K.GROUP
Berater der Energiewirtschaft

STADTWERKE STEINBURG

# REDISPATCH 2.0 - ANLAGENBETREIBERINFORMATION

Juni 2021

## WAS IST REDISPATCH?

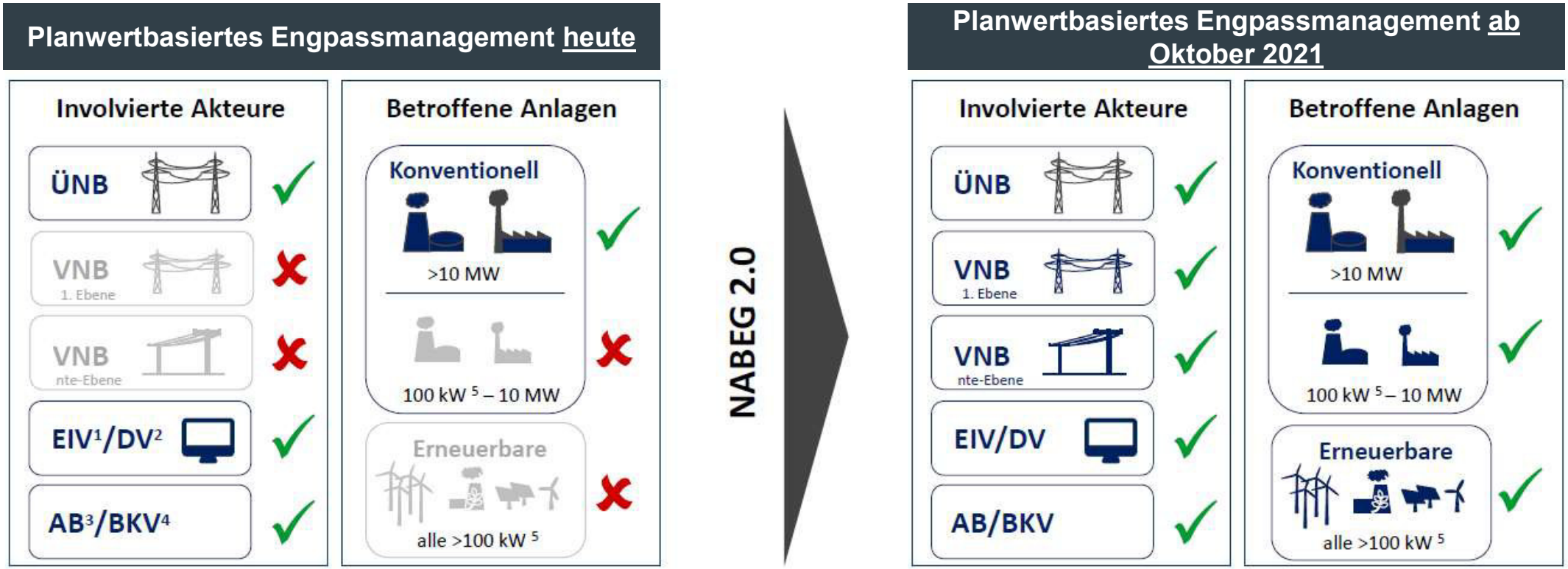
https://www.youtube.com/watch?v=HlaljwfoWWQ

# AGENDA

1. Hintergrundinformationen
2. Redispatch: Rollen & Prozesse
3. Anschreiben Anlagenbetreiber
4. Sammlung Fragen & Feedback

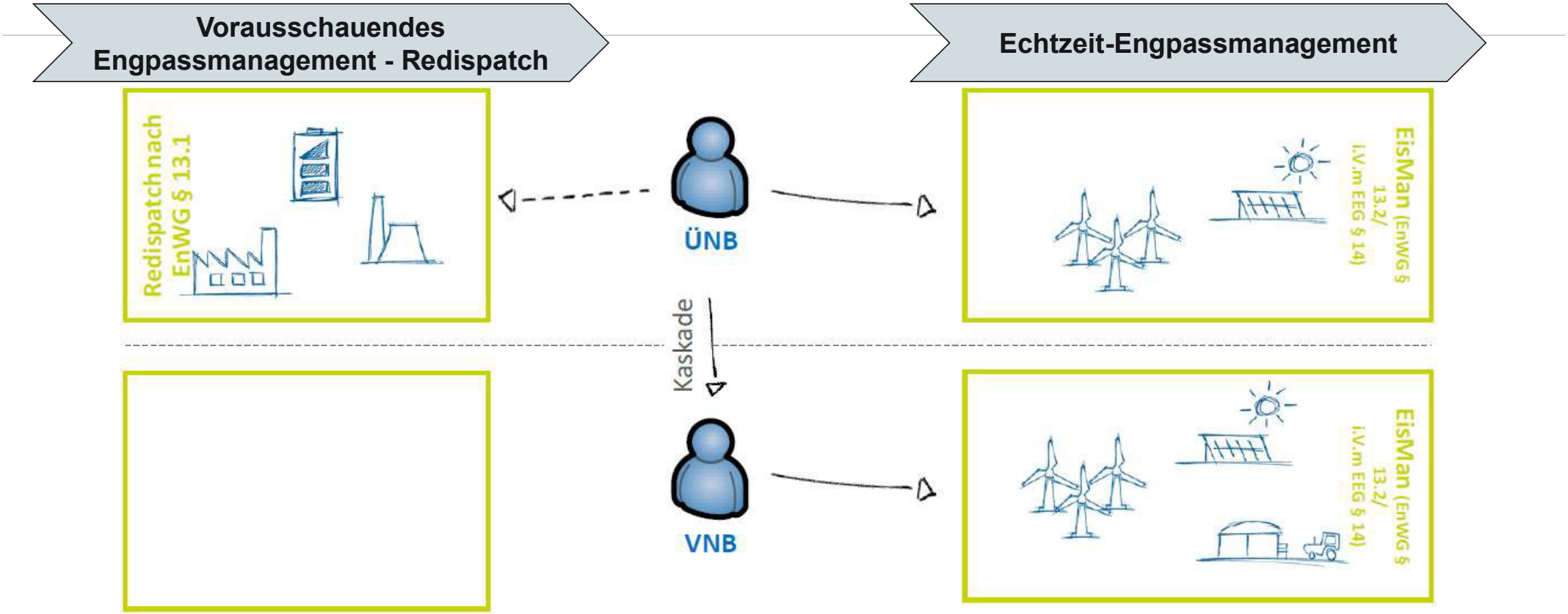
# ÜBERSICHT ENGPASSMANAGEMENT HEUTE VS. MORGEN

1) Einsatzverantwortlicher
2) Direktvermarkter
3) Anlagenbetreiber
4) Bilanzkreisverantwortlicher
5) sowie Anlagen <100 kW, sofern durch Netzbetreiber fernsteuerbar



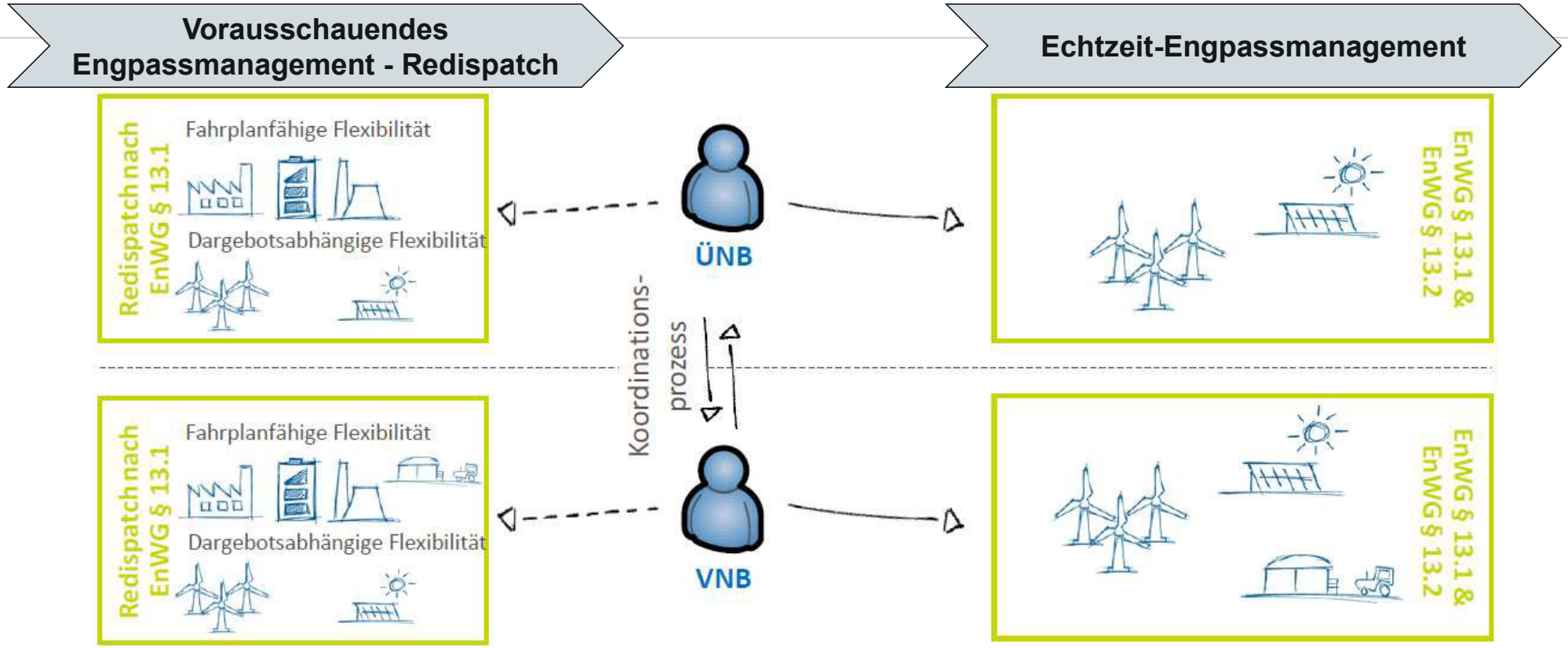

**Mit NABEG 2.0 nimmt die Komplexität des planwertbasierten Engpassmanagements zu**

# ENGPASSMANAGEMENT – STATUS QUO




- ÜNB: Planprozess (konventioneller Redispatch) + Echtzeit-Engpassmanagement
- VNB-Echtzeit-Engpassmanagement
- Maßnahmenunterstützung durch Top-Down-Prozess im Rahmen der BDEW-Kaskade

# ENGPASSMANAGEMENT – MIT REDISPATCH 2.0




- Gänzlich neue Organisation des Engpassmanagements
- Planwertbasierter Redispatch (§ 13 (1) EnWG) für alle Erzeugungs- und Speichereinheiten > 100 kW – viele Netzbetreiber sind betroffen
- Notfall“-Maßnahmen nach §13 (2) EnWG bleiben als „Ultima Ratio“ erhalten

# CONNECT+ ALS DATA PROVIDER

connect+
Ein Netzbetreiberprojekt

## Was ist Connect+?

Connect+ ist ein deutschlandweiter **Zusammenschluss** von **Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern**.

Das Ziel ist es, den flächendeckenden und einheitlichen **Datenaustausch** zwischen Netzen und Betreibern von Stromerzeugungsanlagen - zur Einhaltung der gesetzlichen Vorgaben zur Minimierung von Netzengpässen - sicherzustellen.

## Rolle im Redispatch 2.0

- Single Point of Contact für Netze, Anlagen und Einsatzverantwortliche
- Optimierte und zentrale Netzbetreiberkoordination mit **einer** Schnittstelle
- Synergieeffekte durch aktiven Austausch und gemeinsame Gestaltung
- Einhaltung gesetzlicher Vorgaben und der entsprechenden Fristen
- Frühzeitige Testmöglichkeit für Ihre Systemanbindung

50hertz, amprion, avacon, bayernwerk, e.dis, EWEnetz, innogy, Main-Donau Netzgesellschaft, MITNETZ STROM, Netze BW, Pfalzwerke Netz AG, RNG Rheinische NETZGesellschaft, Schleswig-Holstein Netz, Stromnetz Berlin, Stromnetz Hamburg, SW//M, TenneT, TRANSNET BW, WEMAG NETZ GmbH, WESTNETZ

**Conncet + entwickelte eine einheitliche Lösung für den Datenaustausch im zukünftigen Redispatchprozess**

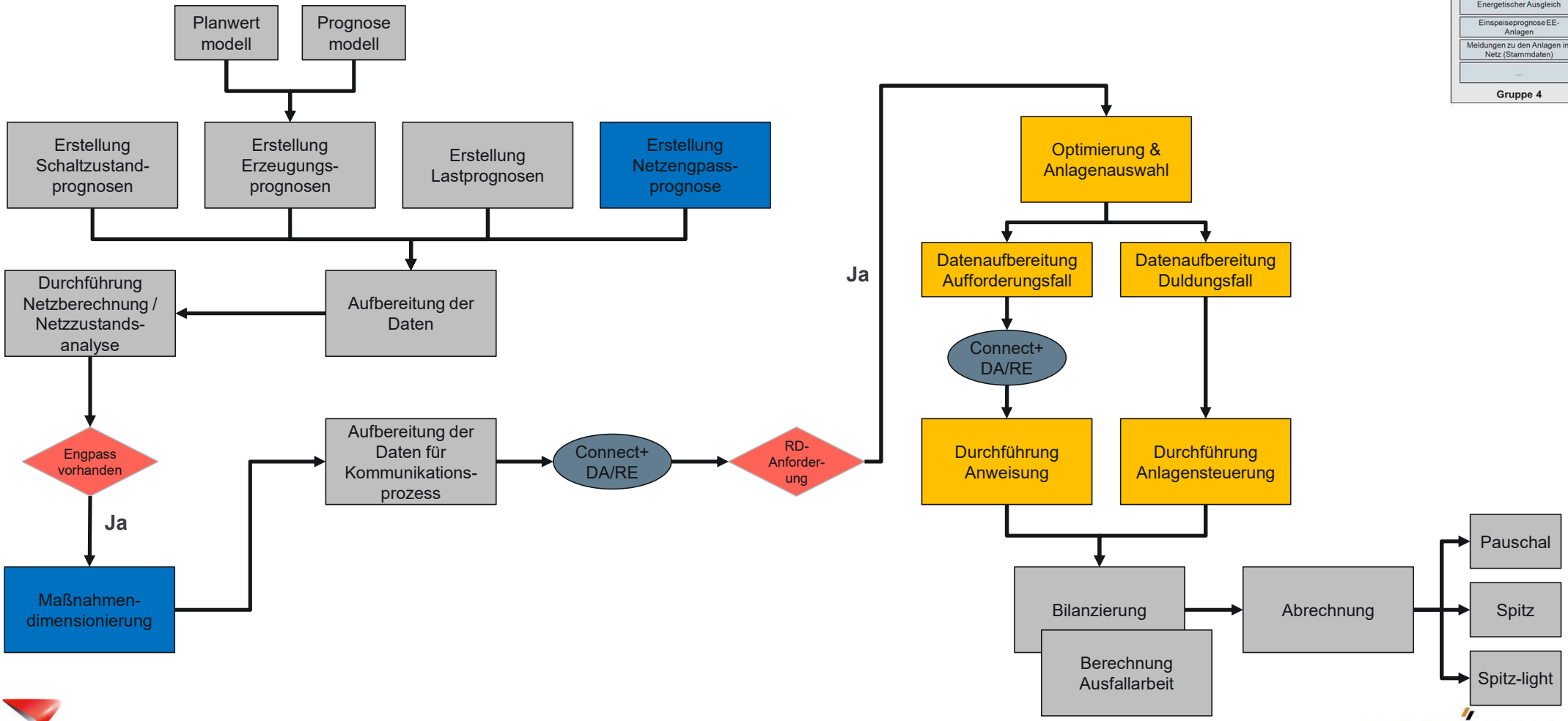
# AGENDA

1. Hintergrundinformationen
2. Redispatch: Rollen & Prozesse
3. Anschreiben Anlagenbetreiber
4. Sammlung Fragen & Feedback

# EINFÜHRUNG IN DIE ROLLEN IM REDISPATCH

| Rolle | Abkürzung | Erläuterung |
|---|---|---|
| Anlagenbetreiber | AB | kann mehrere Rollen haben, z.B. EIV und/oder BTR |
| Betreiber einer technischen Ressource | BTR | verantwortlich für den Betrieb einer technischen Ressource |
| Einsatzverantwortliche | EIV | für jede Erzeugungseinheit, für die Daten zu melden sind, ist genau ein Verantwortlicher gegenüber dem ÜNB zu benennen, unabhängig von den Eigentumsverhältnissen oder von Nutzungsanteilen unterschiedlicher Anteilseigner |
| Lieferant (= u.a. Direktvermarkter) | LF | • verantwortlich für die Belieferung von Marktlokationen, die Energie verbrauchen, und die Abnahme von Energie von Marktlokationen, die Energie erzeugen<br>• finanziell verantwortlich für den Ausgleich zwischen den bilanzierten und gemessenen Energiemengen von den nach Standardlastprofil bilanzierten Marktlokationen |
| Data Provider | DP | verantwortlich für den Empfang und die Übermittlung von Informationen |
| Technische Ressource (=Anlage) | TR | Granular kleinste Einheit |
| Steuerbare Ressource | SR | Zusammenfassung von (mehreren) TR zu SR (vom NB zu bilden) |

# PROZESS REDISPATCH 2.0 IN DER ÜBERSICHT



# AUFGABEN EINSATZVERANTWORTLICHER IM REDISPATCH 2.0

Unterstützung der SW Steinburg

Standardprozess

1

**Einsatzverantwortliche**

## Basisdatenaustausch & Abrufprozesse

- Übermittlung von initialen Stammdaten
- Übermittlung Stammdatenänderung vom EIV (verantwortlich) ausgehend
- Übermittlung von Planungsdaten im Planwertmodell
- Übermittlung von Nichtbeanspruchbarkeiten an NB
- Übermittlung marktbedingte Anpassung im Prognosemodell
- Abruf im Duldungsfall mit Sollwertanweisung

## Bilanzierung & Abrechnung

- Wechsel des Bilanzierungsmodells
- Wechsel des Abrechnungsmodells

# AUFGABEN BETREIBER EINER TECHNISCHEN RESSOURCE IM REDISPATCH 2.0

Standardprozess

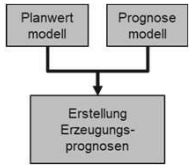
2

**Betreiber Technische Ressource**

## Bilanzierung & Abrechnung

- Übermittlung von meteorologischen Daten (Ex post-Daten) vom BTR an ANB (Spitzabrechnung)
- Ermittlung und Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit - Prognosemodell
- Ermittlung und Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit - Planwertmodell

# BEGRIFFSDEFINITIONEN – BILANZIERUNGSMODELL

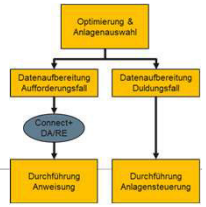



| Planwertmodell | Prognosemodell (Standardfall) |
|---|---|
| 1. Erstellung Erzeugungsprognosen durch den **AB/EIV** und Übermittlung an betroffene NB | 1. Erstellung Erzeugungsprognosen durch den **NB** |
| 2. Verfügbarkeit von **ex-ante** (im Voraus) **Fahrpläne** (gemeldete Planungsdaten) | 2. Ausgleich **ex-post** (hinterher) auf Basis der **berechneten Ausfallarbeit** im Rahmen der Bilanzkreisabrechnung |
| 3. Bilanzierung auf Basis der **ausgetauschten Fahrpläne** | 3. Bilanzierung auf Basis der **theoretischen Einspeisung** |
| 4. EE-Anlagen mit fluktuierender Einspeisung und verbindlicher Planwertlieferung: **Abweichung** zwischen Ausfallarbeit und bilanziell ausgeglichener Strommenge möglich | 4. Ausfallarbeit für Abrechnung und Bilanzierung sind **identisch** |
| 5. **finanzieller Ausgleich** von energetischen Differenzmengen | 5. **kein finanzieller Ausgleich** von energetischen Differenzmengen notwendig |

**Für Anlagen außerhalb der Direktvermarktung nicht zulässig**

**Standardfall insbesondere für fluktuierende Anlagen**

# BEGRIFFSDEFINITION – AUSWAHLPROZESS




**Bearbeitungszeit** | **Umsetzungszeit**

EIV: Eingang Aufforderung → SR: Initiierung Umsetzung → SR: Erreichen des neuen Arbeitspunktes

| Der **Auswahlprozess** soll klassifizieren, welche SR einem Aufforderungs- bzw. Duldungsfall zugeordnet wird. | |
|---|---|
| **Aufforderungsfall** | **Duldungsfall (Standardfall)** |
| ▪ **EIV:** Umsetzung der Aufforderung zur Durchführung einer Maßnahme **innerhalb der Bearbeitungszeit**<br><br>▪ Zusammenfassung TR zu einer SR **möglich**, falls TR am **selben Netzanschlusspunkt** einspeisen <u>oder</u> der NB die **netzanschlusspunktübergreifende Aggregation freigegeben** hat und diese technischen Ressourcen die **gleichen (kalkulatorischen) Kosten** haben und diese technische Ressource **denselben verantwortlichen EIV** haben | ▪ **anwNB:** Umsetzung **nicht innerhalb der Bearbeitungszeit** durch den EIV möglich<br><br>▪ Zusammenfassung TR zu einer SR **notwendig**, falls TR über eine **gemeinsame technische Steuerungseinrichtung** durch den Netzbetreiber steuerbar sind<br><br>**Standardfall: Duldungsfall für Anlagen < 10 MW (FRE-Technik immer im Duldungsfall)** |

# BEGRIFFSDEFINITIONEN – ABRECHNUNGSMODELL

| Spitzabrechnung | Spitzabrechnung light | Pauschal-Abrechnung |
|---|---|---|
| ▪ gemessene Wetterdaten an der Anlage | ▪ Anlagen- / standortspezifische Referenzmesswerte oder Wetterdaten | ▪ letzter ¼-h-Wert vor der Maßnahme |

**Kriterien für Spitz-light-Verfahren**

AB legt sich **innerhalb eines Bilanzierungsmodells** je **Leistungsjahr** auf eine Methode (Wetterdatendienstleister oder Referenzanlage) fest:

- Verwendung von Wetterdaten eines oder mehrerer Wetterdaten-Dienstleister(s)
  - nach allgemein anerkannten wissenschaftlichen Verfahren
  - anlagen- und standortspezifisch
  - postleitzahlscharf oder kleinerer, geeigneter räumlicher Auflösung
  - vorzugsweise Benennung des Wetterdatendienstleisters und Verfahrens auf Rechnungsdeckblatt der Abrechnung der Ausfallarbeit
- Verwendung von Wetterdaten einer Referenzanlage
  - bilaterale Abstimmung zwischen AB und ANB
  - Verwendung nach Begründung:
    - Vergleichbarkeit der Leistungsgröße und weiterer Anlagenspezifika mit der abzurechnenden Anlage
    - Vergleichbarkeit der Standortgegebenheiten
    - räumliche Nähe der Anlagen

# BEGRIFFSDEFINITIONEN – KRITERIEN FÜR DIE ERMITTLUNG DER ENTSCHÄDIGUNGSHÖHE

**Entschädigungszahlung in Euro**

## Entschädigungszahlung für entgangene Einnahmen

$EZ_i = Z_{Einsp} * W_{A,i} / 100$

| | |
|---|---|
| EZi | Entschädigung in der Viertelstunde i in € |
| $Z_{Einsp}$ | Zahlung gem. EEG in ct/kWh |
| $W_{A,i}$ | Ausfallarbeit in der Viertelstunde i in kWh |

EE-Anlage mit Wärmeauskopplung:

- z.B. Biogasanlagen und KWK
- entgangene **Wärmeerlöse** = Ausfallwärme * Wärmelieferungspreis

Anlagen zur Behandlung von Abfallstoffen:

- z.B. Biogasanlagen zur Behandlung organischer Abfälle oder Biomasseanlagen zur Verbrennung von Altholz
- entgangene **Entsorgungserlöse**
- entstehende **Kosten** für die **Zwischenlagerung**

## + zusätzliche Aufwendungen

Beispiele für zusätzliche Aufwendungen:

- **Ersatzwärmeversorgung**, z. B. zusätzlich bezogener Strom oder Brennstoff
- **zusätzlich bezogener Strom** bei Eigenstromversorgung oder Stromlieferungen an andere Letztverbraucher vor der Einspeisestelle
- **Verwaltungs- oder Abrechnungskosten**, die für die Abwicklung der Entschädigungsansprüche anfallen
- insofern sich bei Bio- und Klärgasanlagen durch die Anweisung einer Redispatch-Maßnahme die Notwendigkeit ergibt, das **mit** der geplanten **Stromerzeugung verbundene Biogas bzw. Gas abfackeln** zu müssen, so ist dies ebenfalls zusätzlich auszugleichen
- zusätzliche Kosten beim **Hochfahren** der Anlage (positiver Redispatch) abzüglich der erzielten Einnahmen

Beispiele, die KEINE zusätzlichen Aufwendungen darstellen:

- laufende Finanzierungskosten wie beispielsweise **Zinsen, Tilgung und Abschreibungen**
- anteilige Kosten für ohnehin **vorzuhaltende Einrichtungen** wie Messeinrichtungen, u.ä.

## - ersparte Aufwendungen

Beispiele für ersparte Aufwendungen

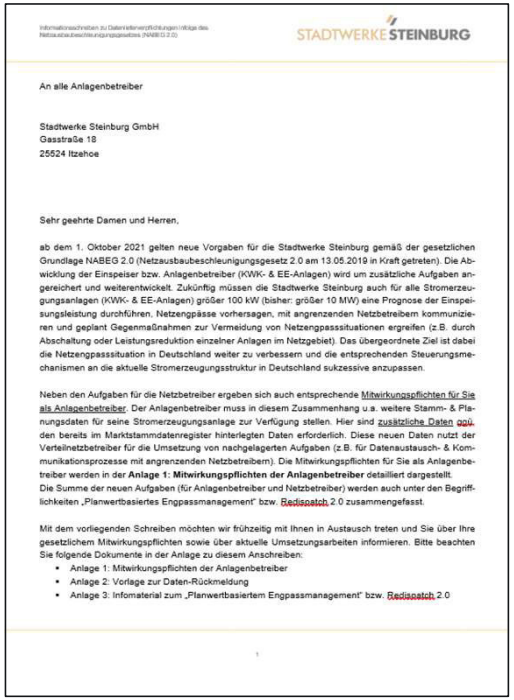
- **ersparte Brennstoffkosten**,
- **ersparte Zahlungen**, die in Abhängigkeit von den erzeugten Strommengen anfallen

# AGENDA

1. Hintergrundinformationen
2. Redispatch: Rollen & Prozesse
3. Anschreiben Anlagenbetreiber
4. Sammlung Fragen & Feedback

# STRUKTUR DER UNTERLAGEN FÜR DIE ANLAGENBETREIBER

## Anschreiben



STADTWERKE STEINBURG

An alle Anlagenbetreiber

Stadtwerke Steinburg GmbH
Gasstraße 18
25524 Itzehoe

Sehr geehrte Damen und Herren,

ab dem 1. Oktober 2021 gelten neue Vorgaben für die Stadtwerke Steinburg gemäß der gesetzlichen Grundlage NABEG 2.0 (Netzausbaubeschleunigungsgesetz 2.0 am 13.05.2019 in Kraft getreten). Die Abwicklung der Einspeiser bzw. Anlagenbetreiber (KWK- & EE-Anlagen) wird um zusätzliche Aufgaben angereichert und weiterentwickelt. Zukünftig müssen die Stadtwerke Steinburg auch für alle Stromerzeugungsanlagen (KWK- & EE-Anlagen) größer 100 kW (bisher: größer 10 MW) eine Prognose der Einspeisungsleistung durchführen. Netzengpässe vorhersagen, mit angrenzenden Netzbetreibern kommunizieren und geplant Gegenmaßnahmen zur Vermeidung von Netzengpasssituationen ergreifen (z.B. durch Abschaltung oder Leistungsreduktion einzelner Anlagen im Netzgebiet). Das übergeordnete Ziel ist dabei die Netzengpasssituation in Deutschland weiter zu verbessern und die entsprechenden Steuerungsmechanismen an die aktuelle Stromerzeugungsstruktur in Deutschland sukzessive anzupassen.

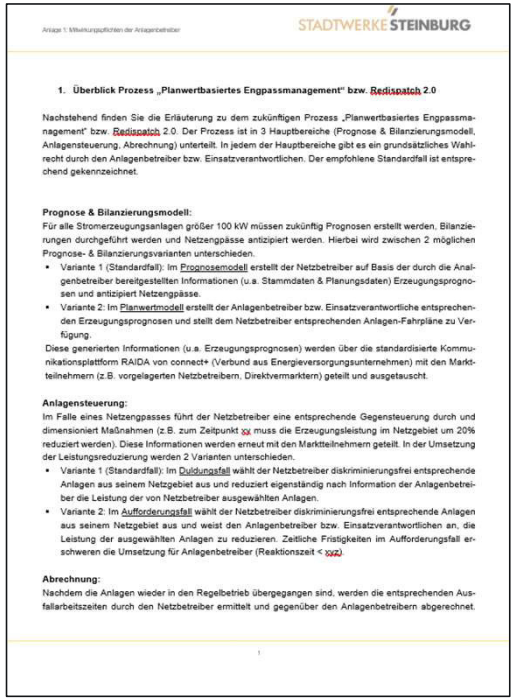
Neben den Aufgaben für die Netzbetreiber ergeben sich auch entsprechende Mitwirkungspflichten für Sie als Anlagenbetreiber. Der Anlagenbetreiber muss in diesem Zusammenhang u.a. weitere Stamm- & Planungsdaten für seine Stromerzeugungsanlage zur Verfügung stellen. Hier sind zusätzliche Daten qü. den bereits im Marktstammdatenregister hinterlegten Daten erforderlich. Diese neuen Daten nutzt der Verteilnetzbetreiber für die Umsetzung von nachgelagerten Aufgaben (z.B. für Datenaustausch- & Kommunikationsprozesse mit angrenzenden Netzbetreibern). Die Mitwirkungspflichten für Sie als Anlagenbetreiber werden in der **Anlage 1: Mitwirkungspflichten der Anlagenbetreiber** detailliert dargestellt.
Die Summe der neuen Aufgaben (für Anlagenbetreiber und Netzbetreiber) werden auch unter den Begrifflichkeiten „Planwertbasiertes Engpassmanagement" bzw. Redispatch 2.0 zusammengefasst.

Mit dem vorliegenden Schreiben möchten wir frühzeitig mit Ihnen in Austausch treten und Sie über Ihre gesetzlichem Mitwirkungspflichten sowie über aktuelle Umsetzungsarbeiten informieren. Bitte beachten Sie folgende Dokumente in der Anlage zu diesem Anschreiben:

- Anlage 1: Mitwirkungspflichten der Anlagenbetreiber
- Anlage 2: Vorlage zur Daten-Rückmeldung
- Anlage 3: Infomaterial zum „Planwertbasiertem Engpassmanagement" bzw. Redispatch 2.0

- Übersicht Änderungen NABEG 2.0
- Pflichten Anlagenbetreiber
- Übersicht Dokument-Anlagen
- Kontaktmöglichkeiten

## Anlage 1



STADTWERKE STEINBURG

**1. Überblick Prozess „Planwertbasiertes Engpassmanagement" bzw. Redispatch 2.0**

Nachstehend finden Sie die Erläuterung zu dem zukünftigen Prozess „Planwertbasiertes Engpassmanagement" bzw. Redispatch 2.0. Der Prozess ist in 3 Hauptbereiche (Prognose & Bilanzierungsmodell, Anlagensteuerung, Abrechnung) unterteilt. In jedem der Hauptbereiche gibt es ein grundsätzliches Wahlrecht durch den Anlagenbetreiber bzw. Einsatzverantwortlichen. Der empfohlene Standardfall ist entsprechend gekennzeichnet.

**Prognose & Bilanzierungsmodell:**
Für alle Stromerzeugungsanlagen größer 100 kW müssen zukünftig Prognosen erstellt werden, Bilanzierungen durchgeführt werden und Netzengpässe antizipiert werden. Hierbei wird zwischen 2 möglichen Prognose- & Bilanzierungsvarianten unterschieden.

- Variante 1 (Standardfall): Im Prognosemodell erstellt der Netzbetreiber auf Basis der durch die Anlagenbetreiber bereitgestellten Informationen (u.a. Stammdaten & Planungsdaten) Erzeugungsprognosen und antizipiert Netzengpässe.
- Variante 2: Im Planwertmodell erstellt der Anlagenbetreiber bzw. Einsatzverantwortliche entsprechenden Erzeugungsprognosen und stellt dem Netzbetreiber entsprechenden Anlagen-Fahrpläne zu Verfügung.

Diese generierten Informationen (u.a. Erzeugungsprognosen) werden über die standardisierte Kommunikationsplattform RAIDA von connect+ (Verbund aus Energieversorgungsunternehmen) mit den Marktteilnehmern (z.B. vorgelagerten Netzbetreibern, Direktvermarktern) geteilt und ausgetauscht.

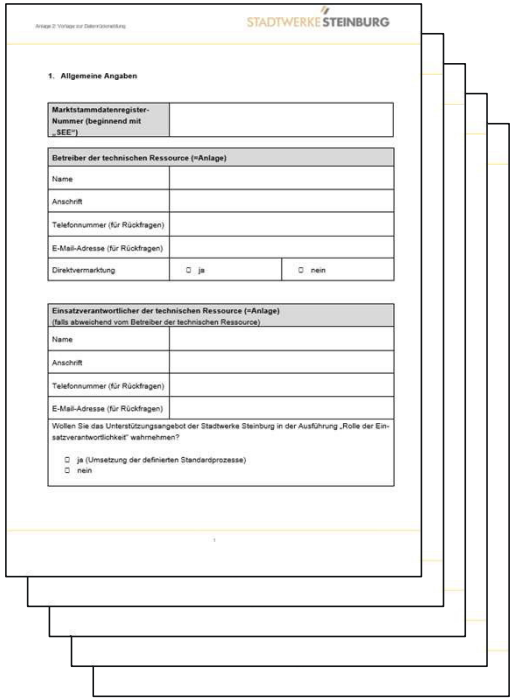
**Anlagensteuerung:**
Im Falle eines Netzengpasses führt der Netzbetreiber eine entsprechende Gegensteuerung durch und dimensioniert Maßnahmen (z.B. zum Zeitpunkt xx muss die Erzeugungsleistung im Netzgebiet um 20% reduziert werden). Diese Informationen werden erneut mit den Marktteilnehmern geteilt. In der Umsetzung der Leistungsreduzierung werden 2 Varianten unterschieden.

- Variante 1 (Standardfall): Im Duldungsfall wählt der Netzbetreiber diskriminierungsfrei entsprechende Anlagen aus seinem Netzgebiet aus und reduziert eigenständig nach Information der Anlagenbetreiber die Leistung der von Netzbetreiber ausgewählten Anlagen.
- Variante 2: Im Aufforderungsfall wählt der Netzbetreiber diskriminierungsfrei entsprechende Anlagen aus seinem Netzgebiet aus und weist den Anlagenbetreiber bzw. Einsatzverantwortlichen an, die Leistung der ausgewählten Anlagen zu reduzieren. Zeitliche Fristigkeiten im Aufforderungsfall erschweren die Umsetzung für Anlagenbetreiber (Reaktionszeit < xyz).

**Abrechnung:**
Nachdem die Anlagen wieder in den Regelbetrieb übergegangen sind, werden die entsprechenden Ausfallarbeitszeiten durch den Netzbetreiber ermittelt und gegenüber den Anlagenbetreibern abgerechnet.

- Bilanzierung-, Abrechnungsmodell, Abruffall
- Konkretisierung Mitwirkungspflicht
- Unterstützungshilfe SW Steinburg

## Anlage 2 a 1/2, b, c, d



STADTWERKE STEINBURG

**1. Allgemeine Angaben**

| | |
|---|---|
| **Marktstammdatenregister-Nummer (beginnend mit „SEE")** | |

| **Betreiber der technischen Ressource (=Anlage)** | | |
|---|---|---|
| Name | | |
| Anschrift | | |
| Telefonnummer (für Rückfragen) | | |
| E-Mail-Adresse (für Rückfragen) | | |
| Direktvermarktung | ☐ ja | ☐ nein |

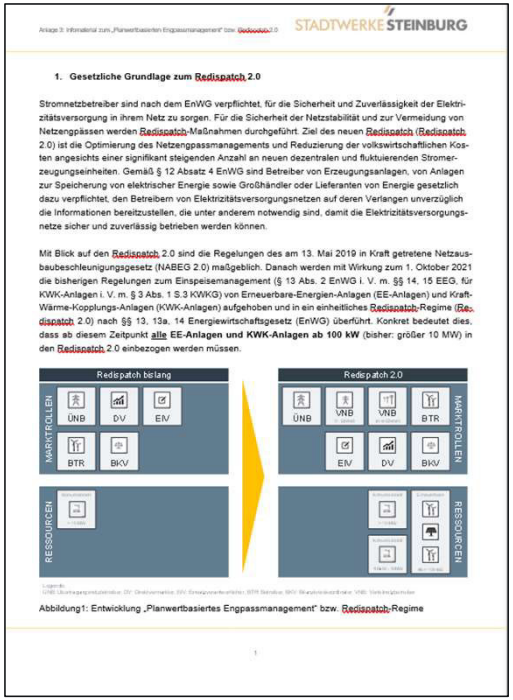
| **Einsatzverantwortlicher der technischen Ressource (=Anlage)** (falls abweichend vom Betreiber der technischen Ressource) | |
|---|---|
| Name | |
| Anschrift | |
| Telefonnummer (für Rückfragen) | |
| E-Mail-Adresse (für Rückfragen) | |

Wollen Sie das Unterstützungsangebot der Stadtwerke Steinburg in der Ausführung „Rolle der Einsatzverantwortlichkeit" wahrnehmen?

☐ ja (Umsetzung der definierten Standardprozesse)
☐ nein

- Vorlage zur Datenrückmeldung
- Stammdaten, Planungsdaten, Nichtbeanspruchbarkeiten, Echtzeitdaten

## Anlage 3



STADTWERKE STEINBURG

**1. Gesetzliche Grundlage zum Redispatch 2.0**

Stromnetzbetreiber sind nach dem EnWG verpflichtet, für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in ihrem Netz zu sorgen. Für die Sicherheit der Netzstabilität und zur Vermeidung von Netzengpässen werden Redispatch-Maßnahmen durchgeführt. Ziel des neuen Redispatch (Redispatch 2.0) ist die Optimierung des Netzengpassmanagements und Reduzierung der volkswirtschaftlichen Kosten angesichts einer signifikant steigenden Anzahl an neuen dezentralen und fluktuierenden Stromerzeugungseinheiten. Gemäß § 12 Absatz 4 EnWG sind Betreiber von Erzeugungsanlagen, von Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie sowie Großhändler oder Lieferanten von Energie gesetzlich dazu verpflichtet, den Betreibern von Elektrizitätsversorgungsnetzen auf deren Verlangen unverzüglich die Informationen bereitzustellen, die unter anderem notwendig sind, damit die Elektrizitätsversorgungsnetze sicher und zuverlässig betrieben werden können.

Mit Blick auf den Redispatch 2.0 sind die Regelungen des am 13. Mai 2019 in Kraft getretene Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG 2.0) maßgeblich. Danach werden mit Wirkung zum 1. Oktober 2021 die bisherigen Regelungen zum Einspeisemanagement (§ 13 Abs. 2 EnWG i. V. m. §§ 14, 15 EEG, für KWK-Anlagen i. V. m. § 3 Abs. 1 S.3 KWKG) von Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen) aufgehoben und in ein einheitliches Redispatch-Regime (Redispatch 2.0) nach §§ 13, 13a, 14 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) überführt. Konkret bedeutet dies, dass ab diesem Zeitpunkt alle **EE-Anlagen und KWK-Anlagen ab 100 kW** (bisher: größer 10 MW) in den Redispatch 2.0 einbezogen werden müssen.

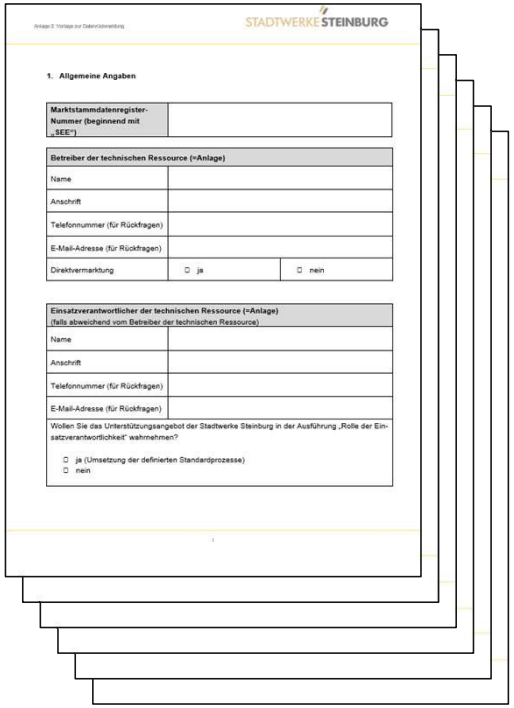


Abbildung1: Entwicklung „Planwertbasiertes Engpassmanagement" bzw. Redispatch-Regime

- Gesetzliche Grundlage
- Rollen im Redispatch & Begriffe
- BDEW-Branchenlösung & Connect+

# ANLAGE 2 IM DETAIL

## Anlage 2a 1/2



1. Allgemeine Angaben

| Marktstammdatenregister-Nummer (beginnend mit „SEE") | |
|---|---|

| Betreiber der technischen Ressource (=Anlage) | | |
|---|---|---|
| Name | | |
| Anschrift | | |
| Telefonnummer (für Rückfragen) | | |
| E-Mail-Adresse (für Rückfragen) | | |
| Direktvermarktung | ☐ ja | ☐ nein |

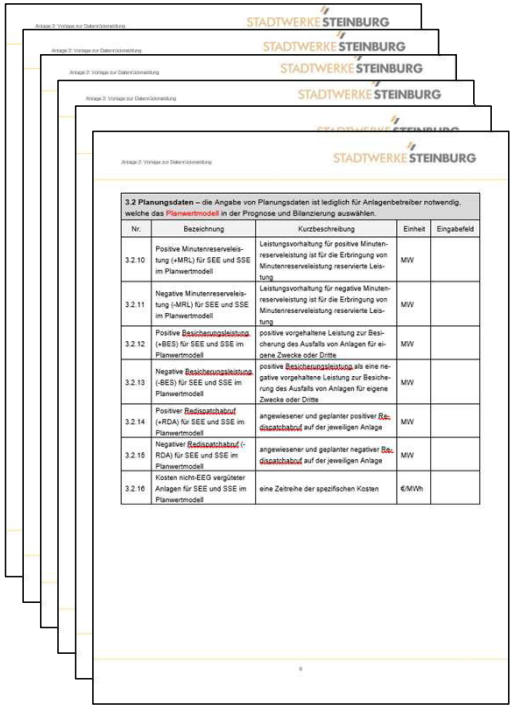
| Einsatzverantwortlicher der technischen Ressource (=Anlage) (falls abweichend vom Betreiber der technischen Ressource) | |
|---|---|
| Name | |
| Anschrift | |
| Telefonnummer (für Rückfragen) | |
| E-Mail-Adresse (für Rückfragen) | |

Wollen Sie das Unterstützungsangebot der Stadtwerke Steinburg in der Ausführung „Rolle der Einsatzverantwortlichkeit" wahrnehmen?

☐ ja (Umsetzung der definierten Standardprozesse)
☐ nein

- 100 kW < Anlagen < 1 MW
- 2a1: KWK, Biomasse, Geothermie, Wasser, Sonstige
- 2a2: PV, Wind

## Anlage 2b

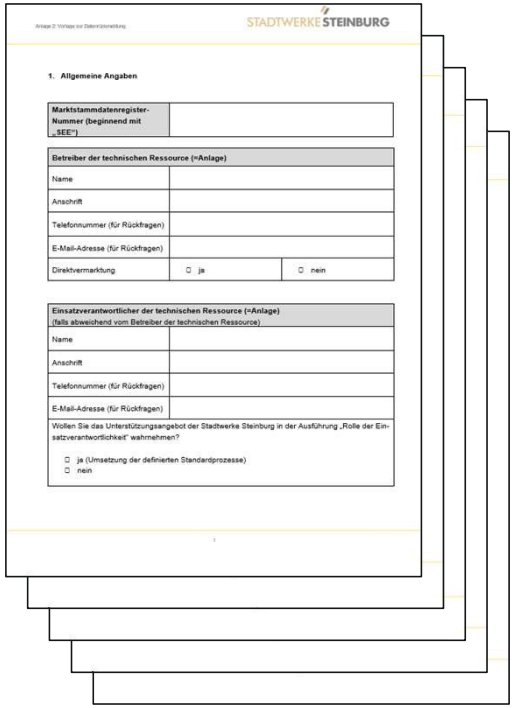


3.2 Planungsdaten – die Angabe von Planungsdaten ist lediglich für Anlagenbetreiber notwendig, welche das Planwertmodell in der Prognose und Bilanzierung auswählen.

| Nr. | Bezeichnung | Kurzbeschreibung | Einheit | Eingabefeld |
|---|---|---|---|---|
| 3.2.10 | Positive Minutenreserveleistung (+MRL) für SEE und SSE im Planwertmodell | Leistungsvorhaltung für positive Minutenreserveleistung ist für die Erbringung von Minutenreserveleistung reservierte Leistung | MW | |
| 3.2.11 | Negative Minutenreserveleistung (-MRL) für SEE und SSE im Planwertmodell | Leistungsvorhaltung für negative Minutenreserveleistung ist für die Erbringung von Minutenreserveleistung reservierte Leistung | MW | |
| 3.2.12 | Positive Besicherungsleistung (+BES) für SEE und SSE im Planwertmodell | positive vorgehaltene Leistung zur Besicherung des Ausfalls von Anlagen für eigene Zwecke oder Dritte | MW | |
| 3.2.13 | Negative Besicherungsleistung (-BES) für SEE und SSE im Planwertmodell | positive Besicherungsleistung als eine negative vorgehaltene Leistung zur Besicherung des Ausfalls von Anlagen für eigene Zwecke oder Dritte | MW | |
| 3.2.14 | Positiver Redispatchabruf (+RDA) für SEE und SSE im Planwertmodell | angewiesener und geplanter positiver Redispatchabruf auf der jeweiligen Anlage | MW | |
| 3.2.15 | Negativer Redispatchabruf (-RDA) für SEE und SSE im Planwertmodell | angewiesener und geplanter negativer Redispatchabruf auf der jeweiligen Anlage | MW | |
| 3.2.16 | Kosten nicht-EEG vergüteter Anlagen für SEE und SSE im Planwertmodell | eine Zeitreihe der spezifischen Kosten | €/MWh | |

- 1 MW < Anlagen < 10 MW
- KWK

## Anlage 2c



1. Allgemeine Angaben

| Marktstammdatenregister-Nummer (beginnend mit „SEE") | |
|---|---|

| Betreiber der technischen Ressource (=Anlage) | | |
|---|---|---|
| Name | | |
| Anschrift | | |
| Telefonnummer (für Rückfragen) | | |
| E-Mail-Adresse (für Rückfragen) | | |
| Direktvermarktung | ☐ ja | ☐ nein |

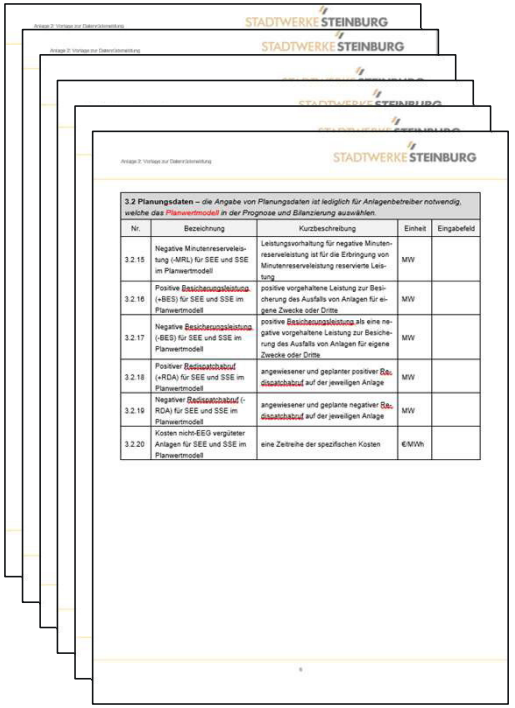
| Einsatzverantwortlicher der technischen Ressource (=Anlage) (falls abweichend vom Betreiber der technischen Ressource) | |
|---|---|
| Name | |
| Anschrift | |
| Telefonnummer (für Rückfragen) | |
| E-Mail-Adresse (für Rückfragen) | |

Wollen Sie das Unterstützungsangebot der Stadtwerke Steinburg in der Ausführung „Rolle der Einsatzverantwortlichkeit" wahrnehmen?

☐ ja (Umsetzung der definierten Standardprozesse)
☐ nein

- 1MW < Anlagen < 10 MW
- PV, Wind

## Anlage 2d



3.2 Planungsdaten – die Angabe von Planungsdaten ist lediglich für Anlagenbetreiber notwendig, welche das Planwertmodell in der Prognose und Bilanzierung auswählen.

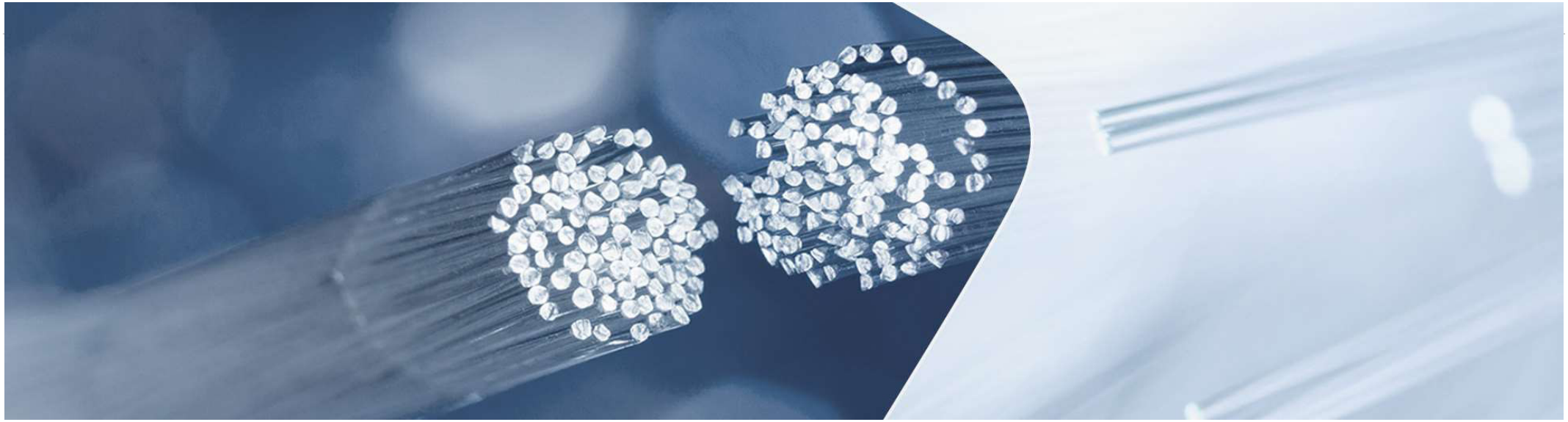
| Nr. | Bezeichnung | Kurzbeschreibung | Einheit | Eingabefeld |
|---|---|---|---|---|
| 3.2.15 | Negative Minutenreserveleistung (-MRL) für SEE und SSE im Planwertmodell | Leistungsvorhaltung für negative Minutenreserveleistung ist für die Erbringung von Minutenreserveleistung reservierte Leistung | MW | |
| 3.2.16 | Positive Besicherungsleistung (+BES) für SEE und SSE im Planwertmodell | positive vorgehaltene Leistung zur Besicherung des Ausfalls von Anlagen für eigene Zwecke oder Dritte | MW | |
| 3.2.17 | Negative Besicherungsleistung (-BES) für SEE und SSE im Planwertmodell | positive Besicherungsleistung als eine negative vorgehaltene Leistung zur Besicherung des Ausfalls von Anlagen für eigene Zwecke oder Dritte | MW | |
| 3.2.18 | Positiver Redispatchabruf (+RDA) für SEE und SSE im Planwertmodell | angewiesener und geplanter positiver Redispatchabruf auf der jeweiligen Anlage | MW | |
| 3.2.19 | Negativer Redispatchabruf (-RDA) für SEE und SSE im Planwertmodell | angewiesener und geplante negativer Redispatchabruf auf der jeweiligen Anlage | MW | |
| 3.2.20 | Kosten nicht-EEG vergüteter Anlagen für SEE und SSE im Planwertmodell | eine Zeitreihe der spezifischen Kosten | €/MWh | |

- 1MW < Anlagen < 10 MW
- Speicher

# AGENDA

1. Hintergrundinformationen
2. Redispatch: Rollen & Prozesse
3. Anschreiben Anlagenbetreiber
4. Sammlung Fragen & Feedback

# KONTAKT



Dennis Artinger
Steffen Mayer

**K.GROUP GmbH**
Pestalozzistraße 31
80469 München
Tel.: +49 (89) 242 08 67-70
Fax: + 49 (89) 242 08 67-99

www.kgroup.de

K.GROUP hat ein Qualitätsmanagementsystem eingeführt und ist seit Juli 2018 nach ISO 9001:2015 zertifiziert.

Dieses Dokument wurde zur ausschließlichen Nutzung dieses Kunden erstellt. Es ist ohne die zugrundeliegenden Detailanalysen und den mündlichen Vortrag nicht vollständig. Eine Weitergabe an Dritte ist nur mit dem ausdrücklichen Einverständnis der K.GROUP GmbH gestattet.

# FRISTEN IM REDISPATCH 2.0 (I) – DATENAUSTAUSCH, ABRUF, ENERGETISCHER AUSGLEICH, BILANZKREISMONITORING

| Cluster | Prozess | Prozess-initiator | Frist |
|---|---|---|---|
| **Basisdaten-austausch und Abruf-prozesse** | Übermittlung von angereicherten Stammdaten | ANB | Unverzüglich, jedoch spätestens 5 WT nach Erhalt der initialen Stammdaten. |
| | Übermittlung Stammdatenänderung vom (Anschluss-)NB (verantwortlich) ausgehend | ANB | Unverzüglich nach Kenntnisnahme. |
| | Abruf im Aufforderungsfall mit Delta-/Sollwertanweisung: RD-Abruf | anwNB | Unverzüglich unter Beachtung der Bearbeitungszeit und der technisch erforderlichen Umsetzungszeit. |
| | Abruf im Aufforderungsfall mit Delta-/Sollwertanweisung: Information RD-Abruf | anwNB | Unverzüglich. |
| | Abruf im Duldungsfall mit Sollwertanweisung | anwNB | Unverzüglich unter Beachtung der technisch erforderlichen Umsetzungszeit (Dauer ist aus Sicht AB/EIV und betroffenen NBs vorher zu bestimmen und als Stammdatum zu übermitteln). |
| **Energe-tischer Ausgleich** | Bilanzieller Ausgleich bei Clustern | BKV clusternder NB | Gem. Regeln zur Fahrplananmeldung aus BK-Vertrag. |
| **Bilanzkreis-monitoring** | Aktivierung eines MaBiS-Zählpunkts für die tägliche AAÜZ | ANB | Unverzüglich nach der Zuordnung der ersten Marktlokation mit möglichen Redispatch-Maßnahmen, wenn für deren zugeordnete Kombination aus BK, BG und BKV noch kein MaBiS-ZP für die tägliche AAÜZ aktiviert ist, spätestens jedoch 1 WT vor dem erforderlichen Versand der täglichen AAÜZ. |
| | Deaktivierung eines MaBiS-Zählpunkts für die tägliche AAÜZ | ANB | Unverzüglich nach der Beendigung der Zuordnung der letzten Marktlokation mit möglichen Redispatch-Maßnahmen (täglich oder monatlich), wenn für deren zugeordnete Kombination aus BK, BG und BKV ein MaBiS-ZP für die tägliche AAÜZ aktiviert ist, spätestens jedoch mit der Deaktivierung der letzten vorhandenen BK-SZR oder BG-SZR eines Bilanzkreises. |
| | Übermittlung der täglichen AAÜZ | ANB | Täglich für den Vortag bis spätestens 14 Uhr. |

# FRISTEN IM REDISPATCH 2.0 (II) – BILANZIERUNG, ABRECHNUNG

| Cluster | BKA (ohne KBKA) | KBKA | Bedeutung |
|---|---|---|---|
| **Datenlieferungspflichten Bilanzierungsprozesse** | Folgetag (täglich) | / | Übermittlung der täglichen Ausfallarbeitsüberführungszeitreihe (AAÜZ) |
| | 1. WT-12. WT | / | Übermittlung der monatlichen Ausfallarbeitsüberführungszeitreihen (AAÜZ)<br>Übermittlung der Lieferantenausfallarbeitssummenzeitreihe (LF-AASZR) |
| | 13. WT-30. WT | 31. WT bis Ende 7. Monat | Clearingphase für die monatlichen AusfallarbeitsÜberführungszeitreihen (AAÜZ) |
| **Abrechnungsstichtag** | 18. WT (Datenstand 15. WT) | 8. WT des 5. Monats (Datenstand Ende 4. Monat) | |
| | 42. WT (Datenstand 30. WT) | Ende des 8. Monats (Datenstand Ende 7. Monat) | |

# AUFGABEN EINSATZVERANTWORTLICHER IM REDISPATCH 2.0

| Cluster | Prozess | Prozessempfänger | Eingrenzung | Frist |
|---|---|---|---|---|
| **Basisdatenaustausch und Abrufprozesse** | Übermittlung von initialen Stammdaten | ANB (über DP) | | Bis spätestens 10 WT vor der geplanten Inbetriebnahme. |
| | Übermittlung Stammdatenänderung vom EIV (verantwortlich) ausgehend | betroffene NB (über DP) | | Bis spätestens 5 WT vor Wirksamwerden der Änderung. |
| | Übermittlung von Planungsdaten im Planwertmodell | betroffene NB (über DP) | nur im Planwertmodell | Initiale tägliche Übermittlung bis D–2 14.30 Uhr sowie Übermittlung von Aktualisierungen mindestens ab D–1 14:30 Uhr bis Echtzeit (bei mindestens Änderung von ≥10 MW oder ≥10% in Bezug auf die installierte Leistung einer SR oder bei erfolgtem RD-Abruf). |
| | Übermittlung von Nichtbeanspruchbarkeiten an NB | betroffene NB (über DP) | | Unverzüglich, spätestens 1 Stunde nach Bekanntwerden. |
| | Übermittlung marktbedingte Anpassung im Prognosemodell | betroffene NB (über DP) | nur im Prognosemodell | Ereignisgesteuerte unverzügliche Übermittlung bis Echtzeit. |
| | Abruf im Duldungsfall mit Sollwertanweisung | BTR | nur im Duldungsfall | Unverzüglich. |
| **Bilanzierung und Abrechnung** | Wechsel des Bilanzierungsmodells | ANB | optional | Wechsel ins Planwertmodell bei Operativ-Test:<br>Fristen gemäß GPKE und MPES<br>Wechsel ins Planwertmodell bei Ex-post-Test oder Wechsel ins Prognosemodell:<br>Meldung im Vorvormonat und Umsetzung zum Monatsersten. |
| | Wechsel des Abrechnungsmodells | ANB | optional | 30.11. des laufenden Jahres für 01.01. des Folgejahres. |

# AUFGABEN BETREIBER EINER TECHNISCHEN RESSOURCE IM REDISPATCH 2.0

| Cluster | Prozess | Prozessempfänger | Eingrenzung | Frist |
|---|---|---|---|---|
| **Bilanzierung und Abrechnung** | Übermittlung von meteorologischen Daten (Ex post-Daten) vom BTR an ANB | ANB | nur im Abrechnungsmodell Spitz oder Spitz light | Am folgenden WT bis 8 Uhr für den/die Vortag(e). |
| | Ermittlung und Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit - Prognosemodell | NB | nur im Prognosemodell | Beim ersten Durchlauf bis 8. WT im Folgemonat, sonst 3 WT nach Erhalt der Ausfallarbeit. |
| | Ermittlung und Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit - Planwertmodell | NB | nur im Planwertmodell | Spätestens im Folge-Folgemonat. |