



Variationsrechnung EE-Mindestfaktor

4ÜNB-Studie durchgeführt von der FGH GmbH, 05.09.2025

Agenda

1. Inhalt der Studie
2. Entwicklung der Kosten
3. Entwicklung der CO₂-Emissionen
4. Entwicklung der ReDispatch-Mengen
5. Juristische Einordnung zur Abschaffung des EE-Mindestfaktors
6. Argumente zur Abschaffung des EE-Mindestfaktors gemäß des energiepolitischen Zieldreiecks

Exkurse

Inhalt der Studie

- Ziel ist die **Berechnung der Auswirkungen unterschiedlicher Mindestfaktoren** bei deutschen EE-Anlagen auf:
 - Kosten (Redispatch-Gesamtkosten und volkswirtschaftliche Kosten)
 - CO₂-Emissionen
 - Redispatch-Menge (Gesamt und EE)
 - Netzreserve-Einsatz
- **Varianten:**
 - **Mindestfaktoren 10, 5 und 3**
 - „MP“-Variante: EE-Preis entspricht der EE-Marktprämie, d.h. Abschaffung EE-Mindestfaktor
- Die Jahres-Redispatch-Simulationen sind auf Basis der Eingangsdaten und Parametrierung für die Studie zur Bestimmung der kalk. Preise für 2025/2026 durchgeführt worden (siehe Exkurs 1a-c)

Kalkulatorische Preise für EE-Anlagen und die Netz- und Kapazitätsreserve

- Es wurden die kalkulatorischen Preise für EE-Anlagen und Netz- und Kapazitätsreservekraftwerke ermittelt
 - Bei der Bestimmung des kalk. Preises für EE wurden die Mindestfaktoren (MF) 10, 5 und 3 betrachtet
 - In einer weiteren Variante wurde der EE-Mindestfaktor abgeschafft und stattdessen die Marktprämie aus 2024 für jeweils Sommer/Winter als Absenkkosten angesetzt (im Folgenden als „MP“-Variante bezeichnet)
 - Die Ergebnisse der Variante MF10 entstammen der Studie zur Ermittlung der kalk. Preise 2025/2026
- Resultierende kalk. Preise der Berechnungen:

	MF10	MF5	MF3	MP 2024	MP 2026**
EE	943 €/MWh	393 €/MWh	177 €/MWh	73 €/MWh / 49 €/MWh*	20 €/MWh
Netz-/Kapazitäts-reserve			182 €/MWh		

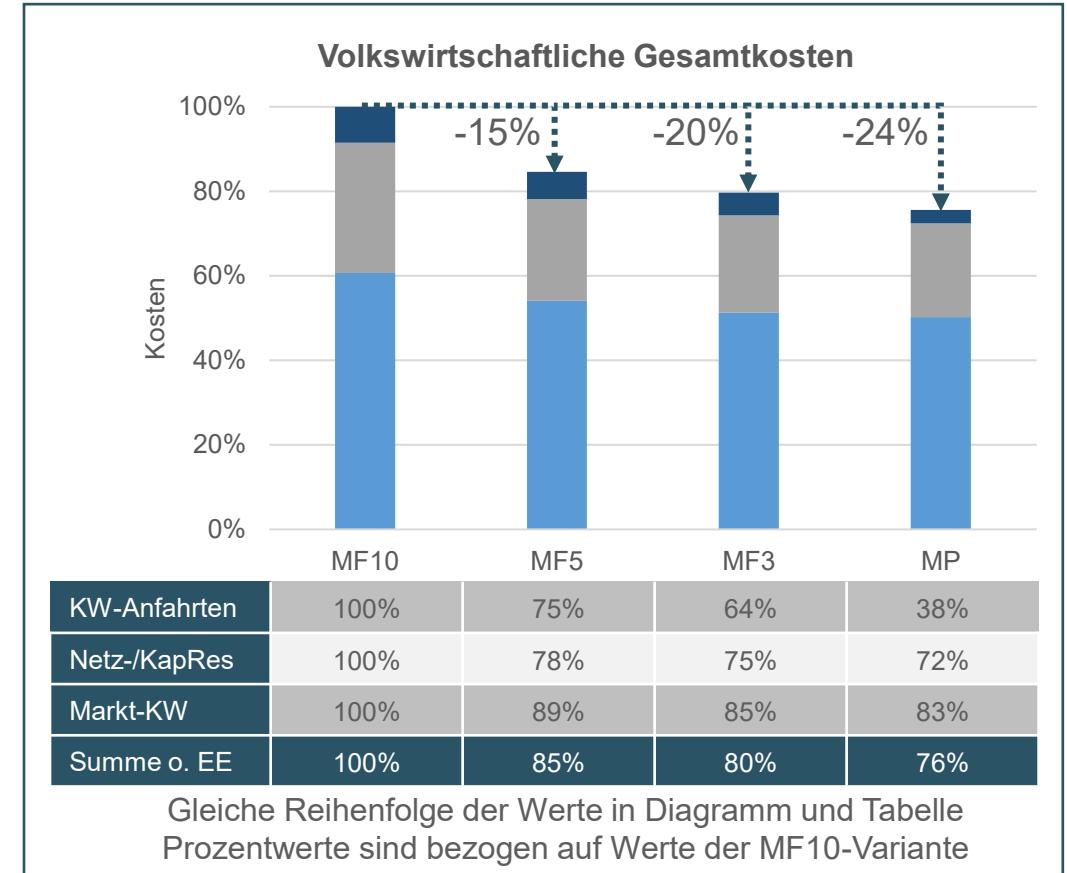
*Sommer/Winter, Quelle: smard.de

** Zusatzvariante zur Kostenbewertung aller Szenarien mit Marktprämie aus ÜNB-Prognose für 2026

Entwicklung der volkswirtschaftlichen Gesamtkosten

- Aus volkswirtschaftlicher Perspektive werden die Kosten der EE-Absenkung nicht berücksichtigt
- Grund: Kosten sind volkswirtschaftlich neutral, weil Anlagenbetreiber bei Betrieb entweder die Marktprämie über die EEG-Vergütung erhalten oder bei Abregelung im Rahmen des ReDispatch etwa in gleicher Höhe durch den Netzbetreiber (bzw. Netznutzer) entschädigt werden
- Reduktion des EE-Mindestfaktors reduziert die volkswirtschaftlichen Kosten
- **Minimum der volkswirtschaftlichen Kosten ergibt sich bei Abschaffung des EE-Mindestfaktors**

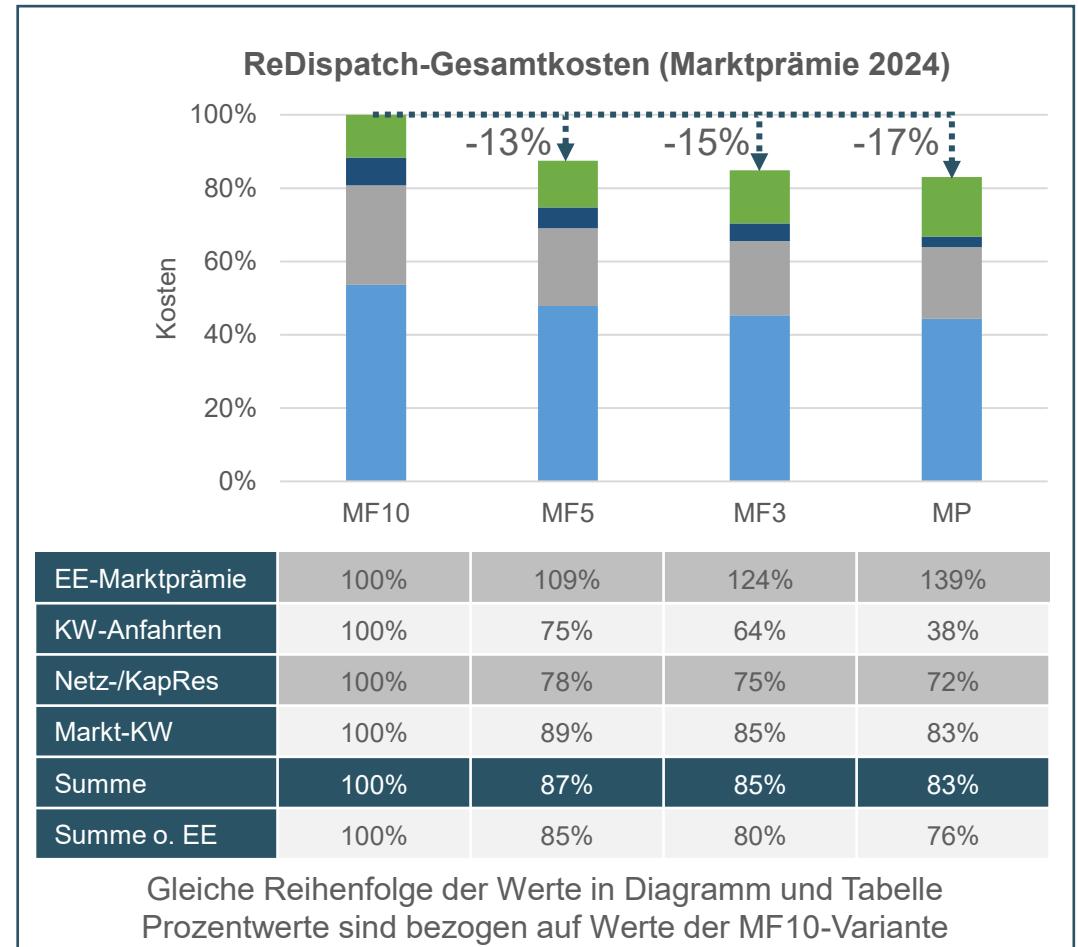
→ Ca. 24% Reduktion der volkswirtschaftlichen Kosten



Quelle: FGH (2025)

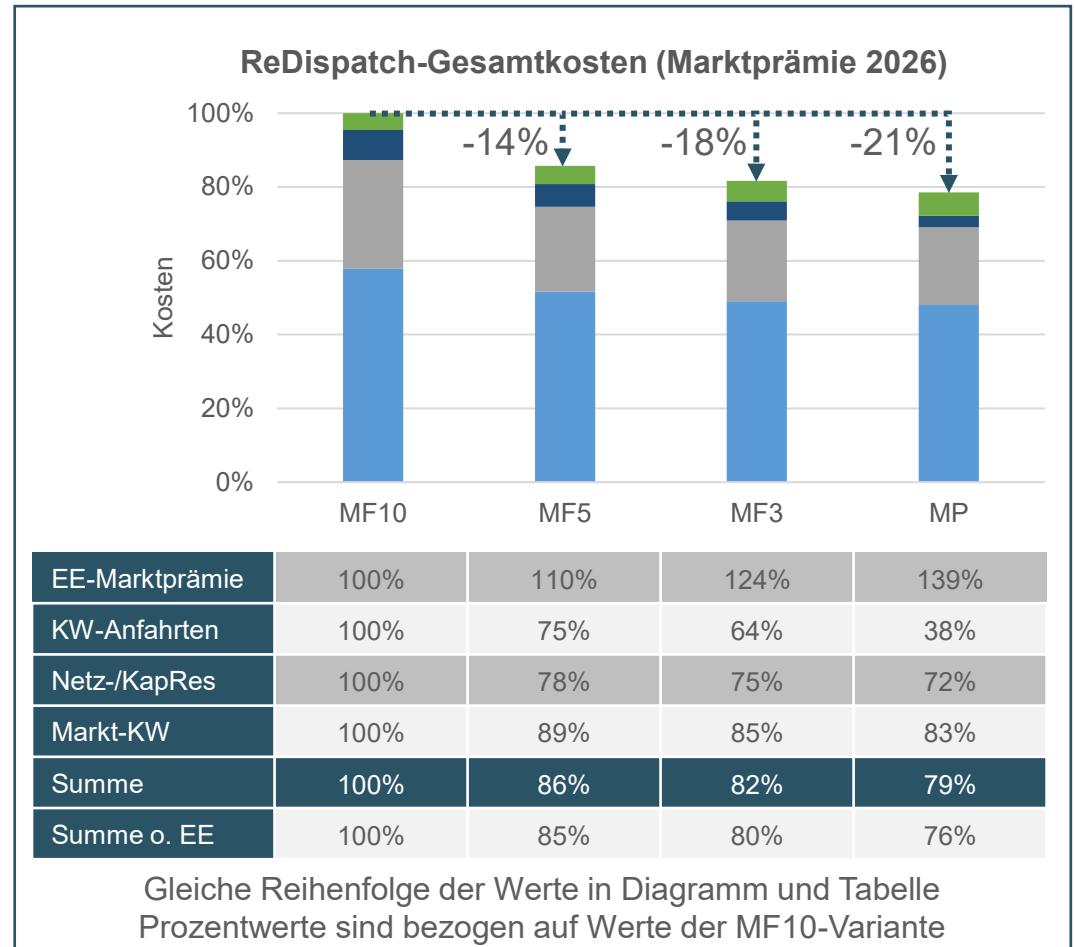
Entwicklung der ReDispatch-Kosten (Marktprämie 2024)

- Aus Perspektive der ReDispatch-Kosten müssen die Kosten für die EE-Absenkung mit berücksichtigt werden. Diese ergeben sich aus der zu erstattenden Marktprämie bei Abregelung
 - Als Marktprämie wurde auf Basis der Daten von smard.de angesetzt: 73€/MWh (Sommer) bzw. 49 €/MWh (Winter)
 - Minimum der ReDispatch-Kosten ergibt sich bei Abschaffung des EE-Mindestfaktors**
- Ca. 17% Reduktion der ReDispatch-Kosten



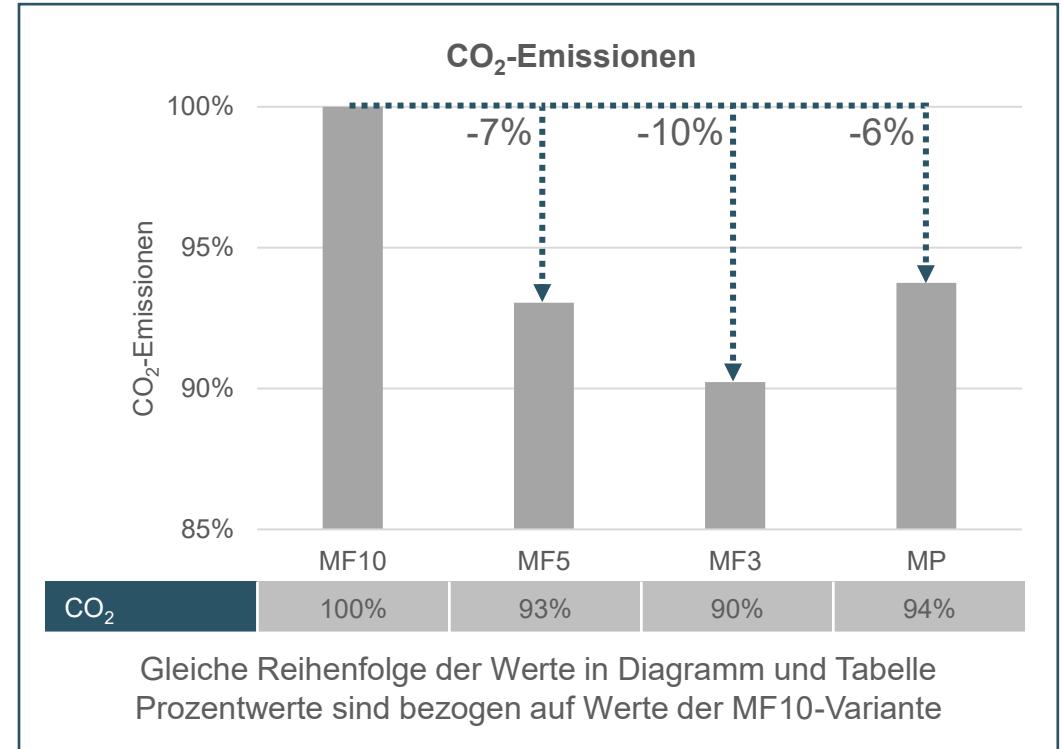
Entwicklung der ReDispatch-Kosten (Marktpremie 2026)

- 4ÜNB-Kostenprognose der Marktpremie für 2026:
ca. 20 €/MWh
 - Grund: Reduktion der anzulegenden Werte bei Bestandsanlagen gemäß Stauchungsmodell nach achtjähriger Anfangsförderung
 - **Minimum der ReDispatch-Kosten ergibt sich bei Abschaffung des EE-Mindestfaktors**
- Ca. 21% Reduktion der ReDispatch-Kosten



Entwicklung der CO₂-Emissionen

- Reduktion der CO₂-Emissionen ggü. MF10 in allen Szenarien
 - CO₂-Reduktionseffekte ergeben sich insbesondere durch Substitution weniger sensibler ausländischer EE-Absenkung mit sensiblerer deutscher EE-Absenkung bei Reduktion des EE-Mindestfaktors (siehe Folie 10)
 - CO₂-Steigerungseffekte von MF5 / MF3 zu MP ergeben sich durch Auswahl kostengünstigerer, jedoch CO₂-intensiverer Hochfahr-Kraftwerke
- CO₂-Vermeidungskosten von MF3 zu MP liegen über den CO₂-Zertifikatkosten des EU ETS1 (398 €/t zu aktuell 71 €/t) und sind damit volkswirtschaftlich ineffizient (siehe Exkurs 2)

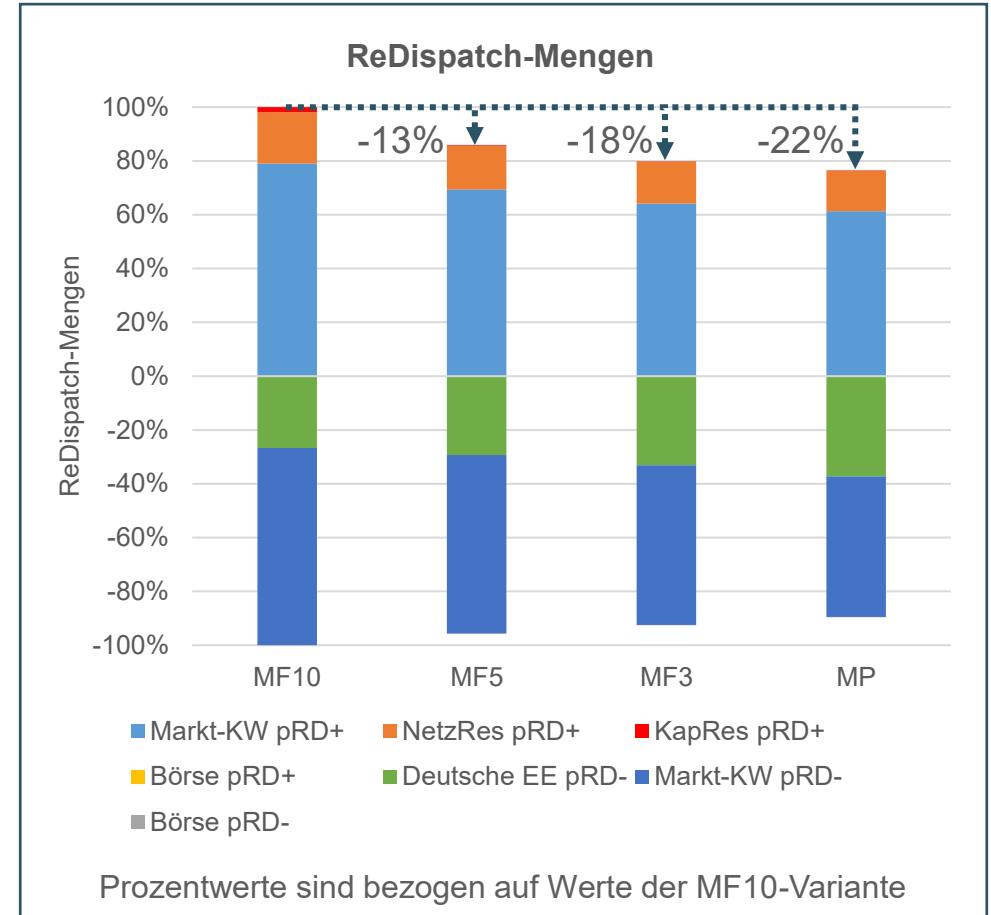


Quelle: FGH (2025)

Entwicklung der Redispatch-Mengen

Bei Abschaffung des EE-Mindestfaktors („MP“-Szenario) kommt es zu maximaler

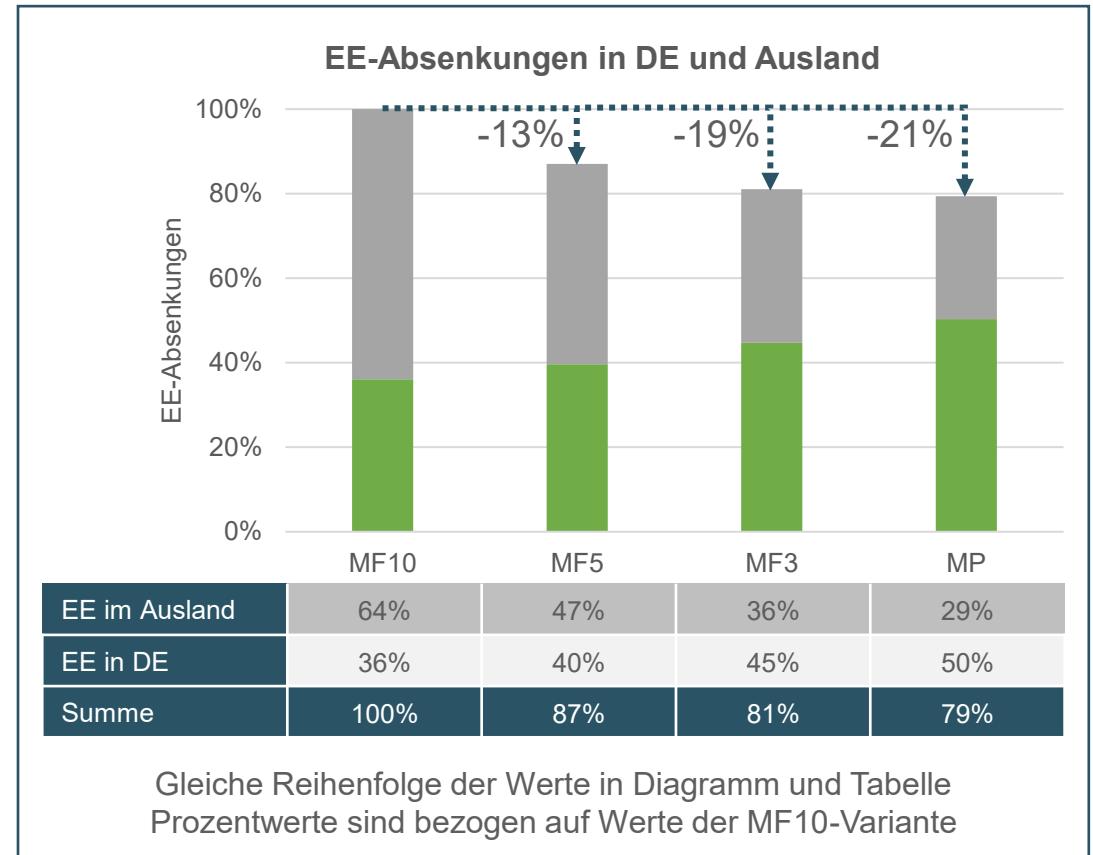
- Reduktion der ReDispatch-Gesamtmengen um 22%
 - Reduktion des ResKW-Einsatzes um 21%
 - Erhöhung der deutschen (!) EE-Absenkungen um 39% (gemessen an gesamter MF10-Absenkmenge: Anstieg von 27% auf 37%)
 - **Reduktion der gesamthaften EE-Absenkungen im Ausland und in DE um 21%** (siehe Exkurs 4)
- Jedoch: Wichtig ist nicht die EE-Absenkmenge, sondern sind die Gesamtkosten (welche die CO₂-Preise bereits beinhalten) und die volkswirtschaftlich effiziente CO₂-Reduktion



Quelle: FGH (2025)

Entwicklung der EE-Mengen inkl. ausländischer EE

- In MF10 wird 47% der Absenkmenge durch ausländische EE erbracht
 - Durch alleinige Wirkung des EE-Mindestfaktors auf deutsche EE wird ineffizienter RD mit ausländischer EE gemacht
- **Abschaffung des EE-Mindestfaktors reduziert gesamthaft EE-Absenkungen um 21%!**



Quelle: FGH (2025)

Juristische Perspektive der Abschaffung des EE-Mindestfaktors

Gemäß Art. 13 Abs. 6 lit. a Elt-VO 19: „Abwärts gerichteter Redispatch [darf] nur dann angewandt werden, wenn es keine Alternative gibt oder wenn andere Lösungen **zu erheblich unverhältnismäßig hohen Kosten** führen oder die **Netzsicherheit erheblich gefährden** würden.“

1. Massive **volkswirtschaftliche Kostenreduktion** durch Abschaffung des EE-Mindestfaktors
2. Massive **Reduktion der RD-Kosten** bei Abschaffung des EE-Mindestfaktors
3. CO₂-Vermeidungskosten durch Anwendung von MF3 gegenüber Abschaffung des EE-MF (ca. 398 €/t) sind wesentlich höher als aktueller CO₂-Preis im EU ETS1 (ca. 71 €/t) → **volkswirtschaftlich ineffiziente CO₂-Reduktion** (Ausgaben sollten in Volkswirtschaft für effizientere CO₂-Reduktionsmethoden eingesetzt werden)
4. Abschaffung des EE-Mindestfaktors: vereinfacht RD-Prozesskette, steigert deren Robustheit gegenüber Prognosegenauigkeiten und damit auch die **Netzsicherheit** (siehe Exkurs 3)

Argumente entlang des energiepolitischen Zieldreiecks zur Abschaffung des EE-Mindestfaktors

Wirtschaftlichkeit	Versorgungssicherheit	Nachhaltigkeit
<p>Abschaffung des EE-MF ermöglicht Optimierung anhand echter RD-Kosten</p> <ul style="list-style-type: none"> Abschaffung des EE-MF reduziert RD-Kosten um 17% (MP 2024) bzw. 21% (MP 2026) Volkswirtschaftliche Kosten sinken um 24% EE wird perspektivisch günstiger → Kosteneinsparung nehmen analog zu Weitere Kostensenkungspotentiale möglich durch Wegfall des Einheitspreises für EE → Berücksichtigung anlagenscharfer Kosten möglich 	<p>Ohne EE-MF wesentliche operative Entlastung der nationalen RD-Prozesse</p> <ul style="list-style-type: none"> Reduktion der Komplexität entlang der vollständigen Prozesskette von DayAhead bis Echtzeit RD wird sensitiver → RD-Mengen sinken RD wird plausibler → Kein Hochfahren von KW gegen unsensitives Abfahren <u>auf derselben Engpassseite</u> (siehe Exkurs 4) Abwicklungsrisiken sinken (weniger KW-Anfahrten, weniger Bedarf alter KW) Bessere Handhabbarkeit von Prognoseunterschätzungen (siehe Exkurs 3) 	<p>EE-MF ist nicht sachgerecht zur volkswirtschaftlich effizienten CO₂-Reduktion</p> <ul style="list-style-type: none"> EE sind bereits integriert (59% der Erzeugung 2024) CO₂-Zertifikatspreise des EU ETS1 sind bereits in RD-Optimierung abgebildet → CO₂-Markt beeinflusst bereits RD EE-MF10 führt zu keiner CO₂-Reduktion gegenüber Abschaffung des EE-MF CO₂-Vermeidungskosten MF3 zu MP sind volkswirtschaftlich ineffizient Einspeisevorrang von EE ggü. konv. RD ist weiterhin über die Grenzkosten der Absenkung gegeben

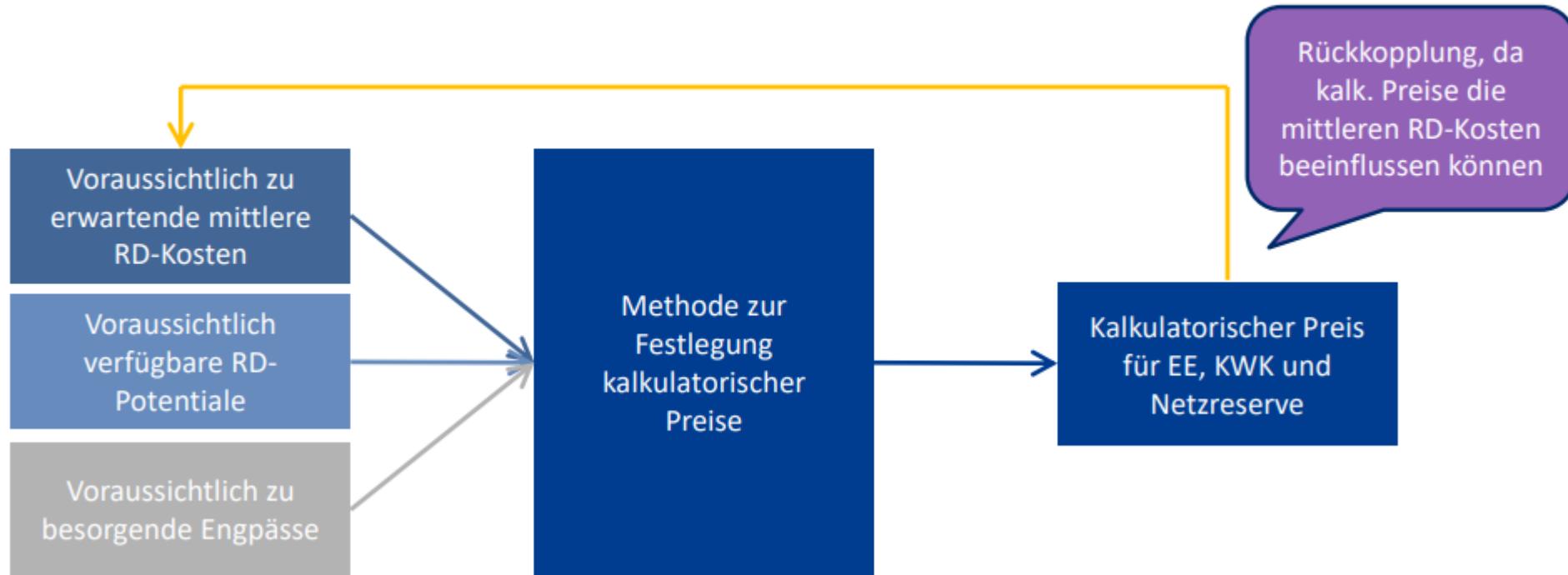


- Europäische Dimension: Abschaffung EE-Mindestfaktor in DE ist Grundlage für Integration in Core ROSC aufgrund Gleichbehandlung der EE-Absenkung im In- & Ausland (vgl. ggü. heute im Fall von ausl. EE-Absenkung)
- Bürokratieabbau (Wegfall Ermittlung kalk. EE-Preis und vereinfachter RD-Prozess)

Exkurse

Exkurs 1a: Methode zur Festlegung der kalkulatorischen Preise

- Die kalkulatorischen Preise sind so zu bestimmen, dass Mindestfaktor i.d.R. eingehalten oder übererfüllt ist



Quelle: FGH (2022)

Exkurs 1b: Ausgestaltung der BMWE-Formel zur Berechnung der kalk. Preise für EE

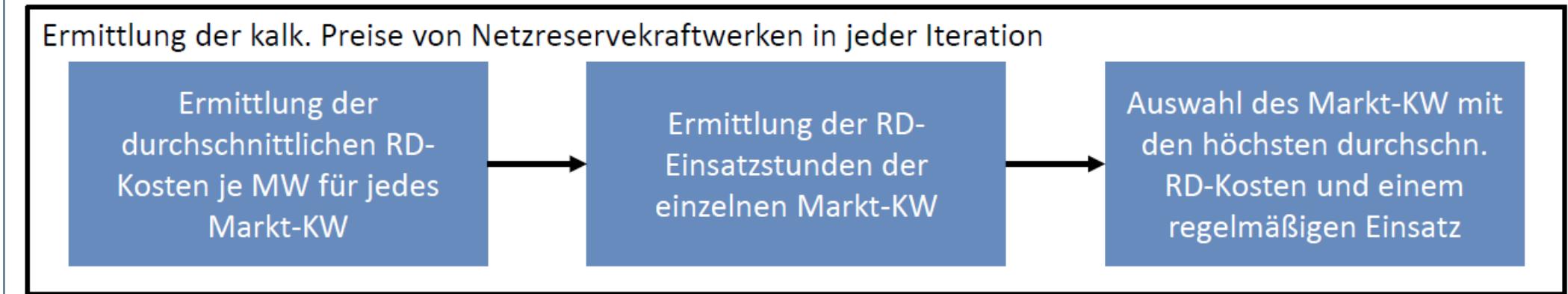
- $Kalk.-Preis_{EE-Abregelung} = MF_{EE} * ((\bar{\phi} \text{ Kosten energ. Ausgleich}) + (\bar{\phi} \text{ Kosten Absenkung})) - (\bar{\phi} \text{ Kosten energ. Ausgleich})$
 - Mindestfaktor EE (MF_{EE}) aktuell: 10
- Detaillierte Betrachtung der erweiterten BMWK-Formel mit Berücksichtigung von Strafkosten:
- $Kalk.-Preis_{EE-Abregelung} = MF_{EE} * \left(\left(\frac{\sum GK_{\uparrow} + \sum AK_{\uparrow} + \sum SK_{\uparrow} + \sum MK_{\uparrow} + \sum BK_{\uparrow}}{\sum RD_{\uparrow}} \right) + \left(\frac{\sum GK_{\downarrow} + \sum SK_{\downarrow} + \sum BK_{\downarrow}}{\sum RD_{\downarrow}} \right) \right) - \left(\frac{\sum GK_{\uparrow} + \sum AK_{\uparrow} + \sum SK_{\uparrow} + \sum MK_{\uparrow} + \sum BK_{\uparrow}}{\sum RD_{\uparrow}} \right)$

Kostenterme des energetischen Ausgleichs	Kostenterme der Absenkung
<ul style="list-style-type: none">▪ $\sum GK_{\uparrow}$: Summe der Grenzkosten von Kraftwerken für energ. Ausgleich▪ $\sum AK_{\uparrow}$: Summe der Anfahrtskosten von Kraftwerken▪ $\sum SK_{\uparrow}$: Summe der anfallenden Strafkosten von Marktkraftwerken für energ. Ausgleich▪ $\sum MK_{\uparrow}$: Summe der Kosten für den Marktausgleich von EE-Absenkung (nicht im Redispatch bilanzierte EE/GSK-Cluster)▪ $\sum BK_{\uparrow}$: Summe der Kosten für Einsatz der Börse im energ. Ausgleich▪ $\sum RD_{\uparrow}$: Gesamtsumme der RD-Menge für den energ. Ausgleich	<ul style="list-style-type: none">▪ $\sum GK_{\downarrow}$: Summe der Grenzkosten von Kraftwerken für Leistungsabsenkungen▪ $\sum SK_{\downarrow}$: Summe der Strafkosten von Marktkraftwerken für Leistungsabsenkungen▪ $\sum BK_{\downarrow}$: Summe der Kosten für Einsatz der Börse bei Leistungsabsenkungen▪ $\sum RD_{\downarrow}$: Gesamtsumme der RD-Menge für Leistungsabsenkungen

Quelle: FGH (2022)

Exkurs 1c: Ermittlung des kalkulatorischen Preises der Netz- und Kapazitätsreserve

- Einheitlicher kalkulatorischer Preis ist auch für Netzreservekraftwerke zu bestimmen
- Kalkulatorischer Preis muss mindestens dem regelmäßig höchsten Preis von nicht-Reservekraftwerken entsprechen
 - Netzreservekraftwerke mit tatsächlich höheren Kosten als kalk. Kosten sind preislich anzuheben
- ➔ Auswertung der anlagenspezifischen Preise im Rahmen der Bestimmung der zu erwartenden mittleren RD-Kosten
- Nachrangigkeit des Netzreservvereinsatzes muss in der Regel eingehalten werden
 - Definition des 50 %-Quantils der Einsatzstunden von Markt-KW als „regelmäßiger Einsatz“
(Definition 50 %-Quantil: Wert, unterhalb/über dem 50 % der Daten liegen)



Quelle: FGH (2022)

Exkurs 2: CO₂-Vermeidungskosten MF3 zu Abschaffung des EE-Mindestfaktors

- Die CO₂-Emissionen sinken von MF10 bis MF3 und steigen bei Abschaffung des EE-Mindestfaktors leicht an – sind jedoch geringer als bei MF10
 - Die Einsparung an CO₂-Emissionen von MF3 ggü. der Abschaffung des EE-Mindestfaktors beträgt 60,66 kt
 - Die volkswirtschaftlichen Kosten von MF3 übersteigen jedoch die volkswirtschaftlichen Kosten bei Abschaffung des EE-Mindestfaktors um 24,1 Mio. €
- Resultierende CO₂-Vermeidungskosten von MF3 gegenüber Abschaffung des EE-Mindestfaktors: 398 €/t
- CO₂-Preis EU ETS1 (Stand 28.08.2025): 71 €/t
- CO₂-Vermeidungskosten von MF3 liegen somit über dem europäischen CO₂-Preis, sodass die resultierende CO₂-Einsparung volkswirtschaftlich ineffizient ist

Exkurs 3: Abschaffung des EE-Mindestfaktors verbessert Handhabbarkeit von EE-Prognoseabweichungen

- EE-Mindestfaktor führt zu
 - Absenkung von KW anstelle von EE
 - Heilung von Engpässen tendenziell mehr durch die Hochfahr- als durch die Absenkseite
 - Mehr RD-Mengen, und damit auch mehr Hochfahrmengen
- Bei Unterschätzung der EE-Prognose in Vorschauprozessen müssten in Echtzeit zur Einhaltung des EE-Mindestfaktors mehr Hochfahr-Kraftwerke angewiesen und vermehrt Absenk-Kraftwerke unsensitiv abgesenkt werden → Es besteht die Gefahr, dass kein Hochfahrpotential aufgrund des bereits zuvor angewiesenen wenig sensitiven RD mehr vorhanden ist
- Alternative: Konventionelle Absenkmenge (und ggf. auch Hochfahrmengen) müssten rückabgewickelt und stattdessen EE abgesenkt werden. → Hohe Komplexität für Operatoren und KW-Betreiber im Echtzeitbetrieb (**zu vermeiden!**)
- Bei Abschaffung EE-Mindestfaktor wird bereits vor eintretender Unterschätzung der Einspeisung an der Ursache des Engpasses angesetzt: Die EE-Absenkung führt zu einer Limitierung der Einspeisung → Plötzlich steigendes EE-Dargebot führt bei bereits unter RD stehenden Anlagen zu keiner Mehr-Erzeugung

→ Fazit: Abschaffung des EE-Mindestfaktors erhöht Robustheit gegenüber EE-Prognoseabweichungen!

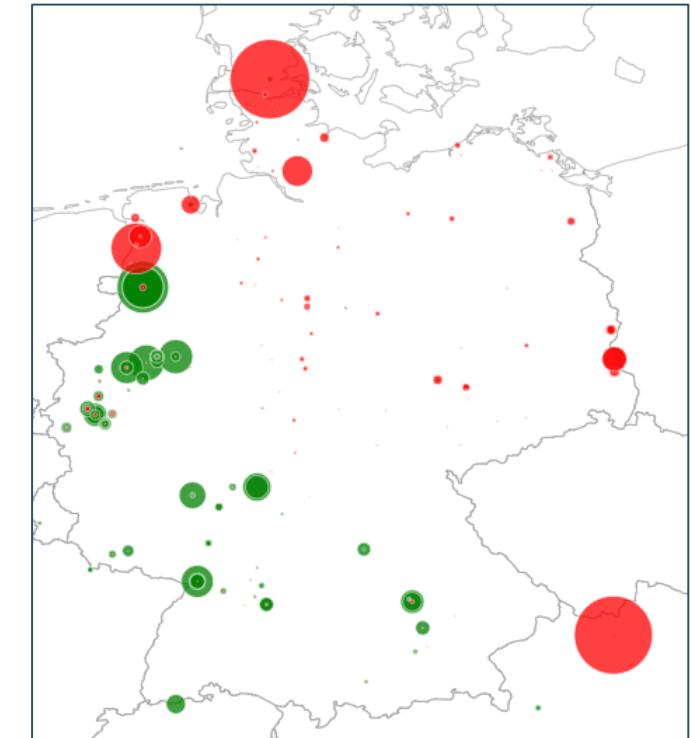
Exkurs 4: Auswirkung des EE-Mindestfaktors auf ReDispatch-Verortung

- EE-Mindestfaktor führt zum Ausweichen des Optimierers auf Alternativen für EE-RD
- Der Optimierer dimensioniert entsprechend der sonstigen verfügbaren ReDispatch-Potentiale, sodass EE-RD vermieden wird
- **Bsp.: Sind Absenkmenge „nördlich“ des Engpasses nicht verfügbar, werden auch Absenkmenge „südlich“ des Engpasses genutzt**

Beispiel: Ergänzende MF10-Testrechnung mit fiktiv dauerhaft verfügbarem Absenkpotential in AT

- Nach (EE-)Absenkungen in Dänemark sind zweithöchste Absenkmenge in AT zu verzeichnen → Engpässe werden durch engpassnahe Hochfahr-KW geheilt, mangels Alternativen (außer EE) wird für Absenkung möglichst unschädlicher Absenkpart weit weg vom Engpass gewählt

→ **Ergebnis: EE-Mindestfaktor kann insb. bei vorhandenen europäischen Absenkpotentialen zu hohen unsensitiven RD-Mengen mit dem Ausland führen!**



ReDispatchjahresmengen (rot: Absenkung, grün: Hochfahren) in MF10-Szenario mit stets verfügbarem fiktiven APG-Absenkpotential. Quelle Berechnungen für Zeitraum 2023/2024: FGH (2025)