



REDISPATCH 2.0

BERLIN, JUNI 2021

AGENDA

- › Grundlagen zum Redispatch 2.0
 - › Ziele und Veränderungen auf dem Weg von Redispatch 1.0 zu Redispatch 2.0
- › TR, SR, EIV, BTR – ein kleines Redispatch 2.0 Glossar
- › Redispatch 2.0 am Beispiel einer KWK Anlage
 - › Aufgaben und Rollenverteilung, Abläufe, Ausfallvergütung
 - › ToDos und Potenziale
- › Unsere Redispatch 2.0 Dienstleistungen
- › Zeit für ihre Fragen!

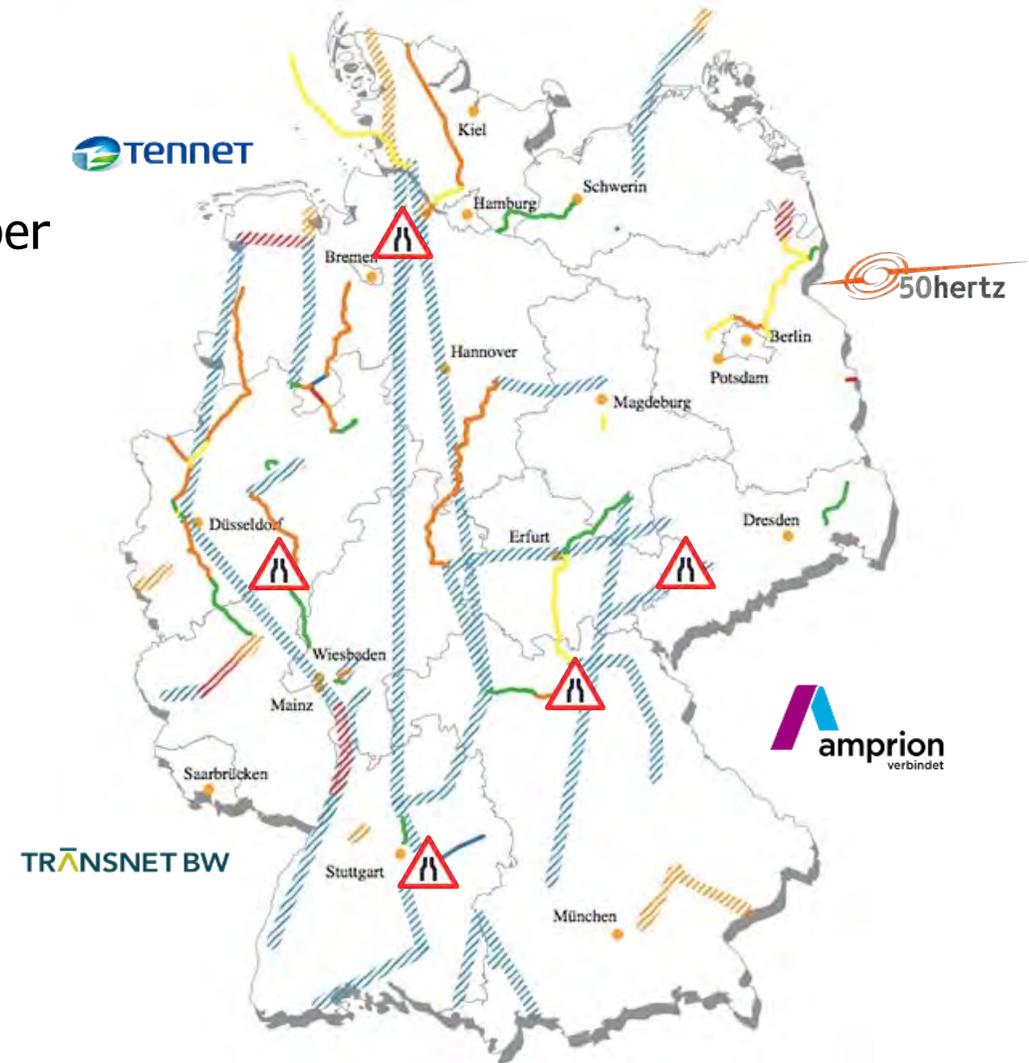


GRUNDLAGEN ZUM REDISPATCH 2.0

WAS IST REDISPATCH 1.0?

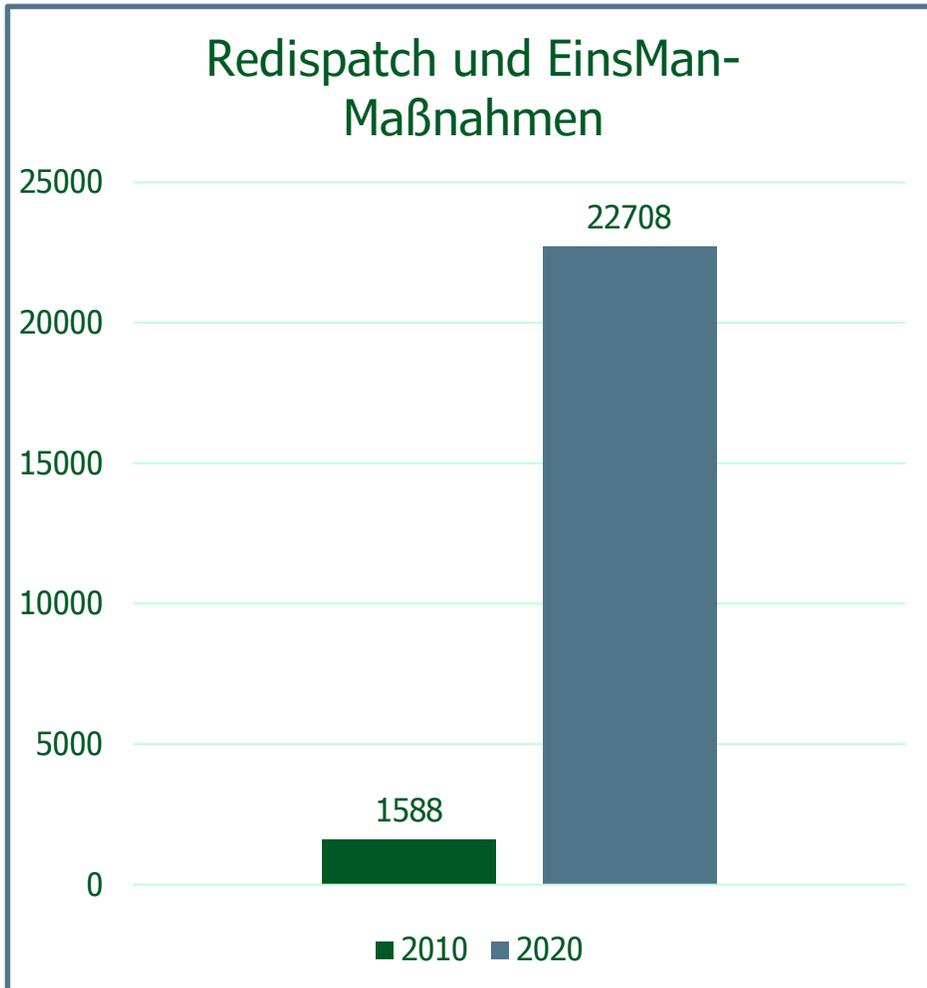
- › Management von Engpässen im Netz:
Neueinsatzplanung für Kraftwerke und Anlagenbetreiber
bei Stromnetzschwankungen
- › Bisher erfolgt durch ÜNB
- › sowohl geplant als auch in (nahezu) Echtzeit
- › Nur Anlagen >10 MW
- › KWK / EE-Anlagen nur über EinsMan
- › Finanzieller und bilanzieller Ausgleich für
Anlagenbetreiber

ABER...



Quelle: bmwi-energiewende.de

.. MEHR DEZENTRALE, WENIGER KONVENTIONELLE ERZEUGUNG → MEHR EINGRIFFE IN DAS STROMNETZ.



Ab 01. Oktober 2021:

Redispatch 2.0

Ziele

- > Ergänzung zum Netzausbau
- > Ausfallarbeit prognostizieren
- > Ausfallhöhe berechnen
- > Netzkosten und damit Netzentgelte im Rahmen halten

REDISPATCH 2.0: PLANEN STATT KORRIGIEREN

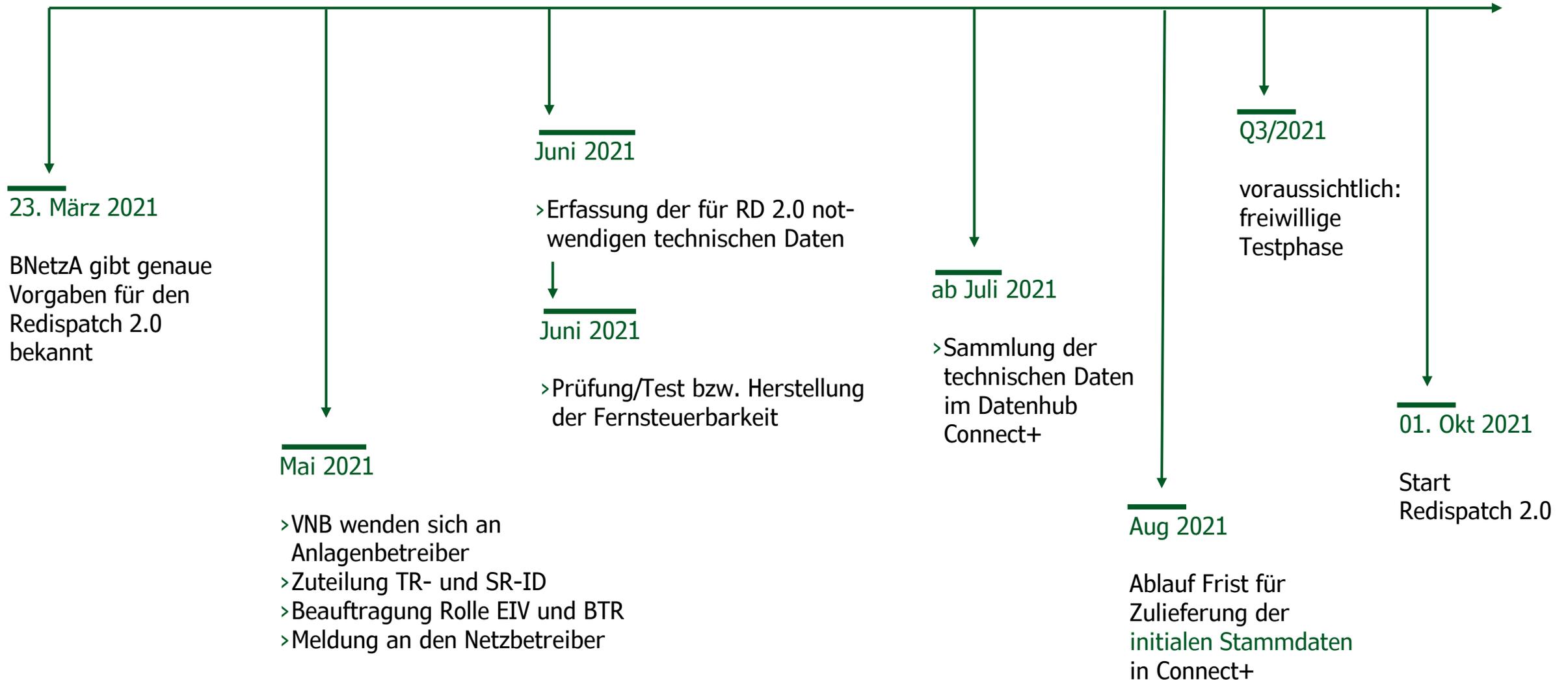
- › Mit Anlagen ab 100 kW → dezentraler kW-Pool vergrößert sich enorm
 - › > 100 kW > Anlage >10 MW: EE, KWK, BHKW, Speicher (Bestands- und Neuanlagen)
- › 01. Oktober 2021: Verantwortung für Redispatch-Maßnahmen geht auf VNB über
 - › Müssen heute für morgen Engpass vorhersagen
 - › Müssen heute für morgen die Maßnahmen & Anlagen bestimmen, die zur Beseitigung des möglichen Engpasses geregelt werden müssen
 - › Sammeln Plan-, Netz- und Wetterdaten, werten aus, verbinden Informationen zu einer Redispatch Planung für den kommenden Tag
 - › Informieren Anlagenbetreiber, regeln, rechnen ab

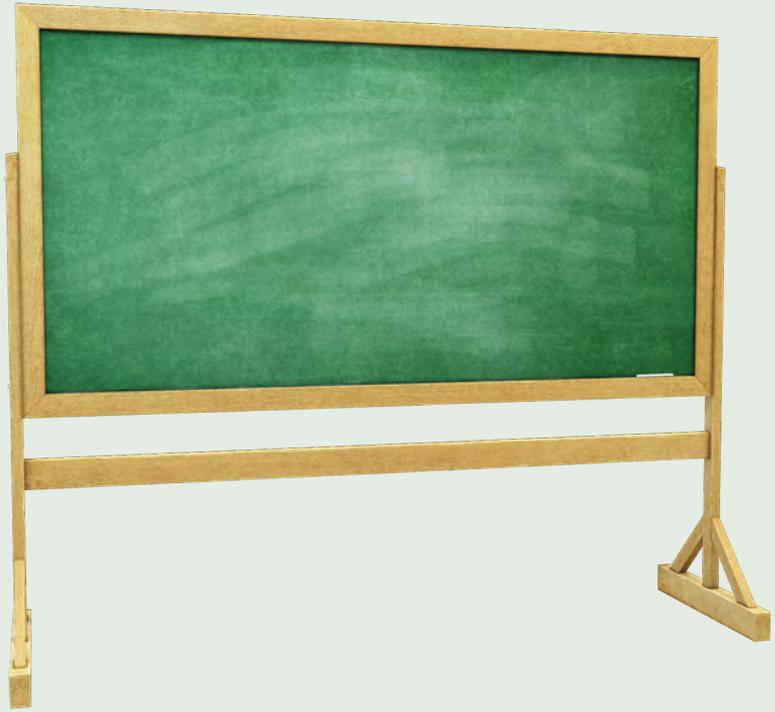


DIE ABSCHALTREIHENFOLGE „REDISPATCH-MERIT-ORDER“

- › Abschaltreihenfolge je nach Kosten und Wirkung
- › Prämisse: „voraussichtlich geringste Kosten“ (die am stärksten wirksam und kosteneffizienteste Maßnahme) und Erhalt des Einspeisevorrangs für Erneuerbare
- › Entscheidungsgrundlage: **Mindestfaktoren**
 - › Wahrung des Einspeisevorrangs für EE im Redispatch 2.0, da hohe Priorität für Energiewende
 - › Mindestfaktor Erneuerbare: 10 / Mindestfaktor KWK: 5
 - › „Es müssen 5 x so viele konventionelle Anlage betroffen von Engpassmaßnahme sein, bevor eine KWK-Anlage genutzt werden dürfte“
 - ➔ **KWK muss 5 x so effizient für die Lösung eines Engpasses sein wie eine konventionelle Anlage; damit dürfen EE/KWK-Anlagen erst vergleichsweise spät für den Redispatch 2.0 herangezogen werden.**

TIMELINE: (QUELLE BDEW)





GLOSSAR

BEGRIFFLICHKEITEN AUS DEM REDISPATCH 2.0

IDENTIFIKATION DER ANLAGEN TR- UND SR-ID

- › TR
Technische Ressource
- › Jede Anlage erhält eine eigene TR-ID
- › In zusammenschalteten Anlagen hat jede Einzelanlage eine eigene TR-ID



- › SR
Steuer-Ressource
- › in zusammenschalteten Anlagen kann es eine SR-ID geben ABER es kann auch jeder Anlage eine eigene Steuerressource haben
- › Die SR-ID wird je nach gewählter Ausführung der Abregelung an den VNB oder den Direktvermarkter gegeben

DIE ROLLEN IM REDISPATCH 2.0

EIV, BTR UND NETZBETREIBER

› EINSATZVERANTWORTLICHER (EIV)

- › Der EIV übernimmt die Verantwortung des Einsatz des Kraftwerks
- › falls EIV und Direktvermarkter nicht dieselbe jur. Person sind, muss eine Einigung über die Steuerung erfolgen

› BETREIBER (BTR)

- › Der BTR meldet Nichtverfügbarkeiten unverzüglich
- › Der BTR stimmt im Redispatch-Fall die Ausfallarbeit ab

› CONNECT+ (VNB)

- › Datendrehscheibe der Netzbetreiber
- › Befüllung mit Stammdaten übernimmt EIV

AUSFÜHRUNG DER ABREGELUNG – WER REGELT WANN

- › Zustandekommen der Maßnahme (Regelungsfall)
 - › **AUFFORDERUNGSFALL**
 - › VNB gibt Aufforderung zu Abregelung an EIV
 - › Generierung eines Fahrplan-Geschäftes zwischen NB und DV
 - › Sinnvoll für: große Wind- und Solarparks in Volleinspeisung
 - › **DULDUNGSFALL**
 - › VNB drosselt die Anlage via Fernsteuerung
 - › VNB informiert BTR & EIV
 - › Sinnvoll für: Kleinstanlagen und Eigenbedarfsanlagen

EMS wird Ihre Anlage(n)
immer im
DULDUNGSFALL
melden!

- › PROGNOSEMODELL // Grundlage: Einspeiseprognose, Wetterdaten
 - › NB erstellt Einspeiseprognose
 - › NB ermittelt im Redispatchfall ausgefallene Arbeit
 - › sinnvoll für: alle Anlagen ohne tägl. Fahrplanmeldung
- › PLANWERTMODELL // Grundlage: konkreter Fahrplan
 - › Anlagen die am ÜNB angeschlossen sind
 - › Austausch dauerhafter Viertelstundenwerte, „echter“ Fahrplan
 - › Einhaltung einer Prognosegüte zwingend
 - › sinnvoll für: Anlagen mit jederzeitiger Meldung der Fahrplanänderungen, Höchstspannungsebene/Offshore

EMS wird Ihre Anlage(n)
immer im
PROGNOSEMODELL
melden!

Die Auswahl des Abrechnungsmodells erfolgt anfänglich und kann max. 1x/Jahr zum 01.01. des Jahres geändert werden.

1. SPITZABRECHNUNG

- › Wetterdaten (Globalstrahlung) müssen direkt aus der betroffenen Anlage dem NB zur Verfügung gestellt werden

2. SPITZ LIGHT VERFAHREN (auch: vereinfachtes Spitzverfahren)

- › Wetterdaten aus einer Referenzdaten des Standorts (z.B. Nachbar- oder Referenzanlage) werden genutzt

3. PAUSCHALVERFAHREN

- › Annahme: Erzeugung der vorherigen 15 min. wird fortgeschrieben

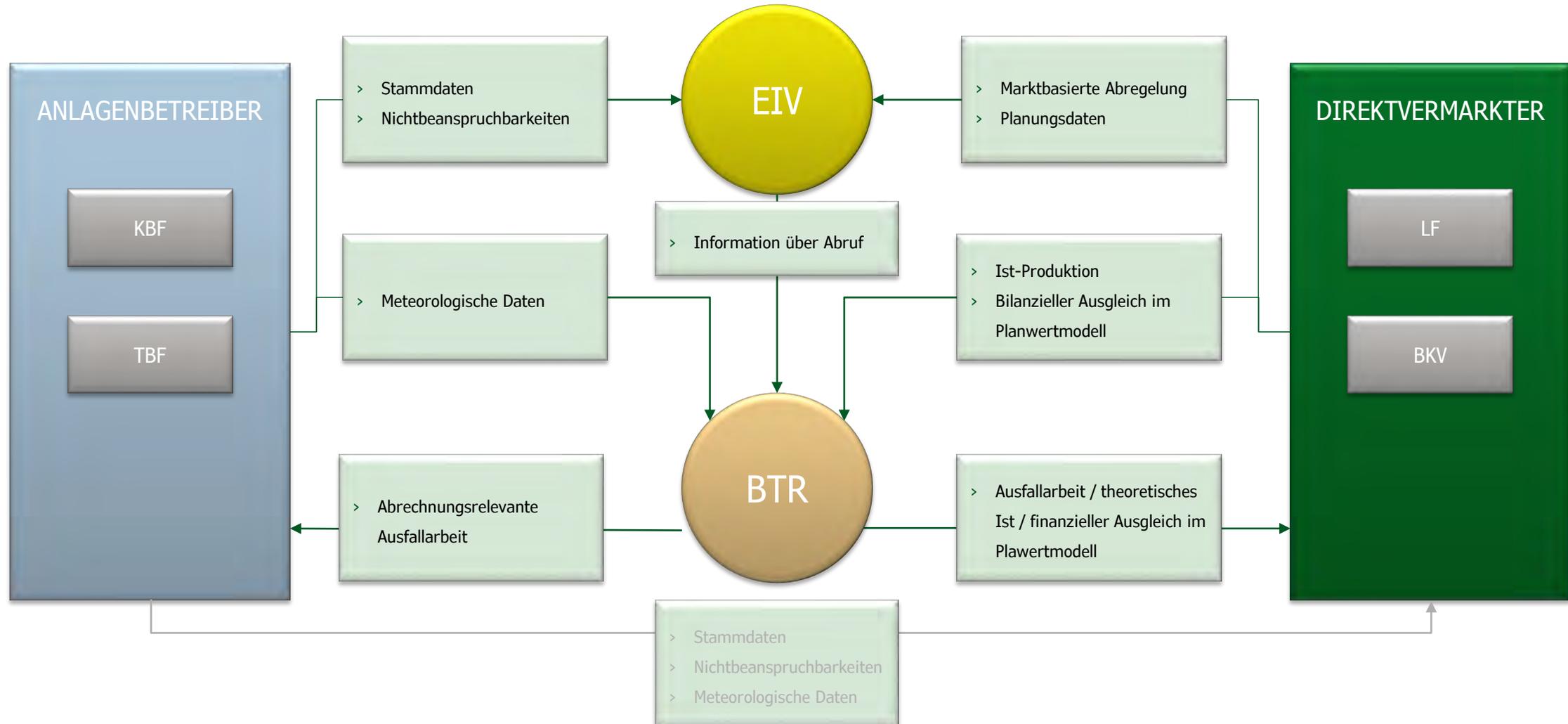
EMS Standard-
Abrechnungsmodell

PV: SPITZ light
KWK: Pauschalverfahren

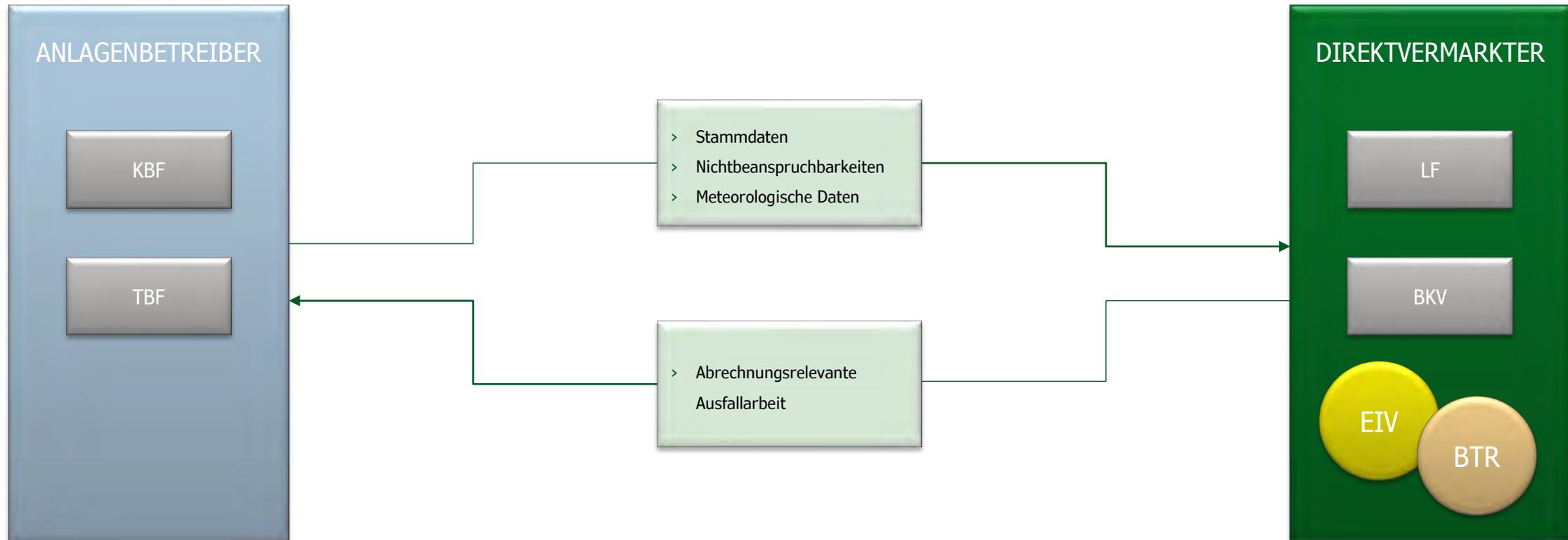


REDISPATCH 2.0 AM BEISPIEL EINER KWK ANLAGE

MARKTROLLEN UND AUSTAUSCHE IM REDISPATCH



MARKTROLLEN UND AUSTAUSCHE – ÜBERNAHME DER ROLLEN EIV UND BTR DURCH DEN DIREKTVERMARKTER



WAS GESCHIEHT WANN

1. VNB identifiziert Netzengpass in der Region der Anlage
2. VNB errechnet, dass der Einsatz unserer KWK-Anlage am effizientesten ist
3. VNB meldet EIV die vorgesehene Maßnahme am Vortag (Connect+)
4. Anlage im Duldungsfall gemeldet, ergo
5. Abregelung erfolgt durch VNB über entsprechende Steuerressource
6. Anlage wird über Steuerressource wieder angefahren
7. VNB schickt monatliche Übersicht der Maßnahmen an BTR
8. Abgleich der Daten und Clearing!
9. VNB und BTR Maßnahmen rechnen gegenüber Anlagenbetreiber ab
10. DV und VNB überweisen Ausfallvergütung und DV-Entgelt an Anlagenbetreiber

EINE BEISPIELRECHNUNG: REDISPATCH ABREGELUNG EINER KWK-ANLAGE IN EINER KUNDENANLAGE

KWK Erzeugung, Stromkennzahl = 0,4				
	$P_{\text{elektr.}}$	$P_{\text{thermisch}}$	$P_{\text{Einspeisung elektr}}$	$P_{\text{KAB elektr}}$
16.05.2021 17:00	150	225	100	50
16.05.2021 18:00	150	225	100	50
16.05.2021 19:00	150	225	100	50

- > KWK-Anlage erzeugt Wärme & Strom für Kundenanlage
- > Anweisung durch VNB: Abregelung um 50 %

Redispatchmaßnahme von 17:00 - 19:00 Uhr					
	RD-Senkung um 50% = P_{elektr}	Auswirkung auf $P_{\text{Einspeisung elektr}}$	Auswirkung $P_{\text{KAB elektr}}$	Auswirkung RD-Senkung P_{therm}	fehlende P_{therm} = Heizkessel
16.05.2021 17:00	75	25	50	113	112
16.05.2021 18:00	75	25	50	113	112
16.05.2021 19:00	75	25	50	113	112

- > Die fehlende Wärme wird über den Heizkessel bereitgestellt
- > Die bereitgestellte thermische Energie über den Heizkessel ist kostenintensiver
- > Die fehlende elektrische Energie wird durch ein FP-Geschäft vom Netzbetreiber gekauft

Redispatchausgleich	
	RD-Ausgleich = AA_{elektr}
16.05.2021 17:00	75
16.05.2021 18:00	75
16.05.2021 19:00	75

WER ZAHLT DIE ZUSATZKOSTEN DURCH DIE MAßNAHME

	Erlöse ohne RD Eingriff	Erlöse mit RD Eingriff	
		Real gemessen	RD-Ausgleich
KWK-Zuschlag	24,00 €	6,00 €	18,00 €
Üblicher Preis	12,00 €	3,00 €	9,00 €
KAB-Preis	31,50 €	31,50 €	
Wärmepreis	54,00 €	47,28 €	6,72 €
Summe Erlöse	121,50 €	121,50 €	

- › Zu jeder RD-Maßnahme werden die fehlenden Erlöse von BTR (EMS) gemeldet und durch den VNB kompensiert
- › Die RD-Maßnahme wird auf die Benutzungsstunden angerechnet
- › Die RD-Maßnahme wird auf den Primärenergieeinsatz und die Prozessgütezahl angerechnet
- › **Jedoch:** Die ausreichenden Vorhaltung von thermischer Energie / Heizkessel obliegt den Kunden

WAS FÜR ANLAGENBETREIBER JETZT ZU TUN IST:

- › Jedes Kraftwerk (ab 100kW) hat einen (Kraftwerks-)Einsatzverantwortlichen und Betreiber im RD 2.0 zu benennen
- › Jede Anlage nach dem EEG (§10b) muss fernsteuerbar für den Direktvermarkter sein
 - › *ACHTUNG: Für BHKW und KWK gilt dies aktuell nicht. Unsere Erwartung ist, dass der Gesetzgeber hier kurzzeitig nachziehen und die Steuerbarkeit nach §10b EEG auch für KWK fordern wird!*
- › Jede Anlage muss für den VNB fernsteuerbar sein (EEG §9)
Eine nicht funktionierende Fernsteuerbarkeit kann zu Schadensersatzansprüchen führen
- › Jede Anlage ist je nach Verfahren genau einer Steuerressource zugeordnet
(Duldungsfall: Steuerung durch VNB / Aufforderungsfall: Steuerung durch Direktvermarkter).
- › Im Abregelfall (neg. / pos. Redispatch) erhält der Kunde eine Entschädigung.
 - › *Es muss keine EINSMAN-Rechnung mehr vom Kunden erstellt werden*

VOR- UND NACHTEILE VON REDISPATCH 2.0

- › Intradaymarkt beruhigt sich, weil EINSMAN Regelung durch VNB ohne Vorwarnung kam
 - › Arbitragegeschäfte sinken
- › Trotz Reihenfolgeänderung zwischen KWK und EE, kein Nachteil für KWK, denn entgangen Erlöse werden kompensiert
 - › KWK = „keine Energie zweiter Klasse“
 - › Nachteil größerer Pufferspeicher / Heizkessel schon in der Planung berücksichtigen oder ggfs. Nachrüstung bei Bestehenden prüfen -> Geschäftsoption VIE



WIE WAHRSCHEINLICH IST DIE ABREGELUNG DER ANLAGE UND WELCHE SANKTIONSMÖGLICHKEITEN HAT DER VNB?

Zitat eines Anlagenbetreibers: „Ich werde doch eh nicht gezogen...“

- › Das Energiewendetempo ist hoch: Der Anteil dezentraler Erzeugung wird weiter steigen.
- › Damit steigt die Wahrscheinlichkeit, dass auch die kleinen Anlagen für den Redispatch 2.0 gezogen werden. Aber die Verpflichtung und die entsprechenden Sanktionsmöglichkeiten bestehen auch heute schon:

„Nach § 13a Abs. 1 Satz 1 EnWG sind die hiernach näher bezeichneten Anlagenbetreiber verpflichtet, auf Aufforderung des Netzbetreibers die Wirkleistungs- oder Blindleistungserzeugung oder den Wirkleistungsbezug anzupassen oder die Anpassung zu dulden. Dies umfasst notwendigerweise die Verpflichtung des Anlagenbetreibers, den Regelanweisungen Folge zu leisten.

Kommt der Anlagenbetreiber seiner Verpflichtung nicht nach, kann der Netzbetreiber von dem Anlagenbetreiber gemäß § 280 Abs. 1 BGB wegen der Verletzung seiner gesetzlichen Verpflichtung den Ersatz des hierdurch entstehenden Schadens verlangen.

Dies gilt jedoch nur, wenn der Anlagenbetreiber die Pflichtverletzung auch zu vertreten hat, wenn der Anlagenbetreiber also fahrlässig oder vorsätzlich die Regelanweisung des Netzbetreibers nicht befolgt hat.“

(Quelle: BDEW FAQ zum Redispatch 2.0)



UNSERE REDISPATCH 2.0 DIENSTLEISTUNGEN

VORTEILE DER ÜBERTRAGUNG DER ROLLEN EIV UND BTR AN DIE ENERGY MARKET SOLUTIONS

- › Auf Wunsch Full Service Übernahme der Redispatch 2.0 Aufgaben durch die EMS
 - › Wenn EMS als BTR/EIV die Abrechnung übernimmt, kommt es zu einer umgedrehten Rechnungsstellungspflicht: Plausibilisierung und Clearing der Netzbetreiberwerte erfolgen durch die Mako-Kollegen der EMS direkt mit dem VNB
 - › Gewährleistung korrekter Datenformate
 - › Vorhandensein aller notwendigen IDs und Codenummern
 - › Etablierte Prozesse zum Handling laufender Prozess-Anpassungen
- › Maximal transparentes Pricing
 - › kein Vermischen von Kosten, kein Verstecken in DV-Pauschale.
 - › Übersichtliche Kosten analog zur Anlagengröße:

UNSER MODELL:

	Dienstleistungspaket „Redispatch EIV“	Dienstleistungspaket „Full Service EIV & BTR“	Individuelle Lösungen auf Anfrage
Rolle EIV	<ul style="list-style-type: none"> > Bereitstellung der BDEW Codenummer für die Rolle EIV > Übernahme Kommunikation mit VNB über connect+ > Einhaltung der Marktkommunikationsformate sowie -fristen > Übernahme Clearingprozesse EIV-Bilanzierung 	<ul style="list-style-type: none"> > Bereitstellung der BDEW Codenummer für die Rolle EIV > Übernahme Kommunikation mit VNB über connect+ > Einhaltung der Marktkommunikationsformate sowie -fristen > Übernahme Clearingprozesse EIV-Bilanzierung 	<p>Praktikable Lösung, mit denen die Marktkommunikations- und Bilanzierungspflichten im Rahmen der Direktvermarktung sowie des Redispatch 2.0 ohne Reibungsverluste zwischen den Partnern abgestimmt werden können</p> <p><i>Bitte beachten Sie, dass Sie bzw. Ihre Partner in dem Fall eigene BDEW-Codenummern beantragen müssen.</i></p>
Rolle BTR	<p>Wird vollständig vom Anlagenbetreiber bzw. Dritten ausgefüllt</p> <p>Notwendige Abstimmung EMS mit definiertem BTR für Erfüllung Rolle EIV</p>	<ul style="list-style-type: none"> > Bereitstellung der BDEW Codenummer für die Rolle BTR > Übernahme Kommunikation mit VNB über connect+ > Einhaltung der Marktkommunikationsformate sowie -fristen > Abstimmung Ausfallarbeit mit VNB 	



WIR FREUEN UNS AUF FRAGEN UND ANMERKUNGEN!

SO ERREICHEN SIE UNS!

Energy Market Solutions GmbH

Telefon: 030. 235 954 751

[E-Mail direktvermarktung@energymarket.solutions](mailto:direktvermarktung@energymarket.solutions)

Bertha-Benz-Str. 5, 10557Berlin

EIV

Energy Market Solutions GmbH, Berlin

EIV-ID = 9979602000000

BTR

Energy Market Solutions GmbH, Berlin

BTR-ID = 9979603000009