



Bundesnetzagentur

Stromspeicheramnestie & Fortentwicklung des Redispatch

Jan Sötebier M.E.S., Fachreferat erneuerbare Energien
Fachgespräch Clearingstelle EEG/KWKG
Berlin, 23. Mai 2019



www.bundesnetzagentur.de



Ein Vortrag, zwei getrennte Themen:

Stromspeicher:
Amnestie & mehr

Optimiertes
Redispatch

Stromspeicher: Amnestie & mehr



vom 12. März 2019

www.bnetza.de/eeg-kwkg-hinweise.de

The image shows the cover of a notice from the Bundesnetzagentur. At the top left is the logo of the Bundesnetzagentur, which includes a black eagle and a vertical bar with the colors of the German flag (black, red, and gold). To the right of the logo is the text 'Bundesnetzagentur'. Below this, the word 'Hinweis' is written in bold. Underneath, the main title of the notice is 'EE-Stromspeicher: Registrierungspflichten, Amnestie, Förderung und Abgrenzung'. The cover features a collage of images: a large field of solar panels in the foreground, wind turbines in the background under a blue sky with clouds; a close-up of a glowing lightbulb; and a large industrial facility with tall chimneys. At the bottom right, the text 'Hinweis 2019/1' and '12. März 2019' is displayed. At the bottom left, there is a small row of icons: a plug and flame, a telephone, an envelope, and a train.

Bundesnetzagentur

Hinweis
EE-Stromspeicher: Registrierungspflichten,
Amnestie, Förderung und Abgrenzung

Hinweis 2019/1
12. März 2019



Registrierungspflicht:

Alle ortsfesten Stromspeicher müssen im Marktstammdatenregister registriert werden (§ 5 MaStR)

- Sowohl EE- als auch sonstige Stromspeicher
- Unabhängig vom Datum ihrer Inbetriebnahme
- Ausnahme: Inselanlagen, die weder unmittelbar noch mittelbar an ein Stromnetz angeschlossen sind oder angeschlossen werden sollen (technische Einspeise-/Bezugs-Verhinderung reicht nicht)

Nachholbedarf:

Wurde z.B. nur die primäre EE-Anlage (z.B. Solaranlage), nicht jedoch der Stromspeicher (z.B. Heim-Batteriespeicher) registriert, ist die versäumte Speicherregistrierung nachzuholen.



Sanktionsfolgen (§ 52 I Nr. 1 und 2 sowie III EEG)

- Netzeinspeisung aus dem unregistrierten EE-Stromspeicher (z.B. aus dem Heim-Batteriespeicher):
 - **Förderkürzung** durch Verringerung des anzulegenden Wertes nach § 19 III i.V.m. I EEG
- Netzeinspeisung aus der registrierten, verbundenen EE-Anlage (z.B. aus der Solaranlage):
 - Förderanspruch materiellrechtlich **ungekürzt**
 - **Aber:** Soweit der Betreiber z.B. aufgrund nicht vorhandener (mess-) technischer Abgrenzung nicht hinreichend darlegen kann, ob und in welchem Umfang die Netzeinspeisung aus der registrierten EE-Anlage stammt, wird **bei Zweifeln für die gesamte Strommenge** von dem **verringerten Förderanspruch** auszugehen sein.

Ordnungswidrigkeit nach § 21 S. 1 Nr. 1 MaStRV

Grundsatz am Beispiel einer PV-Speicher-Konstellation:

- Sofern sowohl Strom aus der Solaranlage als auch aus dem (ausschließlich solarstromgespeisten) EE-Stromspeicher in das Netz eingespeist wird, ist grundsätzlich eine „anlagenscharf“ getrennte Messung und Darlegung zur Abrechnung der Förderansprüche für beide Anlagen erforderlich (§ 71 Nr. 1 EEG).
- Solar- und Speicherstrom \neq „gleichartige erneuerbare Energien“:
→ Voraussetzung für gemeinsame Messung nach § 24 III EEG fehlt

Allerdings:

- **Bei gleicher Höhe der Förderansprüche** für die Einspeisung aus dem EE-Stromspeicher und der/den verbundenen Solaranlage/n erscheint nach Auffassung der BNetzA eine *anlagenscharf* getrennte Messung und Darlegung entbehrlich
- **Bei ungleicher Höhe** der Förderansprüche bleibt die *anlagenscharf* getrennte Messung und Darlegung erforderlich



Amnestie (§ 100 Abs. 1 S. 5 EEG-NEU)

*„§ 52 Absatz 1 Nummer 1 und 2 und Absatz 3 [Sanktionsfolgen] ist bis zum 31. Dezember 2019 nicht für Strom aus Einrichtungen nach § 3 Nummer 1 zweiter Halbsatz [EE-Stromspeichern] anzuwenden, soweit der Anlagenbetreiber die Angaben für die Anlage, die für die Bestimmung der Höhe des Zahlungsanspruchs nach § 19 Absatz 3 Satz 3 maßgeblich ist, [für die verbundene primäre EE-Anlage] an das Register übermittelt hat.“**

Amnestiefolge am Beispiel einer PV-Speicher-Konstellation:

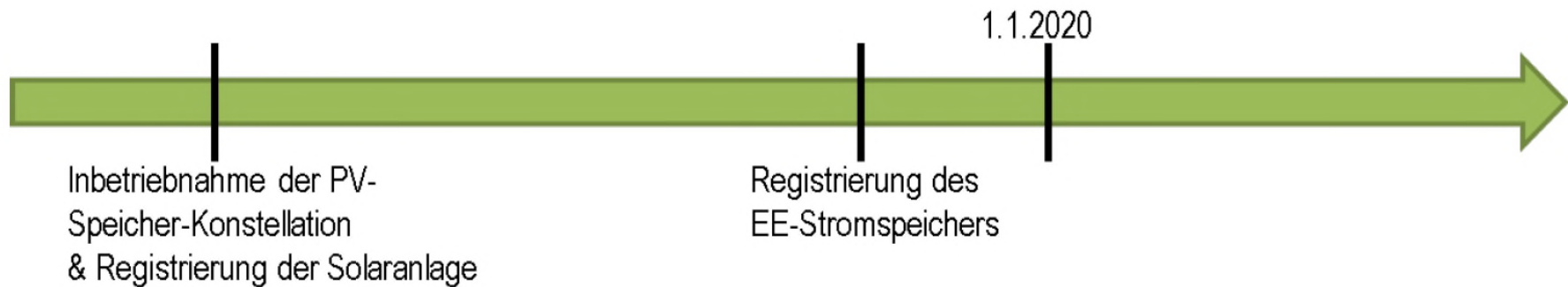
Die Registrierung des Batterie-Heimspeichers kann bis Ende 2019 nachgeholt werden, ohne dass es aufgrund seiner Nichtregistrierung zu Förderkürzungen für den eingespeisten Strom kommt, sofern die verbundene Solaranlage bereits registriert ist.

→ **Registrierung bis Ende 2019 nachholen!**

* Die eckigen Klammerzusätze sind nicht Teil des Gesetzestextes, sondern zur Erläuterung eingefügt.



Beispiel 1: Inbetriebnahme der PV-Speicher-Konstellation am 1.1.2018, **fristgerechte** Registrierung der PV-Anlage und nachträgliche Registrierung des Stromspeichers **vor** dem 1.1.2020



Beispiel 2: Inbetriebnahme der PV-Speicher-Konstellation am 1.1.2018, **fristgerechte** Registrierung der PV-Anlage und nachträgliche Registrierung des Stromspeichers **nach** dem 1.1.2020





Unterscheidung:

■ EE-Stromspeicher:

Ein Stromspeicher gilt als „EE-Stromspeicher“ und somit als EE-*“Anlage“* (§ 3 Nr. 1, 2. Hs. EEG), wenn die Energie, die er zur Speicherung verbraucht, ausschließlich aus erneuerbaren Energien oder Grubengas stammt (ausschließliche Einspeicherung von EE-Strom).

■ Sonstige Stromspeicher:

Wird zur Einspeicherung in den Stromspeicher nicht ausschließlich EE-Strom, sondern zumindest teilweise auch nicht ausschließlich aus erneuerbaren Energien oder Grubengas stammender Strom (Nicht-EE-Strom) verbraucht, handelt es sich um einen sonstigen Stromspeicher und nicht um eine EE-Anlage.



Problem:

- Verlieren EE-Stromspeicher bei „Verunreinigungen“ durch Nicht-EE-Strom nachträglich und „auf ewig“ den Status als EE-Anlage?

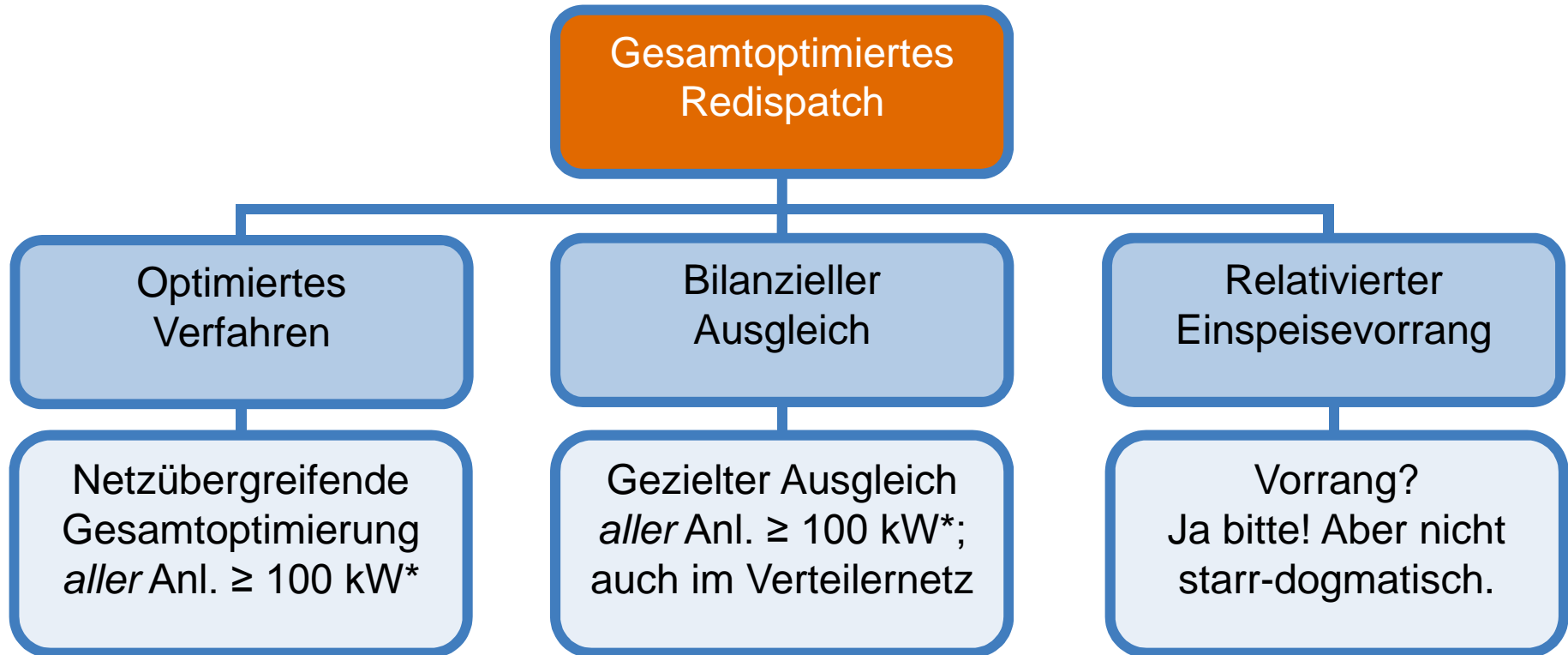
Lösung:

- Ein Stromspeicher, in dem – ungeachtet technisch unvermeidbarer Geringverbräuche – zumindest zeitweise während des Kalenderjahres auch Nicht-EE-Strom zur Einspeicherung verbraucht wurde, gilt **für dieses gesamte Kalenderjahr** nicht als EE-Anlage.
- Die „Verunreinigung“ des Stromspeichers mit Nicht-EE-Strom in diesem Kalenderjahr steht der Nutzung als EE-Stromspeicher in **vorhergehenden** und **nachfolgenden Kalenderjahren** nicht entgegen (sofern die Ausschließlichkeit dort eingehalten wird).

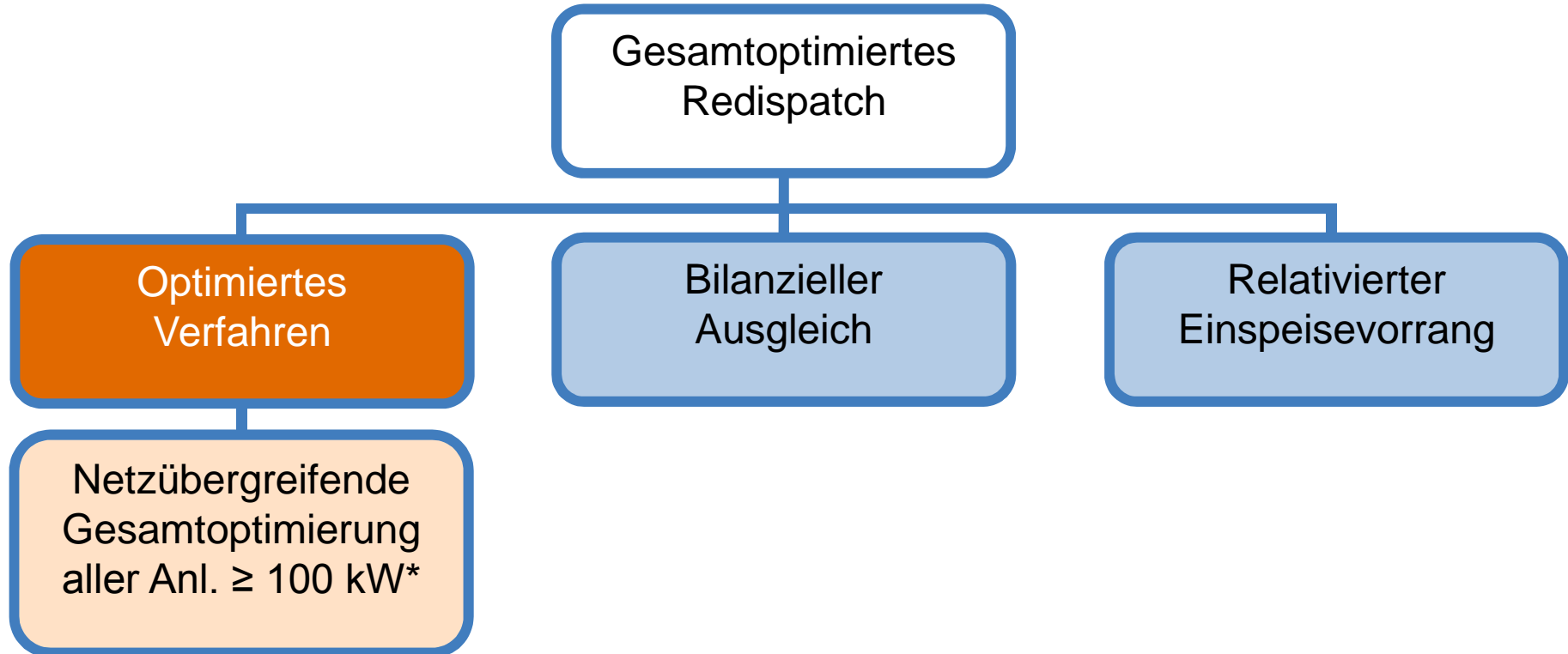
Optimiertes Redispatch



Maßnahmenpaket tritt zum 1. Okt. 2021 in Kraft:



* Sowie nach § 9 EEG fernsteuerbare Solaranlagen < 100 kW.





1

Netzbezogene Maßnahmen

netzbetriebsintern

2

Marktbezogene Maßnahmen § 13 I - Redispatch**

Anpassung konventioneller Kraftwerke mit „angemessener Vergütung“ (bil./fin. Glattstellung)

3

Marktbezogene Vereinbarungen

mit KWK- sowie EE-Anlagenbetreibern (i.E. nicht praxisrelevant)

4

Zwangsmaßnahme § 13 II

Anpassung konventioneller Kraftwerke ohne Entschädigung

5

Zwangsmaßnahme § 13 II – idR. EinsMan

Abregelung von EE-, KWK-Strom mit EinsMan-Entschädigung

6

Zwangsmaßnahme § 13 II

Lastabwürfe

* Vereinfachte Darstellung.

** §§ ohne Gesetzesangabe sind im Folgenden solche des EnWG.



1

Netzbezogene Maßnahmen

netzbetriebsintern

2

Marktbezogene Maßnahmen § 13 I – optimiertes Redispatch

Anpassung aller Anlagen ≥ 100 kW**
nach gesamtoptimierter Auswahl

3

Zwangsmaßnahmen § 13 II

Notfallmaßnahmen, insb. Lastabwürfe

* Vereinfachte Darstellung.

** Sowie fernsteuerbare Anlagen < 100 kW.



Eine große Werkzeugkiste:

Konventionelle Anlagen ≥ 100 kW

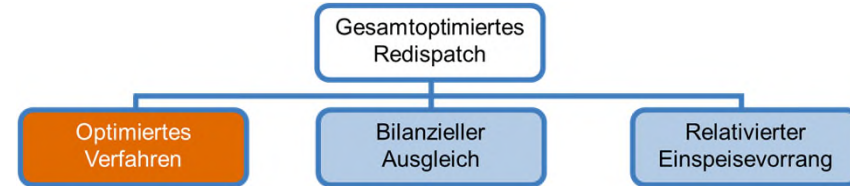
- **Konventionelle Kleinanlagen** < 10 MW integriert
- Schlechterstellung durch entschädigungslose Abregelung (§ 13 II) beendet

EE-/KWK ≥ 100 kW und Fernsteuerbare < 100 kW

- Bisheriges **Einspeisemanagement** integriert
- Schlechterstellung durch fehlenden bilanziellen Ausgleich beendet

Wahlrecht: nachrangige Abregelung von **Kleinanlagen** < 100 kW

- Insbesondere Solaranlagen nach § 9 II EEG
- Quasi Auslagerung in eigene Werkzeugkiste

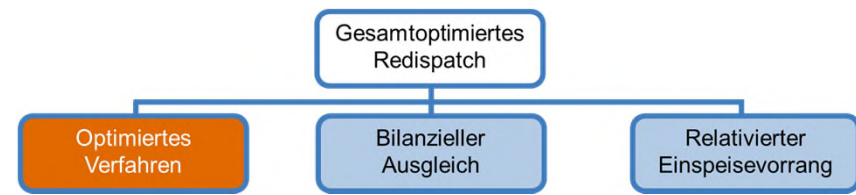
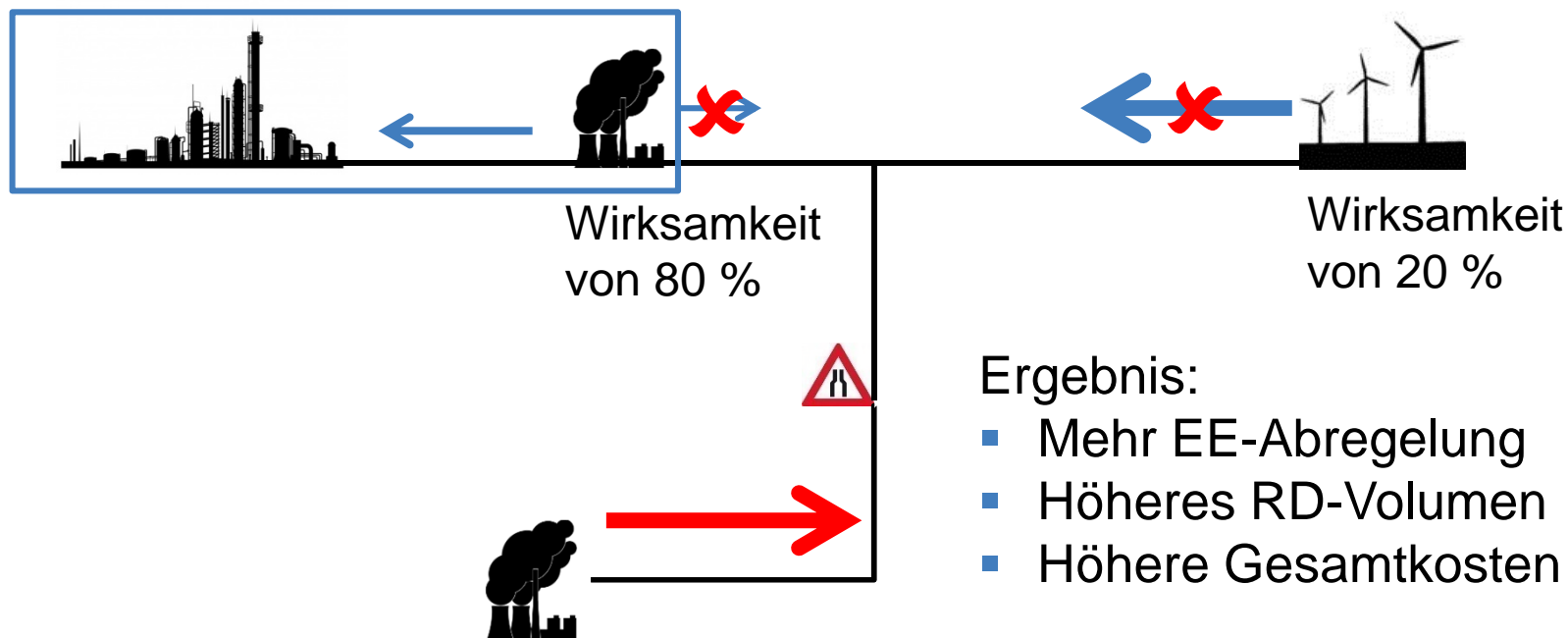




Bisher umstritten:

Ist die gesamte „**Einspeisung**“ i.S.d. Erzeugungsleistung oder nur der Anteil regelbar, der (abzüglich von Eigen- und Fremdverbräuchen in der Kundenanlage) in das Netz eingespeist wird?

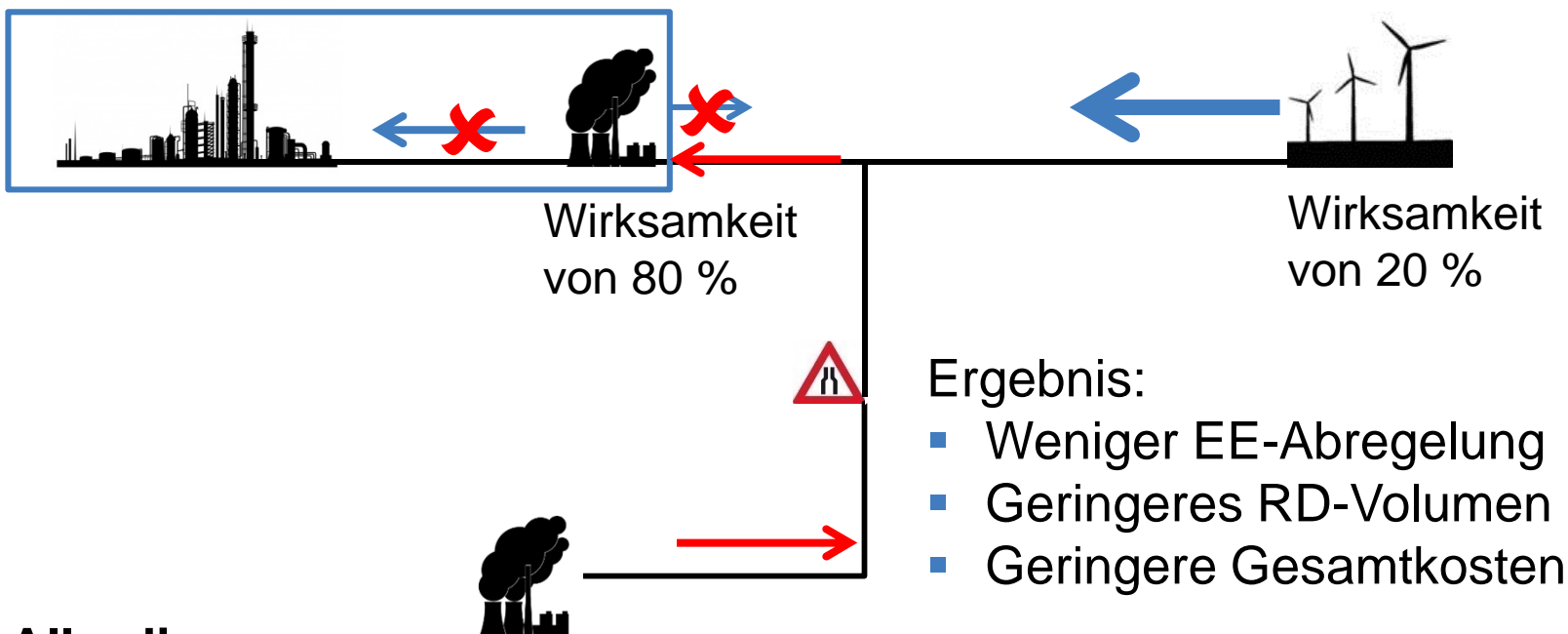
Bisher häufige Praxis: Nur **Teilabregelung** (oder z.T. Nichtabregelung?)





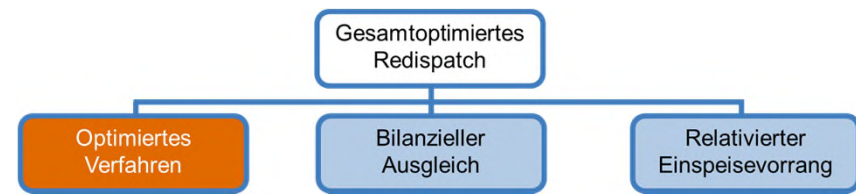
Klärung bzw. Klarstellung:

Netzbetreiber können die gesamte „*Wirkleistungserzeugung*“ per Redispatch anpassen (§ 13 I 2, Ia, Ib, § 13a I 1)



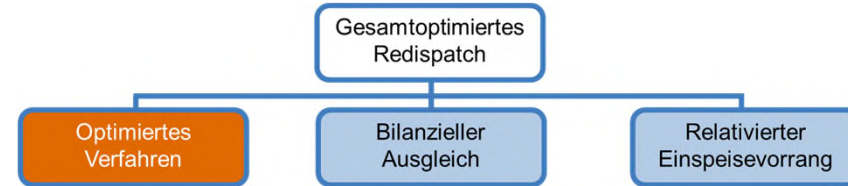
Allerdings:

Art. 13 VI c Entwurf StrommarktVO zur EE-/KWK-Strom-Eigenerzeugung





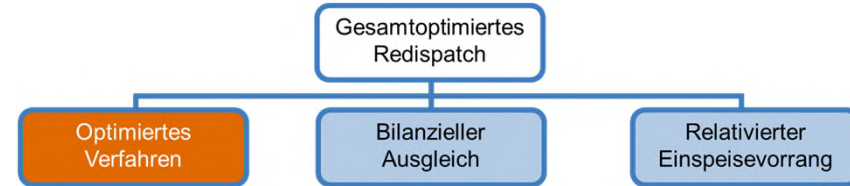
Optimiertes Redispatch



Es sind „*die Maßnahmen auszuwählen, die voraussichtlich insgesamt die geringsten Kosten verursachen*“

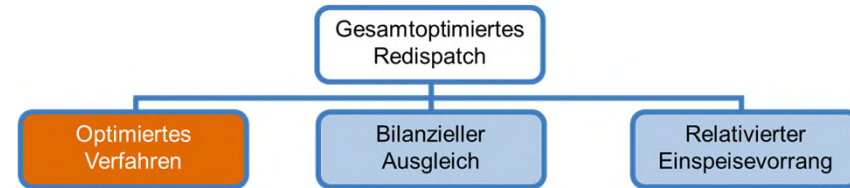
Gesamtbetrachtung

- Alle geeigneten Maßnahmen aus der großen Werkzeugkiste des optimierten Redispatch
- Safty First! *Keine* Maßnahmen, die ungeeignet sind oder die Netz- und Systemsicherheit beeinträchtigen
- Die gesamte Maßnahmenkombination (nicht nur Einzelmaßnahmen)
- Netzübergreifend (nicht nur im eigenen Netz)
- Auf beiden Seiten des Engpasses (nicht nur auf der Runter- oder Hochfahrseite)



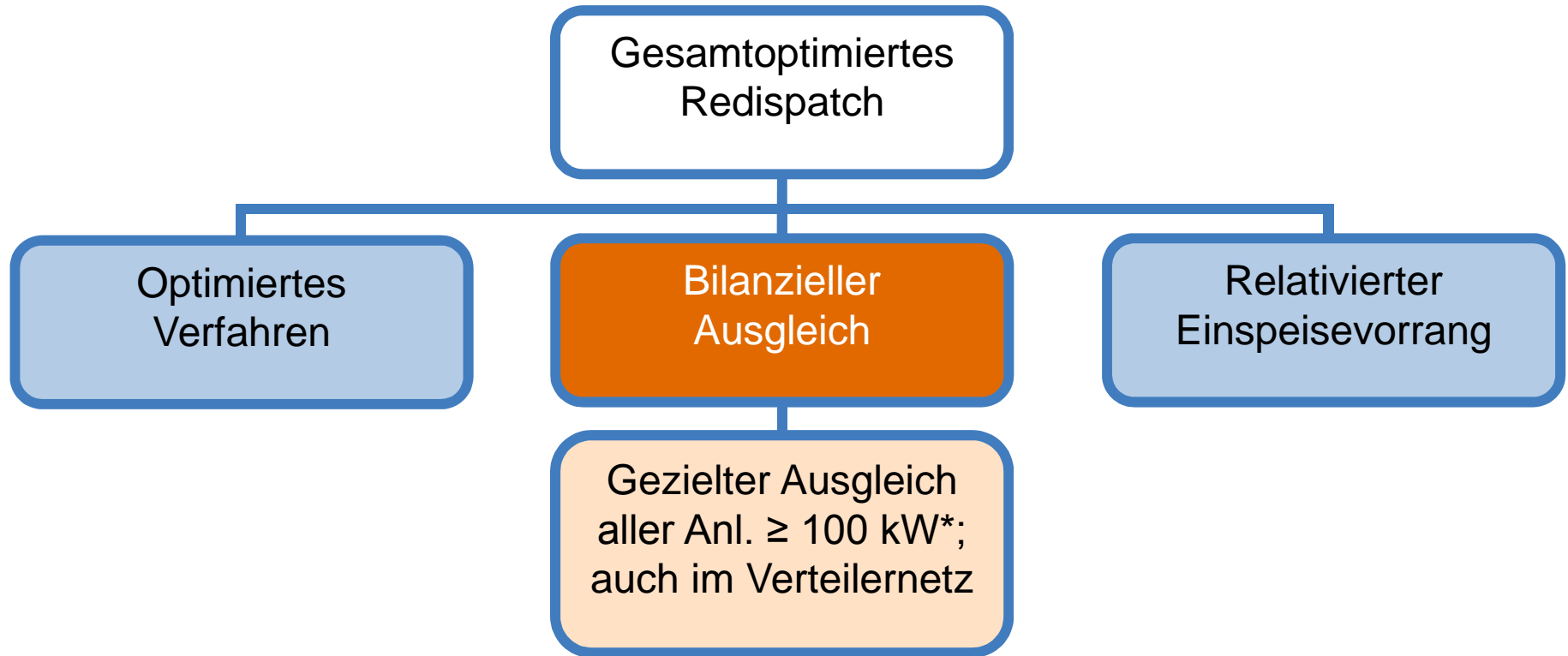
Auswahl

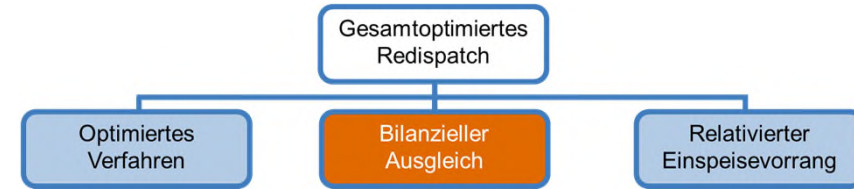
- Nach den Gesamtkosten der Maßnahmenkombination
- Kosten einer Maßnahme (in €) = Menge x Preis
- Redispatch-Strommenge (in MWh)
 - Je nach Wirksamkeit auf den Netzengpass
 - Wie viel Strom dieser Anlage müsste abgeregelt bzw. zusätzlich erzeugt werden, um den Engpass zu entlasten?
- Preis der Erzeugungsanpassung (in €/MWh):
 - Welche tatsächlichen Kosten fallen bei der Anpassung der Erzeugung dieser Anlage zulasten der Stromverbraucher an?



Planprozesse Redispatch

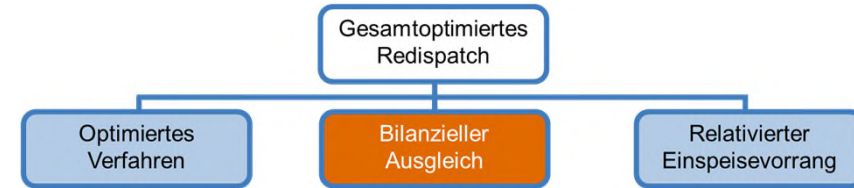
- Das optimierte Redispatch ermöglicht einen einheitlichen Prozess auf der Basis von Planwerten (EinsMan-Praxis bisher: i.d.R. istwertbasierte Ad-hoc-Maßnahmen).
- Aber auch kurzfristige Maßnahmen auf Basis von Ist-Werten sind vom optimierten Redispatch nach § 13 I, § 13a erfasst. Der bilanzielle und finanzielle Ausgleich hängt nicht nicht davon ab, inwieweit die Anforderung auf der Basis von Plan- oder Ist-Werten erfolgt.
- Eines Rückgriffs auf § 13 II (entschädigungslose Anpassungen) bedarf es nur noch in seltenen Notfall-Ausnahmesituationen (insbesondere Lastabschaltungen).





Wer anpasst muss ausgleichen

- Gezielter **energetischer und bilanzieller Ausgleich** durch den anpassenden Netzbetreiber
- **Anspruch des BKV** auf bilanziellen Ausgleich (§ 13a Ia 1)
 - Bei einspeisevergütetem EE-Strom direkt ggü. ÜNB (§ 13a Ia 3)
 - Abnahmepflicht der Ausgleichsmengen seitens BKV (§ 13a Ia 2)
- Netzbetreiber: gesonderter **Redispatch-Bilanzkreis** (§ 11a StromNZV)
- Anpassung des VNB aufgrund Engpass im eigenen **Verteilernetz**:
 - Beschaffung in Kooperation mit ÜNB über positives Redispatch oder an NEMO-Markt, sprich einer Strombörse
 - Erforderlichenfalls bei gleichzeitiger Unterbindung engpassverschärfenden Hochfahrens von Anlagen im Verteilernetz
- **Festlegungsbefugnis** zum bilanziellen Ausgleich (§ 13j V Nr. 3)



Unterrichtung

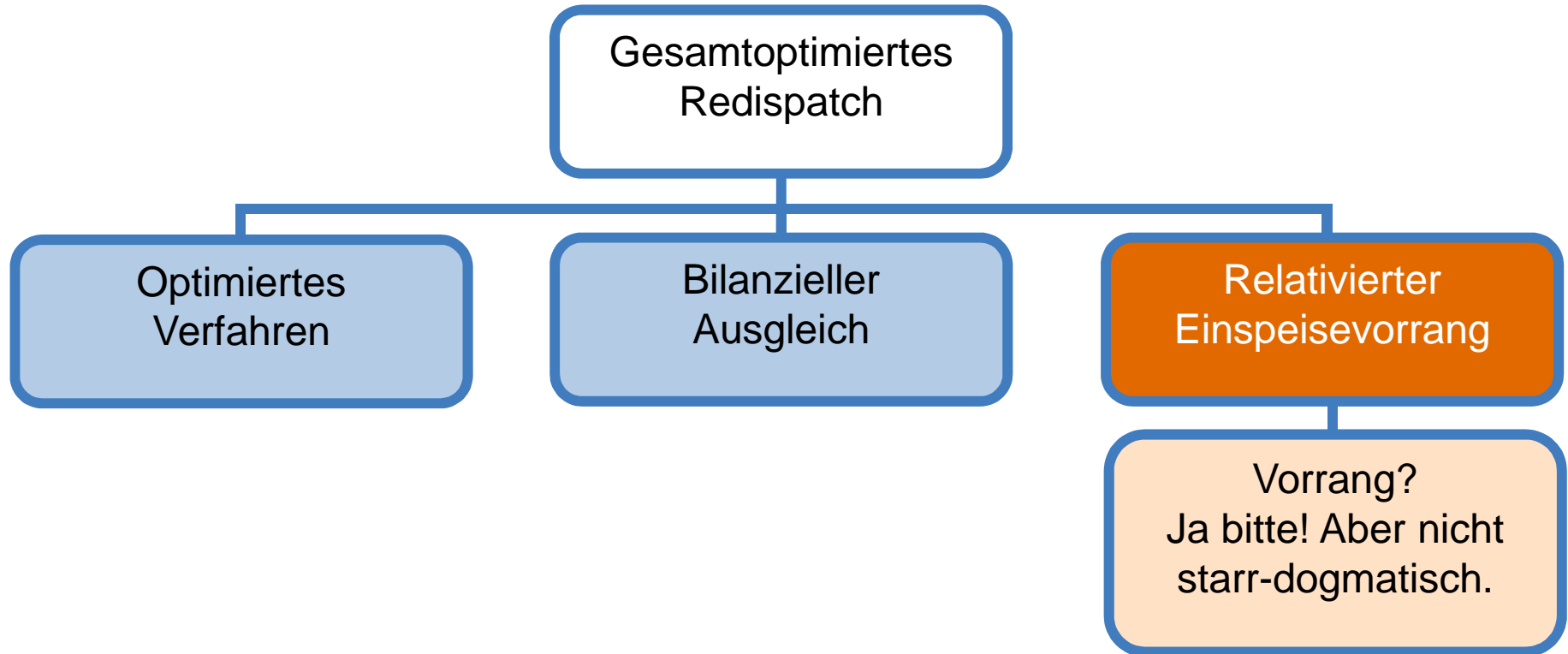
Netzbetreiber **gegenüber BKV/Anlagenbetreiber** (§ 13a I 4, 5)

- Vorab zur geplanten Anpassung (wichtig fürs „Stillhalten“ des BKV)
- Nachträglich zur tatsächlichen Anpassung

Angemessener finanzieller Ausgleich

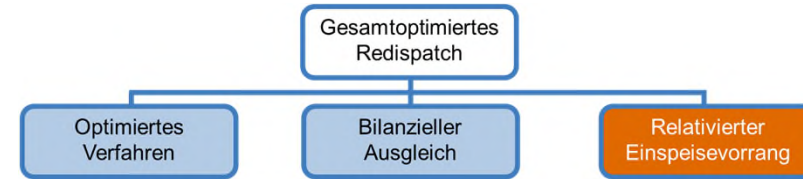
- **Anspruch des Anlagenbetreibers** ggü. dem anpassenden Netzbetreiber (§ 13a II)
 - Marktneutralität: Betreiber soll wirtschaftlich weder besser noch schlechter stehen (§ 13a II 2)
 - EE-/KWK-Strom: wie bisher mit „Selbstbehalt“ (§ 13a II 5)
- Unter **Anrechnung des bilanziellen Ausgleichs** ggü. dem BKV
 - Markterlöse bleiben dank des bilanziellen Ausgleichs erzielbar
 - EE-Direkt-Vm.: i.d.R. fin. Ausgleich i.H.d. entgangenen Marktprämie*

* Vgl. Leitfaden zum Einspeisemanagement 3.0: zu entgangenen Einnahmen bei bil. Ausgleich S. 37, 38.



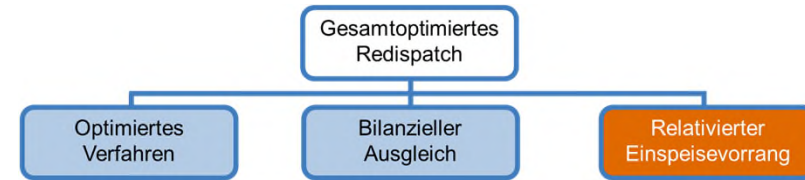


EE-Vorrang & ökonomische Vernunft



- Ein konventioneller Kraftwerksbetreiber zahlt im Gegenzug für den bil. Ausgleich eingesparte Brennstoffkosten an den Netzbetreiber (fin. Ausgleich). Der Abregelungspreis ist daher i.d.R. negativ und damit **preisgünstig**.
- Die vorrangige Abregelung konventioneller Kraftwerke (mit wirksamem Effekt auf den Engpass) spart daher i.d.R. nicht nur CO₂, sondern auch Geld. Die vorrangige Abregelung von konventionellem Strom entspricht i.d.R. der Auswahl nach den **günstigsten Kosten**.
- **Aber** „in der Regel“ ist nicht „immer“:
Ein **starr-dogmatischer Einspeisevorrang** kann in Ausnahmesituationen zu einer unverhältnismäßigen Erhöhung des Redispatch-Volumens und der -Kosten führen.*

* „Entwicklung von Maßnahmen zur effizienten Gewährleistung der Systemsicherheit im deutschen Stromnetz“ von Consentec/BBH/Ecofys im Auftrag des BMWi.



Preisfrage: welcher EE-Preis?

Der Einspeisevorrang nach § 11 I, V EEG ist „*einzuhalten, indem*“ die Abregelung von EE-Strom mit *einem* einheitlichen **kalkulatorischen EE-Preis** für *alle* EE-Anlagen angesetzt wird (§ 13a Ia)

- Kalk. EE-Kosten = EE-Strommenge x kalk. EE-Preis
- Interne Rangfolge EE-Anlagen nach entlastender Wirksamkeit

Warum ein *kalkulatorischer* EE-Preis?

- Mit „unendlich“ (entspräche starrem Einspeisevorrang) ließe sich nicht sinnvoll rechnen.
- Die Höhe des finanziellen Ausgleichs wäre bei EE-Anlagen kein taugliches Kriterium* (und ließe den Einspeisevorrang unberücksichtigt)

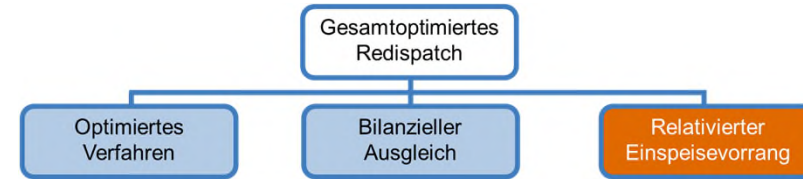
* Für die Stromverbraucher ist es ein Nullsummenspiel, ob eine Anlage mit höherem oder niedrigerem Förderanspruch abgeregelt wird. Verschiebungen zwischen EEG-Umlage (Förderzahlung bei Einspeisung) und Netzentgelten (fin. Ausgleich bei Abregelung) entlasten nicht. Würde eine EE-Anlage mit höherem Förderanspruch trotz schlechterer Wirksamkeit abgeregelt, stiegen die Gesamtkosten.



Preisfrage: welcher KWK-Preis?

Der Einspeisevorrang nach § 3 I und II KWKG ist *einzuhalten, indem die* Abregelung von KWK-Strom

1. bei Ausschreibungs-Anlagen und NsA-Anlagen mit den **tatsächlichen Kosten** (§ 13a Ib Nr. 1) und
2. bei sonstigen KWK-Anlagen mit kalkulatorischen Kosten auf Basis eines einheitlichen **kalkulatorischen KWK-Preises**, sofern \geq **tatsächliche Kosten** (§ 13a Ib Nr. 2) angesetzt wird.





Eine KWK-Anlage, zwei Preise

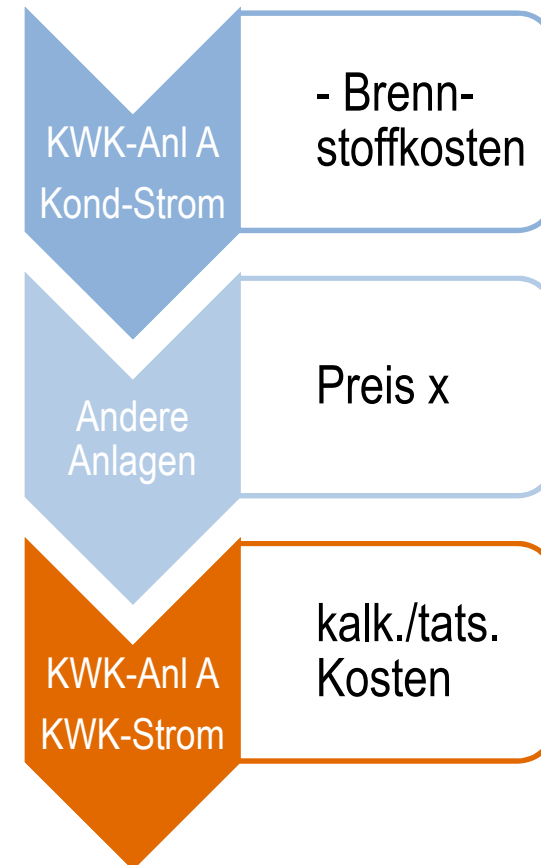
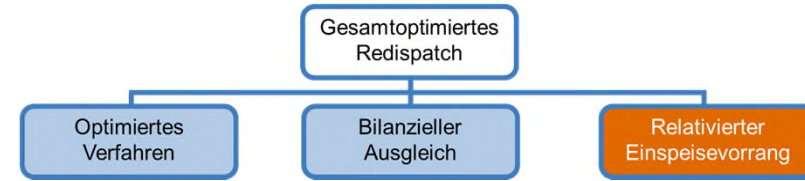
Die beiden Erzeugungsscheiben sind (wie bisher) **wie zwei Kraftwerke** zu behandeln:

1. Kondensationsstrom

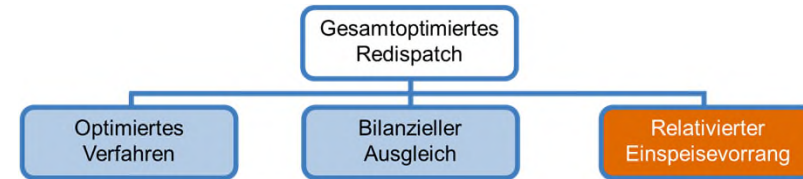
- Konventionelle Erzeugung ohne Vorrang
- Niedriger, i.d.R. negativer Abregelungspreis durch eingesparte Brennstoffe

2. KWK-Strom

- Kalk. KWK-Preis (sofern \geq tats. Kosten)
- Tatsächliche Kosten: Ggü. Kondensationsstrom höherer Abregelungspreis durch fin. Ausgleich für Wärmeersatzversorgung bzw. der entgangene Wärmeerlöse* (automatischer Vorrang durch höhere Kosten)



* Vgl. Einspeisemanagement-Leitfaden 3.0, S. 31 f. zu entgangenen Wärmeerlösen und S. 33 f. zu zusätzlichen Aufwendungen für eine Ersatzwärmeversorgung.



Berechnung

- Zu berechnen sind
 - *ein* einheitlicher **kalkulatorischer EE-Preis** für alle EE-Anlagen und
 - *ein* einheitlicher **kalkulatorischer KWK-Preis** für alle KWK-Anlagen.
- Der kalk. EE-Preis ist so zu bestimmen, dass EE-Strom bei pauschalierender Betrachtung in der Regel nur dann abgeregelt wird, wenn dadurch mindestens das X-Fache (Mindestfaktor) an konventioneller Abregelung ersetzt werden kann. Das gilt entsprechend für den kalk. KWK-Preis.
- Der **Mindestfaktor** konkretisiert somit den Einspeisevorrang und ist maßgeblich für die Höhe des kalkulatorischen Preises.
- **EU-Rechtsrahmen** (Art. 13 VI a, b Entwurf StrommarktVO)
 - EE-Strom vorrangig – auch gegenüber KWK-Strom
 - Relativierung bei „*erheblich unverhältnismäßig hohen Kosten*“



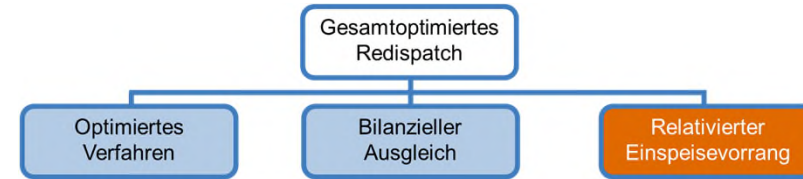
Festlegungsverfahren

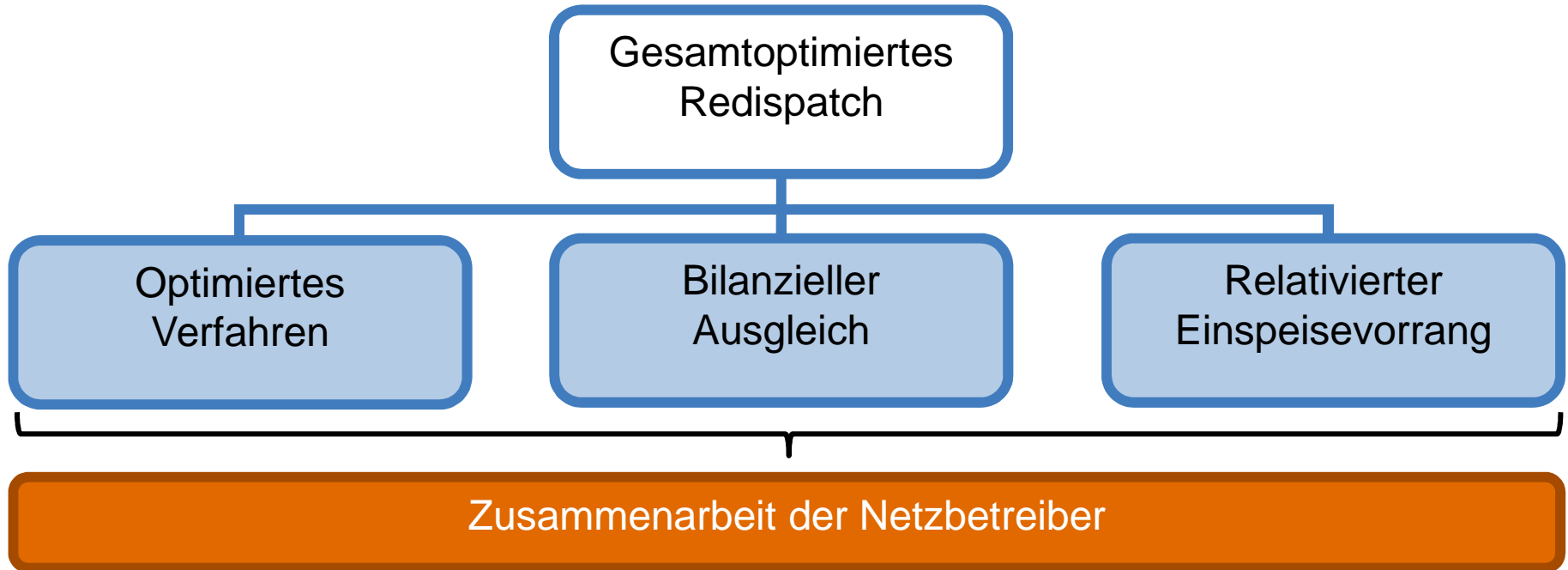
- Bis zum 1. Dezember 2020 soll die BNetzA festlegen:
 - den Mindestfaktor EE-Strom und
 - den Mindestfaktor KWK-Strom.

Zielkorridor jeweils von fünf bis fünfzehn.

Energiewirtschaftliche Zieltrias berücksichtigen (§ 13j VI).

- Eventuell weitere Festlegungsgegenstände (§ 13j V):
 - Kalkulatorischer Preis Netzreserve
 - Berechnung der kalkulatorischen Preise
 - Veröffentlichung der kalkulatorischen Preise
- Ausblick - next steps
 - Verfahrenseröffnung
 - Zunächst interne Berechnungen und Simulationen
 - Öffentliche Konsultation







Optimiertes
Verfahren

Bilanzieller
Ausgleich

Relativierter
Einspeisevorrang

Zusammenarbeit der Netzbetreiber

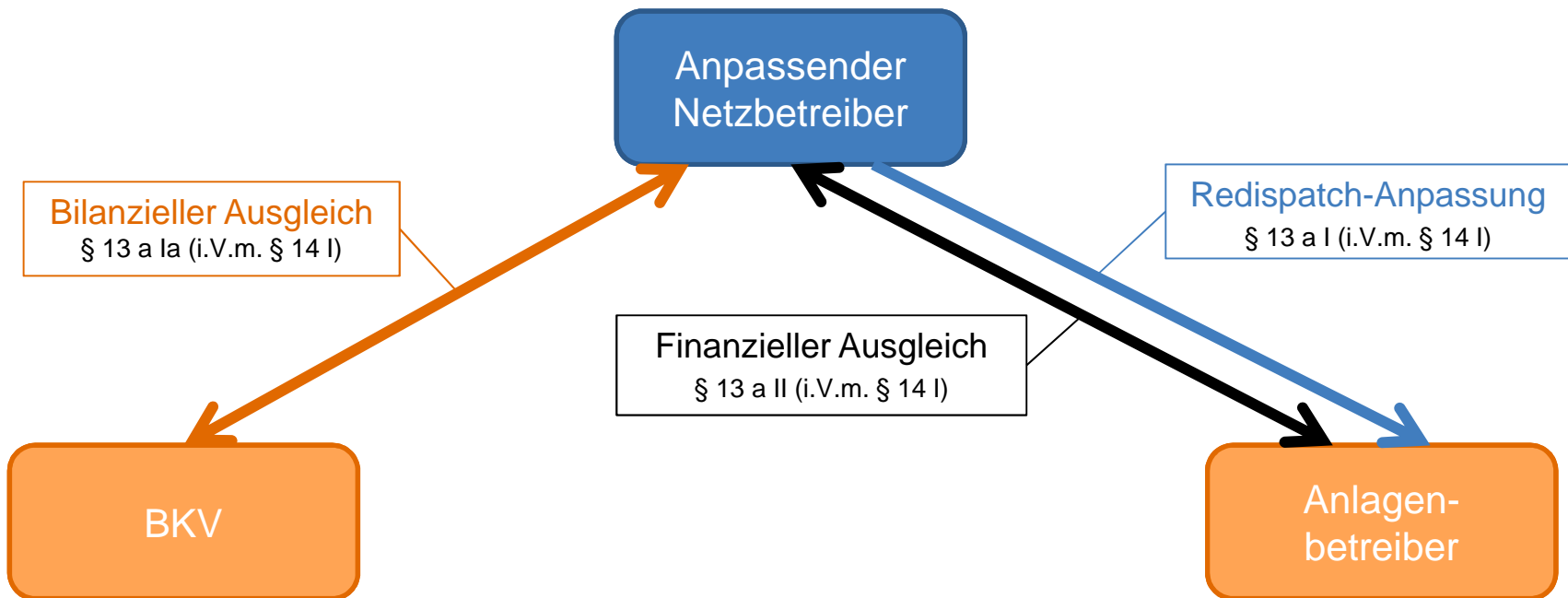
Kooperation und Verantwortung

Gesamtoptimierung, bilanzieller Ausgleich und Einspeisevorrang:
die neuen Vorgaben **setzen eine enge Zusammenarbeit voraus!**

- Zusammenarbeitsgebot ausdrücklich klargestellt (§ 11 I 3 EnWG)
- Eigenverantwortung für das eigene Netz (§ 11 I 2 EnWG)
- Redispatch: Abstimmungsgebot mit allen betroffenen Netzbetreibern (§ 13a V EnWG)
- Unterstützungspflicht: Redispatch auf Aufforderung eines vorgelagerten Netzbetreibers (§ 14 Ic EnWG)
- Praxis-Umsetzung: vom *Zentral-Modell* bis zu verschiedenen Ausprägungen des *Kaskaden-Modells* verbleiben **Spielräume für die Ausgestaltung der Zusammenarbeit** untereinander

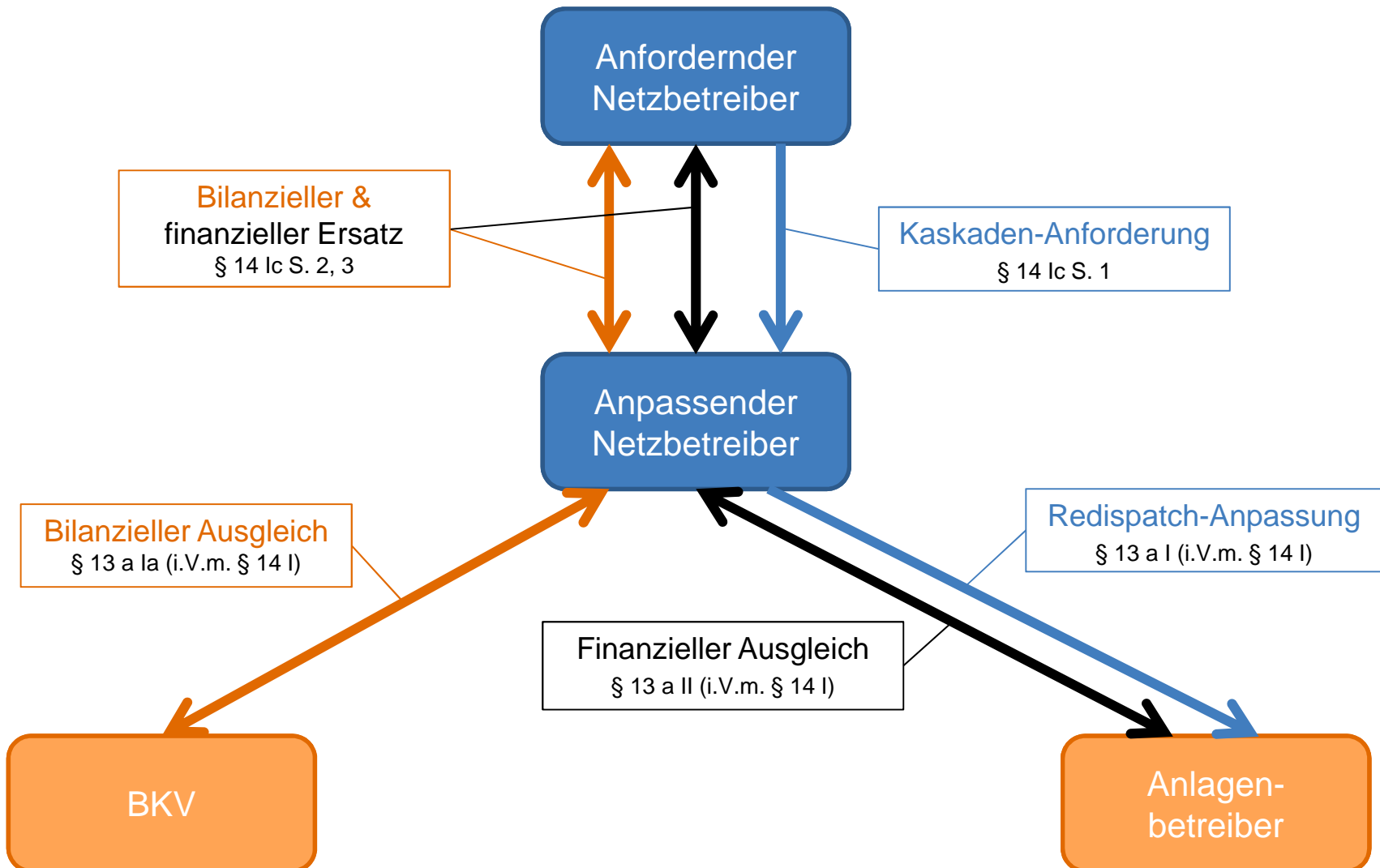


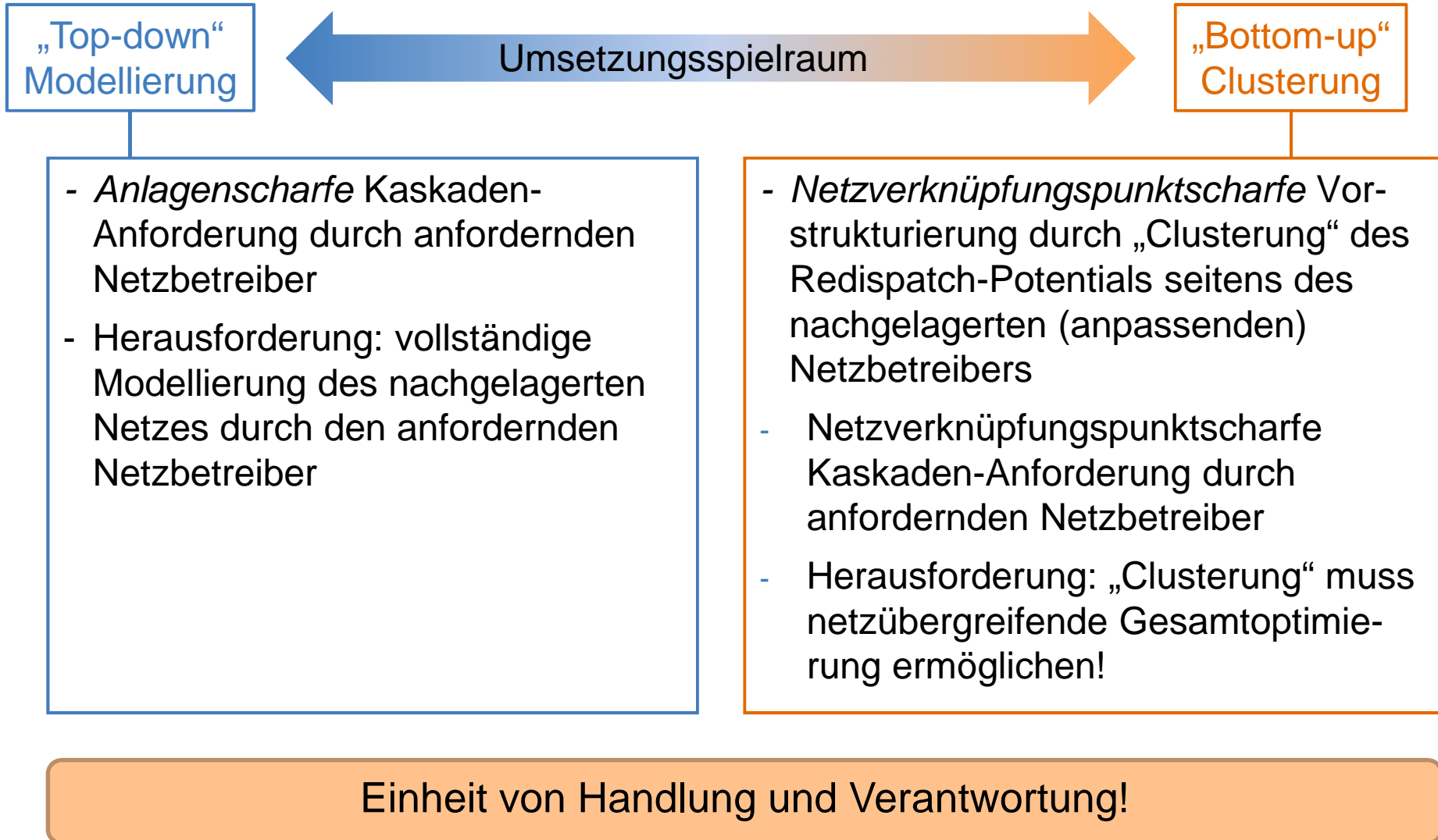
Anpassender Netzbetreiber trägt Verantwortung für bil. & fin. Ausgleich
Wie bisher: *auch* gegenüber Anlagen in nachgelagerten Netzen denkbar
(„Zentralmodell“)





Jeder Netzbetreiber trägt bilanziell und finanziell die Verantwortung für seine Anpassungen bzw. Anforderungen







- Das optimierte Redispatch trägt dazu bei, die Netz- und System-sicherheitsabläufe **fit zu machen für den weiteren EE-Zubau**.
- Mit dem gesetzlichen Maßnahmenpaket werden
 - branchenübergreifende Vorschläge umgesetzt,
 - die Grundlagen erweitert und der Redispatch-Prozess verbessert,
 - ein einheitlicher bilanzieller Ausgleich eingeführt und
 - der Einspeisevorrang gewahrt, ohne dogmatisch an ihm festzuhalten.
- Um ab dem 1. Oktober 2021 in den Genuss dieser Früchte zu kommen, müssen die **Prozesse rechtzeitig weiterentwickelt** werden.
- Bis dahin steht **viel Arbeit für alle Beteiligten** an.



Bundesnetzagentur

Sind noch Fragen offen?

Jan Sötebier M.E.S.
Fachreferat erneuerbare Energien

+49 228 14-5768

jan.soetebier@bnetza.de