

# Redispatch 2.0

April 2021



VATTENFALL

# Agenda

**1**

---

**Welche  
Änderungen  
bringt  
Redispatch  
2.0?**

**2**

---

**Was bedeutet  
RD 2.0 für  
die Direkt-  
vermarktung?**

**3**

---

**Welche  
Verpflichtungen  
hat der  
Anlagen-  
betreiber?**

**4**

---

**Welche  
Leistungen  
übernimmt  
Vattenfall?**

**5**

---

**Zusammen-  
fassung  
wesentlicher  
Neuerungen**



# Welche Änderungen bringt RD 2.0?

# Einordnung

Bis zum 30.09.2021

**Dispatch**

**Redispatch**

konv. EZ > 10 MW  
§ 13 Abs. 1 Nr. 2

**Abregelung  
Konv. Anlagen**

konv. EZ  
§ 13 Abs. 1 Nr. 2

**EinsMan**

EE & KWK  
§ 13 Abs. 2 + 3 EnWG  
i.V.m. § 14 EEG

**Dispatch**

**Redispatch 2.0**

Alle EZ > 100kW;  
Jederzeit fernsteuerbare  
Anlagen < 100kW  
§ 13 Abs. 1 Nr. 2

**Notfallmaßnahmen**

Alle EZ, EE Vorrang gilt  
§ 13 Abs. 2 EnWG

Zeitachse / Reihenfolge

Ab dem 01.10.2021

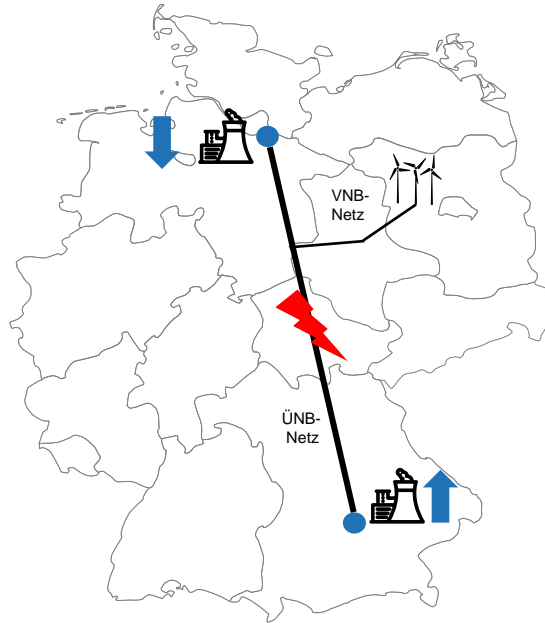
Planprozess

(Nahe) Echtzeit

# Aktuelle vs. zukünftige Netzsicherung

Bis zum 01.10.2021

- Redispatch 1.0 umfasst nur **konv. Anlagen und Speicher  $\geq 10\text{MW}$**  (marktbezogene Maßnahmen)
  - ÜNB Prozess
- Bei weiteren Netzengpässen greift das Einspeisemanagement für EE-Anlagen (netzbezogene Maßnahmen)
- VNB erhält keine Planungsdaten für EE-Anlagen.
- Netzengpässe sind nur sehr kurzfristig erkennbar und unplanbar.



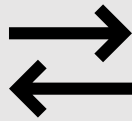
Ab dem 01.10.2021

- Mit Redispatch 2.0 werden **alle Erzeugungseinheiten  $>100\text{KW}$**  (inkl. EE-Anlagen) in den Prozess eingebunden.
  - ÜNB /VNB Prozess
- Vereinheitlichung des Prozesses.
- Planungsdaten werden für alle Erzeugungsanlagen erstellt.
- Datenaustausch zwischen Netzbetreibern wird stattfinden.
- Vorrusschauende Planung von lokalen Netzengpässen wird ermöglicht

# Redispatch 2.0 löst Einspeisemanagement ab



Relevant für alle  
**EE- und KWK-  
Anlagen**  
ab **100 kW**  
ab 01.10.2021



**Verstärkter  
Austausch von  
Informationen**  
zwischen NB und  
Einsatzverantwort-  
lichen (EIV)



**Kooperation**  
von ÜNB, VNB  
und EIV **soll**  
**Kosten senken**

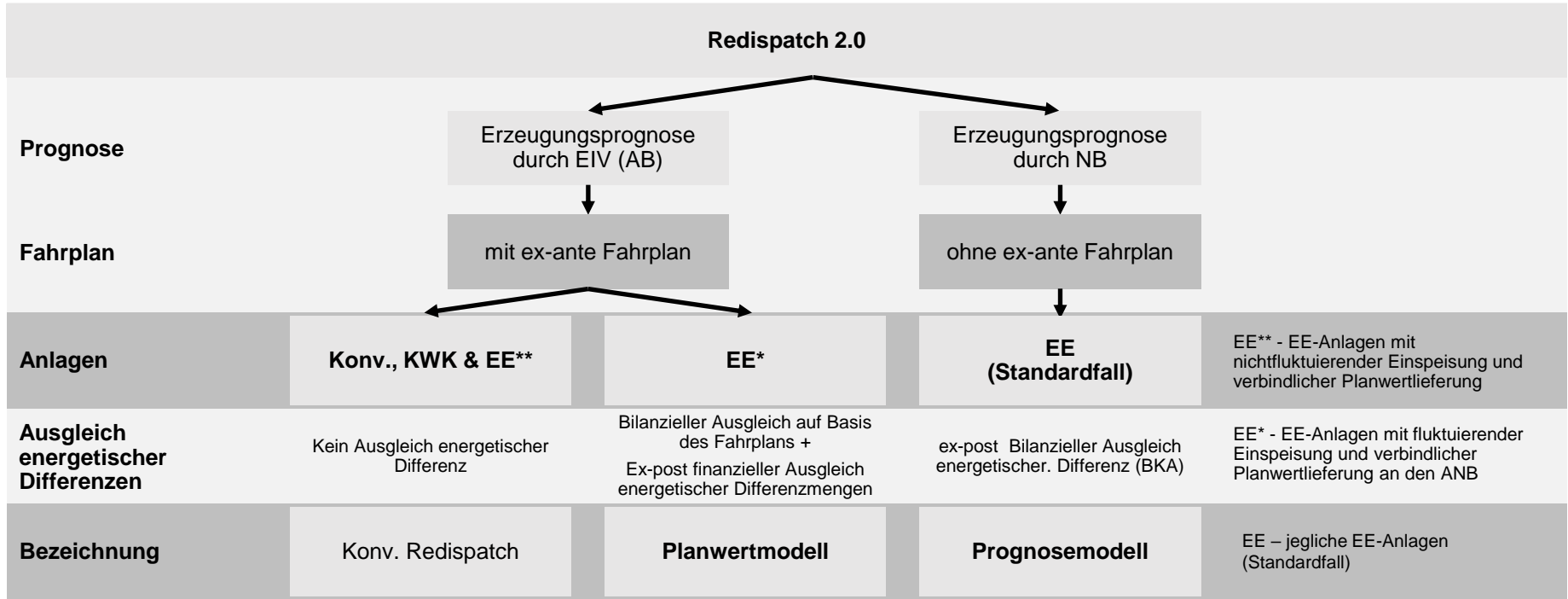


**Bilanzieller und  
finanzieller  
Ausgleich** für  
Abregelung  
→ RD 2.0 soll  
niemanden  
besser bzw.  
schlechter stellen



Hohe  
Anforderungen  
an  
**Prognosegüte**

# Modell-Übersicht



# Wahl eines Bilanzierungsmodells

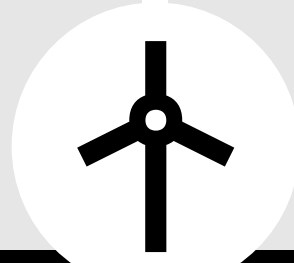
Windenergie Onshore & Solar

→ Prognosemodell

*(oder Planwertmodell)*

Windenergie Offshore

→ Planwertmodell





# Planwert- vs. Prognosemodell

	Planwertmodell	Prognosemodell
Prognose geliefert von	EIV/DV	Netzbetreiber
Fahrplan	Mit ex-ante Fahrplan	Kein ex-ante Fahrplan
Redispatch-Abruf	Netzbetreiber regelt (Duldungsfall) oder: EIV regelt (Aufforderungsfall)	NB regelt/Duldungsfall = Standard Aufforderungsfall = Ausnahme
Bewertung	<ul style="list-style-type: none"> <li>→ Höhere Verantwortung für EIV</li> <li>→ Größerer Aufwand</li> <li>→ Mehr Transparenz</li> <li>→ <b>Verpflichtend für (Offshore-) Parks am Übertragungsnetz</b></li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>→ Geringes Risiko</li> <li>→ Geringer Aufwand</li> <li>→ Weniger transparent</li> <li>→ <b>Standard für Onshore-Wind &amp; Solar-Parks ohne Übertragungsnetzanschluss</b></li> </ul>



- EIV haben Vorschlagsrecht für ein Bilanzierungsmodell → dies sollte der DV übernehmen
- Wechsel einmal jährlich möglich

# Abrechnungsvarianten

	Spitz-Abrechnung	Spitz-Light Abrechnung	Pauschalabrechnung
<b>Beschreibung</b>	Basiert auf gemessene Wetterdaten der Anlage	Basiert auf Referenzmesswerten oder Wetterdaten für den Standort	Basiert auf der Fortschreibung der letzten Viertelstunde vor der Maßnahme
<b>Planwertmodell</b>	✓	✓	✗
<b>Prognosemodell</b>	✓	✓	✓



Die initiale Zuordnung zum 01.10.2021 zu einer Abrechnungsvariante bei Bestandsanlagen erfolgt durch den Anschlussnetzbetreiber, wenn nicht der Anlagenbetreiber bis zum 30.06.2021 eine Festlegung vornimmt.

# Ressourcen Identifikatoren gemäß Festlegungen

	Technische Ressource (TR)	Steuerbare Ressource (SR)
<b>Definition*<sup>1</sup></b>	Eine technische Ressource ist ein technisches Objekt, das Strom verbraucht und/oder erzeugt.	Eine steuerbare Ressource wirkt auf mindestens einen Netzanschlusspunkt und ist steuerbar.
<b>Fachliche Einordnung</b>	<p>Für jede TR ist die Zuordnung zu</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• einer SR und</li><li>• einer Marktlokation*<sup>2</sup> notwendig.</li></ul>	<p>Eine SR setzt sich aus einzelnen TR zusammen.</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Einer SR ist mindestens eine Marktlokation zugeordnet.</li><li>• Jede TR ist genau einer SR zugeordnet.</li><li>• Eine SR kann auch nur eine einzelne TR enthalten.</li><li>• Eine SR wird entweder über den Duldungsfall oder den Aufforderungsfall abgerufen.</li><li>• Jede SR ist <b>genau einem Einsatzverantwortlichen (EIV)</b> zugeordnet</li></ul>

\*<sup>1</sup> gemäß Rollenmodell für die Marktkommunikation im deutschen Energie-Markt

\*<sup>2</sup> Ausnahme: Eine TR ist zwei Markt-Lokationen zugeordnet, wenn sie sowohl einspeisen als auch entnehmen kann

# Anlagensteuerung unter RD 2.0

## Duldungsfall

Netzbetreiber (NB) steuert

---

Einsatzverantwortliche wird über die Maßnahme informiert

---

→ Netzbetreiber steuert und trägt auch das Erfüllungsrisiko

VS.

## Aufforderungsfall

EIV/AB steuert

---

EIV/AB wird zur Umsetzung der Steuerung aufgefordert

---

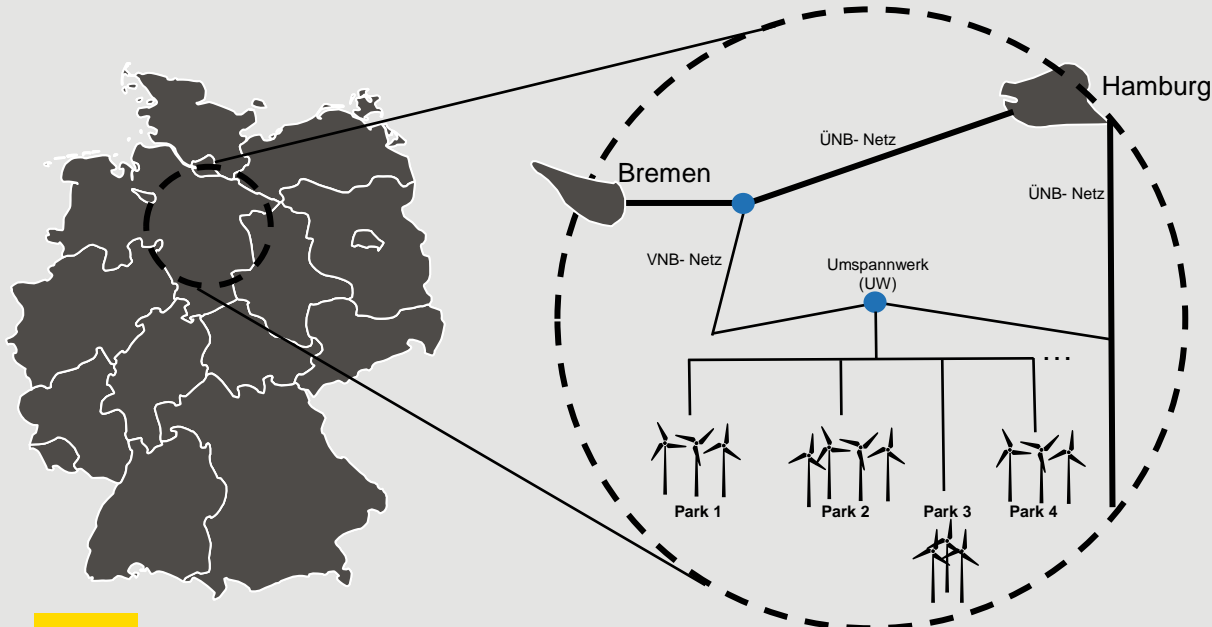
→ EIV/AB trägt das Erfüllungsrisiko



**Für den Duldungsfall gilt:** Sofern TR über eine gemeinsame technische Steuerungseinrichtung durch den Netzbetreiber (NB) steuerbar sind, müssen diese TR zu einer SR zusammengefasst werden.

**Für den Aufforderungsfall gilt:** Sofern TR am selben Netzanschlusspunkt einspeisen oder der NB die netzanschlusspunktübergreifende Aggregation freigegeben hat und diese TR die gleichen (kalkulatorischen) Kosten haben und diese TR denselben verantwortlichen EIV haben, können TR zu einer SR zusammengefasst werden.

# Ressourcen Identifikatoren



## 1. Variante: Umspannwerk SR:

EIV Rolle kann nur ohne erheblichen Mehraufwand übernommen werden, wenn alle Parks (1-4) durch einen Direktvermarkter vermarktet werden.

-> Duldungsfall möglich.

## 2. Variante: Pro Park 1 SR:

-> Parks müssen in den **Aufforderungsfall**, falls die Parks nur über eine gemeinsame technische Steuerungseinrichtung durch den Netzbetreiber (NB) steuerbar sind.

EIV Rolle kann dann pro Park separat gewählt werden!



Prüfung der SRs zwingend erforderlich!

Schematische Darstellung!

# Wahlmöglichkeiten Redispatch 2.0

	Bilanzierungsmodell	Anlagensteuerung	Abrechnungsvariante	Vattenfall Empfehlung
Redispatch 2.0	Planwertmodell	Duldungsfall	Spitz	<input checked="" type="checkbox"/> Standardfall Offshore
			Spitz-Light	<input type="checkbox"/>
		Aufforderungsfall	Spitz	<input type="checkbox"/>
			Spitz-Light	<input type="checkbox"/>
	Prognosemodell	Duldungsfall	Pauschal	<input checked="" type="checkbox"/> Standardfall Onshore Wind
			Spitz	<input checked="" type="checkbox"/> Standardfall Solar
			Spitz-Light	<input type="checkbox"/>
		Aufforderungsfall	Spitz	<input type="checkbox"/>
			Spitz-Light	<input type="checkbox"/>
			Pauschal	<input type="checkbox"/>

# Was bedeutet RD 2.0 für die Direktvermarktung?

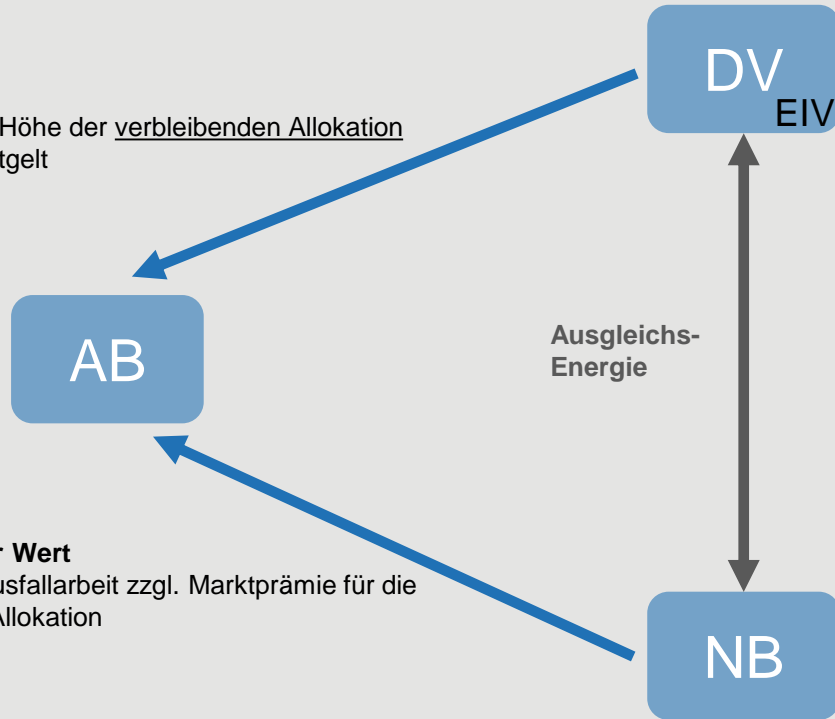
# Zahlungen Ein(s)man vs. Redispatch 2.0






# Zahlungsflüsse bei Ein(s)man

**Marktwert** in Höhe der verbleibenden Allokation  
abzgl. DL- Entgelt

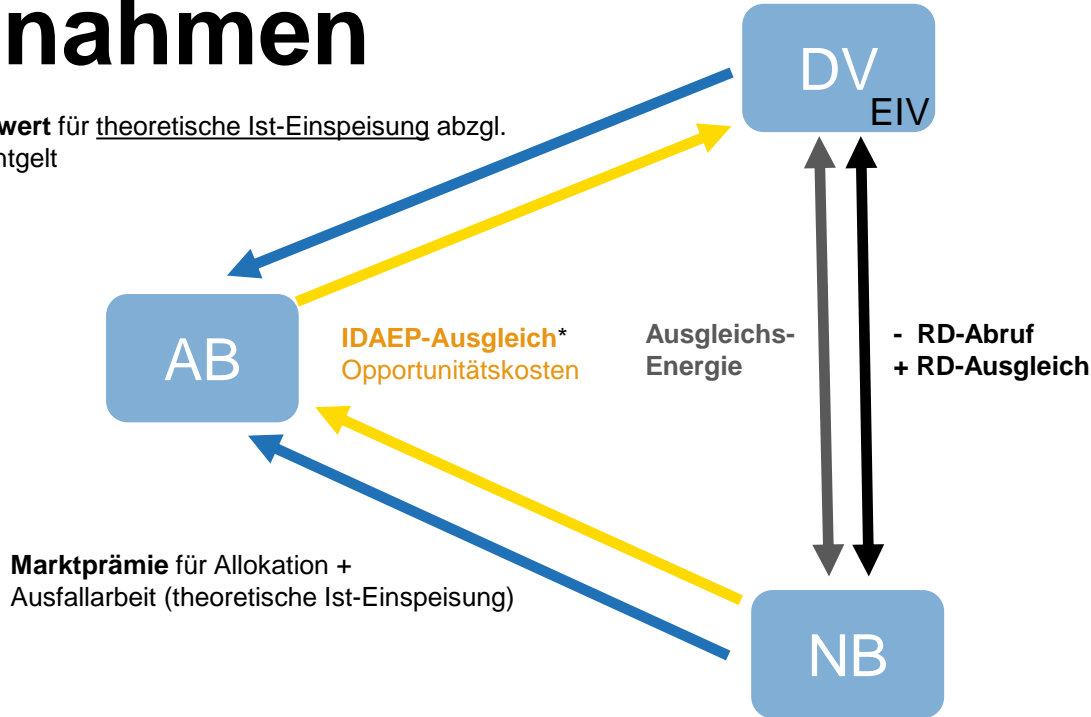


**Anzulegender Wert**  
in Höhe der Ausfallarbeit zzgl. Marktprämie für die  
verbleibende Allokation

 Bilanzieller Ausgleich  
 Finanzielle Zahlungen

# Zahlungsflüsse bei RD-Maßnahmen

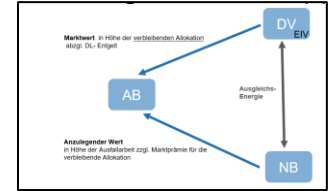
Marktwert für theoretische Ist-Einspeisung abzgl. DL- Entgelt



Marktpremie für Allokation +  
Ausfallarbeit (theoretische Ist-Einspeisung)

\* im Planwertmodell - Vorzeichen definiert die Pfeilrichtung und damit Zahlungsrichtung

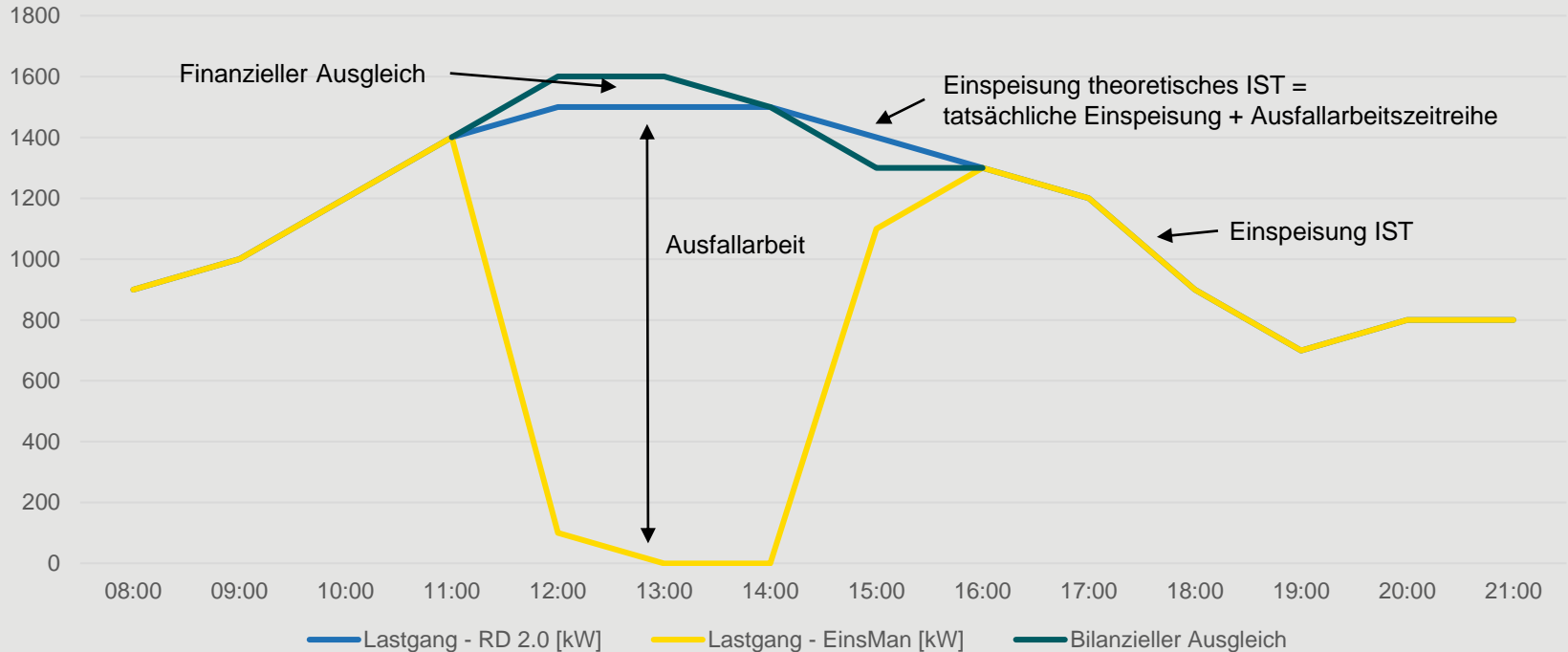
## Ein(s)man Abrechnung:



- Bilanzieller Ausgleich
- Finanzieller Ausgleich
- Finanzieller Ausgleich (über AB)\*

DV: Direktvermarkter  
NB: Netzbetreiber  
AB: Anlagenbetreiber

# Finanzieller Ausgleich



# Einspeisemanagement vs. RD 2.0 - Ausfallvergütung

	Einspeisemanagement	Redispatch 2.0
Vergütung der Ausfallarbeit	<ul style="list-style-type: none"><li>- NB vergütet anzulegenden Wert (Marktprämie + mtl. Marktwert)</li><li>- DV zahlt keine Vergütung</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>- NB zahlt <b>nur</b> die Marktprämie für Ausfallarbeit</li><li>- Vergütung durch DV ist möglich (Marktwert für Ausfallarbeit abzgl. DL-Entgelt)</li></ul>
Berechnung/Bewertung des Parkspezifischen Marktwerts	<ul style="list-style-type: none"><li>- Exklusive Ausfallarbeit</li><li>→ Abregelung verursacht <b>Marktwerteffekt</b> durch i.d.R. niedrigen Spot-Preis</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Inkl. Ausfallarbeit = theoretische Ist-Einspeisung</li><li>→ RD-Maßnahme ist Ergebnis neutral gegenüber keiner Maßnahme</li></ul>

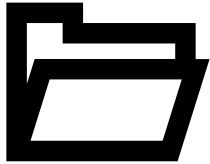
# Einspeisemanagement vs. RD 2.0

Komponente	Einspeisemanagement	Redispatch 2.0
Marktprämie	NB zahlt in Höhe Theoretisches IST	NB zahlt in Höhe Theoretisches- IST
Marktwert	NB zahlt in Höhe der Ausfallarbeit DV zahlt in Höhe der Allokation	DV zahlt in Höhe Theoretisches- IST
DL-Entgelt	DL-Entgelt +/- <b>Marktwerteffekt aufgrund Ein(s)man</b>	DL-Entgelt
Summe	Anzulegender Wert in Höhe Theoretisches IST + DL-Entgelt +/- <b>Marktwerteffekt aufgrund Ein(s)man</b>	Anzulegender Wert in Höhe Theoretisches IST+ DL-Entgelt +/-
Fazit	EinsMan erzeugt <b>Mitnahmeeffekte</b> durch Anhebung der Marktwerte	RD-2.0-Maßnahmen haben keinen Einfluss auf den Marktwert

A photograph of three business professionals in a modern office setting. Two women and one man are gathered around a long white table, looking at documents. One woman is pointing at a document with a pen. The man is also looking at the documents. The woman on the right is holding a tablet. The background shows large windows and a bright, airy office environment.

# Welche Verpflichtungen hat der Anlagenbetreiber?

# Folgende Daten benötigen die Netzbetreiber vom Betreiber



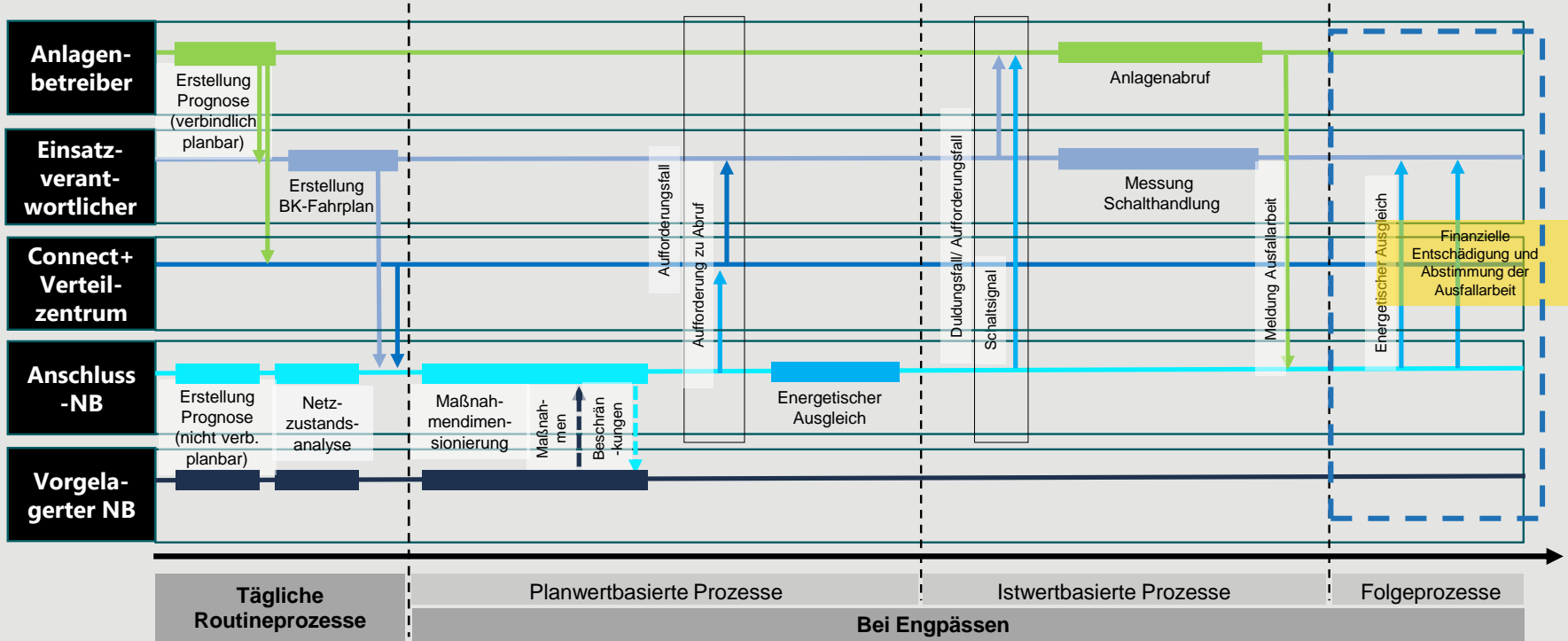
	Prognosemodell	Planwertmodell
Stammdaten	ja	ja
Planungsdaten	nein	ja
Nichtbeanspruchbarkeiten	ja	ja
Echtzeitdaten (60sec.)	ja	ja

# Informationspflichten gemäß BK6-20-061 für SEE

Stammdaten	Planungsdaten im Planwertmodell	Nichtbeanspruchbarkeiten	Echtzeitdaten
<ul style="list-style-type: none"> <li>● Fahrbare Mindest- Erzeugungswirkleistung</li> <li>● Identifikator technische Ressource</li> <li>● Identifikator steuerbare Ressource</li> <li>● Abfahrzeit ausgehend von PROD_Min bis zur Netztrennung</li> <li>● Lastgradient von PROD_min bis PROD_nenn (Nettonennleistung)</li> <li>● Lastgradient von PROD_nenn (Nettonennleistung) bis PROD_min</li> <li>● Art der technischen Steuerbarkeit</li> <li>● Bearbeitungszeit beim EIV</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Wert Produktion (PROD)</li> <li>● Mindestleistung Produktion (Pmin)</li> <li>● Beanspruchbare Leistung Produktion (Pmax)</li> <li>● Dargebotsleistung (Pdar)</li> <li>● Positives Redispatchvermögen (+RDV)</li> <li>● Negatives Redispatchvermögen (-RDV)</li> <li>● Positive Primärregelleistung (+PRL)</li> <li>● Negative Primärregelleistung (-PRL)</li> <li>● Positive Sekundärregelleistung (+SRL)</li> <li>● Negative Sekundärregelleistung (-SRL)</li> <li>● Positive Minutenreserveleistung (+MRL)</li> <li>● Negative Minutenreserveleistung (-MRL)</li> <li>● Positive Besicherungsleistung (+BES)</li> <li>● Negative Besicherungsleistung (-BES))</li> <li>● Positiver Redispatchabruf (+RDA)</li> <li>● Negativer Redispatchabruf (-RDA)</li> <li>● Kosten nicht-EEG vergüteter Anlagen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Nichtbeanspruchbarkeiten</li> <li>● Im Prognosemodell: Veränderung der Fahrweise durch marktlich bedingte Steuerung durch Anlagenbetreiber/BKV bei PV/Wind (marktbasierter Abregelung)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Veränderung der Fahrweise durch Steuerung bei EE-SEE Wind/Solar (marktlich, emissionsbedingt etc.)</li> <li>● Wirkleistung</li> </ul>



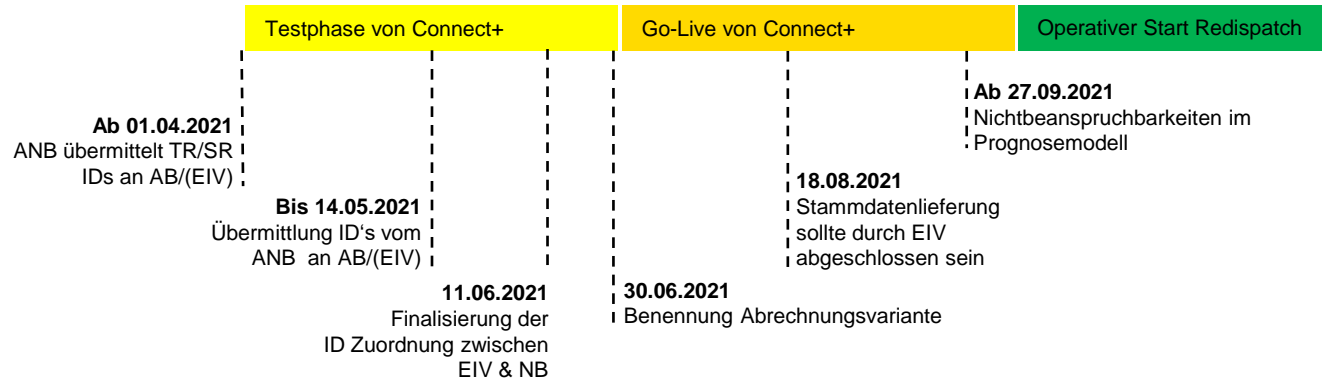
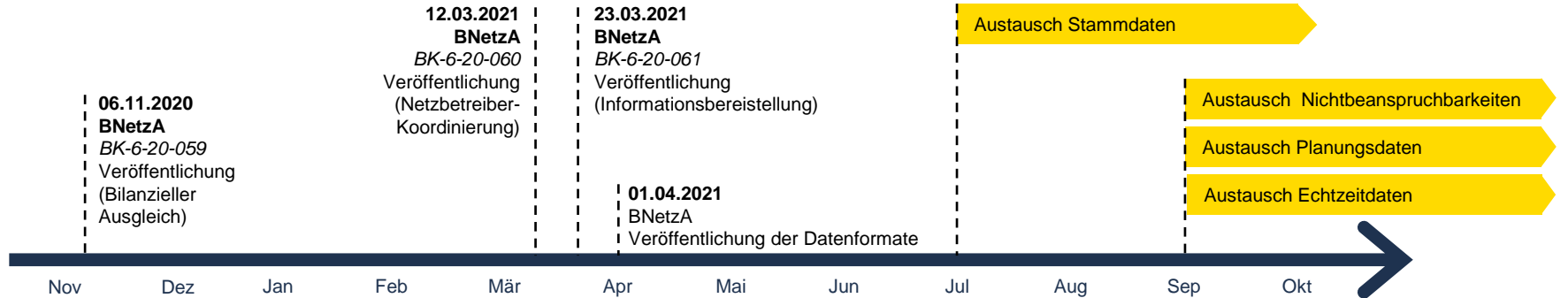
# Prozessfluss unter RD 2.0



Abstimmung der Ausfallarbeit erfolgt gemäß MaBIS

# Zeitstrahl

Fristen gemäß Anwendungshilfe Einführungsszenario Redispatch 2.0 des bdew



- AB: Anlagenbetreiber
- ANB: Anschlussnetzbetreiber
- EIV: Einsatzverantwortlicher
- NB: Netzbetreiber



Wer Einsatzverantwortlicher wird, sollte möglichst frühzeitig durch den Anlagenbetreiber festgelegt werden.

# Verpflichtungen der Anlagenbetreiber gemäß BK6-20-059/(-061) und Einführungsszenario

## Einsatzverantwortlicher (EIV)

### Festlegungen und Prüfungen

- ✓ Prüfung der TR-IDs /SR-IDs ab spätestens **14.05.2021**, ggf. Einspruch
- ✓ Festlegung des Bilanzierungsmodells (Prognosemodell vs. Planwertmodell)
- ✓ Festlegung der Abrufvariante (Duldungsfall vs. Aufforderungsfall)

### Verbindliche Daten-Lieferungen an ANB

- ✓ Stammdaten ab dem **01.07.2021**
- ✓ Planungsdaten im Planwertmodell ab dem **01.09.2021**
- ✓ Nichtbeanspruchbarkeiten ab dem **01.09.2021**

### Ggf. Übernahme der Steuerung

- ✓ Im Aufforderungsfall übernimmt der Einsatzverantwortliche die Steuerung Ihrer Anlage

## Betreiber der technischen Ressource (BTR)

### Echtzeitdaten

- ✓ Echtzeitdaten vor dem **01.10.2021**
- ✓ Marktbasierte Abregelungen im Prognosemodell
- ✓ Wirkleistung
- ✓ Festlegung der Abrechnungsvariante (Spitz, Spitz-Light, Pauschal) bis **30.06.2021**

### Abrechnung

- ✓ Im Planwertmodell Bestimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit

### Festlegungen

- ✓ Bestimmung des EIV vor dem **01.07.2021**
- ✓ Klärung der Prozesse vor dem **01.07.2021**
- ✓ Bestimmung des BTR vor dem **01.10.2021**



Zusätzliche Datenlieferungsverpflichtungen sind die wesentliche Änderung für Anlagenbetreiber im Rahmen von Redispatch 2.0.

A photograph of three business professionals in a modern office setting. Two women and one man are leaning over a long white table, examining documents and charts. The man is pointing at a document with a pen. The room has large windows in the background, providing a view of a city. The overall atmosphere is professional and collaborative.

# Welche Leistungen übernimmt Vattenfall?

# Leistungen von VET

## VET übernimmt folgende Pflichten des Anlagenbetreibers

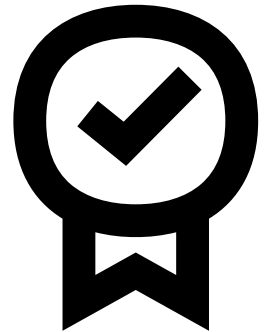
- Übernahme der **EIV-Rolle bis 30.06.21**
  - Stammdatenlieferung an DataProvider
  - Erstellung der Prognosen und Planungsdatenlieferung
  - Übermittlung der Nichtbeanspruchbarkeiten
  - Abstimmung Abrechnungsverfahren
- Ggf. Echtzeitdaten-Übermittlung
- Ggf. Berechnung und Prüfung der Ausfallarbeit gegenüber dem Netzbetreiber

## Verbleibende Pflichten des Anlagenbetreibers

- Festlegung eines EIV
- Prüfung SR-IDs in Abstimmung mit Vattenfall
- Ggf. Echtzeitdaten-Übermittlung
- Ggf. Berechnung/Prüfung der Ausfallarbeit

## Als EIV unterstützen wir Sie bei der Wahl zwischen

- Prognose- bzw. Planwertmodell
- Duldungs- bzw. Aufforderungsfall
- Pauschal-, Spitz- & Spitz-Light-Abrechnung




# Ansprechpartner



**Hanno Mieth**

Senior Renewables Originator


 +49 40 244 30 532

 Hanno.Mieth@vattenfall.de



**Bassam Darwisch**

Manager Renewables Origination

 +49 40 244 30 410


 Bassam1.Darwisch@vattenfall.de



**Matthias Gladasch**

Renewable Sales Manager


 +49 40 244 30 531


 Matthias.Gladasch@vattenfall.de



**Michael Schilling**

Renewable Sales Manager

 +49 40 244 30 536

 Michael.Schilling@vattenfall.de



<https://energysales.vattenfall.de>