere Netzentgelte in ihre Förderkosten ein
- Zusätzliche Risikoaufschläge, da Kapazitätspreis durch jährliche Festlegung zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe schlecht prognostizierbar

Dynamische Netzentgelte

- Wirkung: Internalisierung der Engpasskosten durch zeit- und ortsabhängige Netzentgelte → Attraktivität der Einspeisung sinkt in Stunden und Regionen mit erwarteten einspeisebedingten Engpässen durch erhöhte variable Kosten
- Dadurch marktliche Abregelung (ggf. ineffizient hohe Abregelmengen aufgrund hoher Preissensitivität von EE-Anlagen) → es verbleibt eine geringere Anzahl von Stunden zur Refinanzierung der Stromgestehungskosten am Markt (bei produktionsabh. CfD außerdem weniger geförderte/abgeschöpfte Stunden)
- Risikoaufschläge auf Gebote in EE-Ausschreibungen, da Höhe der Netzentgelte und Umfang der marktlichen Abregelungen zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe nicht prognostizierbar



Fazit und Ausblick

Fazit und Ausblick

Aktuell finden drei parallel laufende Reformprozesse statt

- Reformen verfolgen unterschiedliche Ziele: EE-Förderung (EEG), Synchronisation von EE- und Netzausbau (Netzpaket), Finanzierung von Netzkosten (AgNes)
- Die Rückwirkungen auf EE-Investitionen können sich jedoch gegenseitig überlagern

Je nach Instrument und Ausgestaltung lediglich Verschiebung der Kostentragung

- Bei Erhebung von Netzkosten bei geförderten EE-Anlagen werden die erhöhten Fixkosten im Fördersystem eingepreist
→ potenziell Erhöhung der Förderkosten und somit Weitergabe an Steuerzahler

Unterschiedliche Zuständigkeiten und Zeitschienen

- EEG-Novelle und Netzpaket bei BMWV angesiedelt, AgNes-Prozess bei BNetzA
- Fristen zwischen wenigen Monaten und bis zu zwei Jahren
- Teilweise werden Instrumente in mehreren Prozessen diskutiert (s. regional differenzierte Baukostenzuschüsse)

Reformvorschläge und ihre Ziele können daher nicht isoliert betrachtet werden, sondern müssten idealerweise unter Berücksichtigung aller Wechselwirkungen gemeinsam ausgestaltet werden