

Redispatch 2.0 - Herausforderung für Anlagenbetreiber

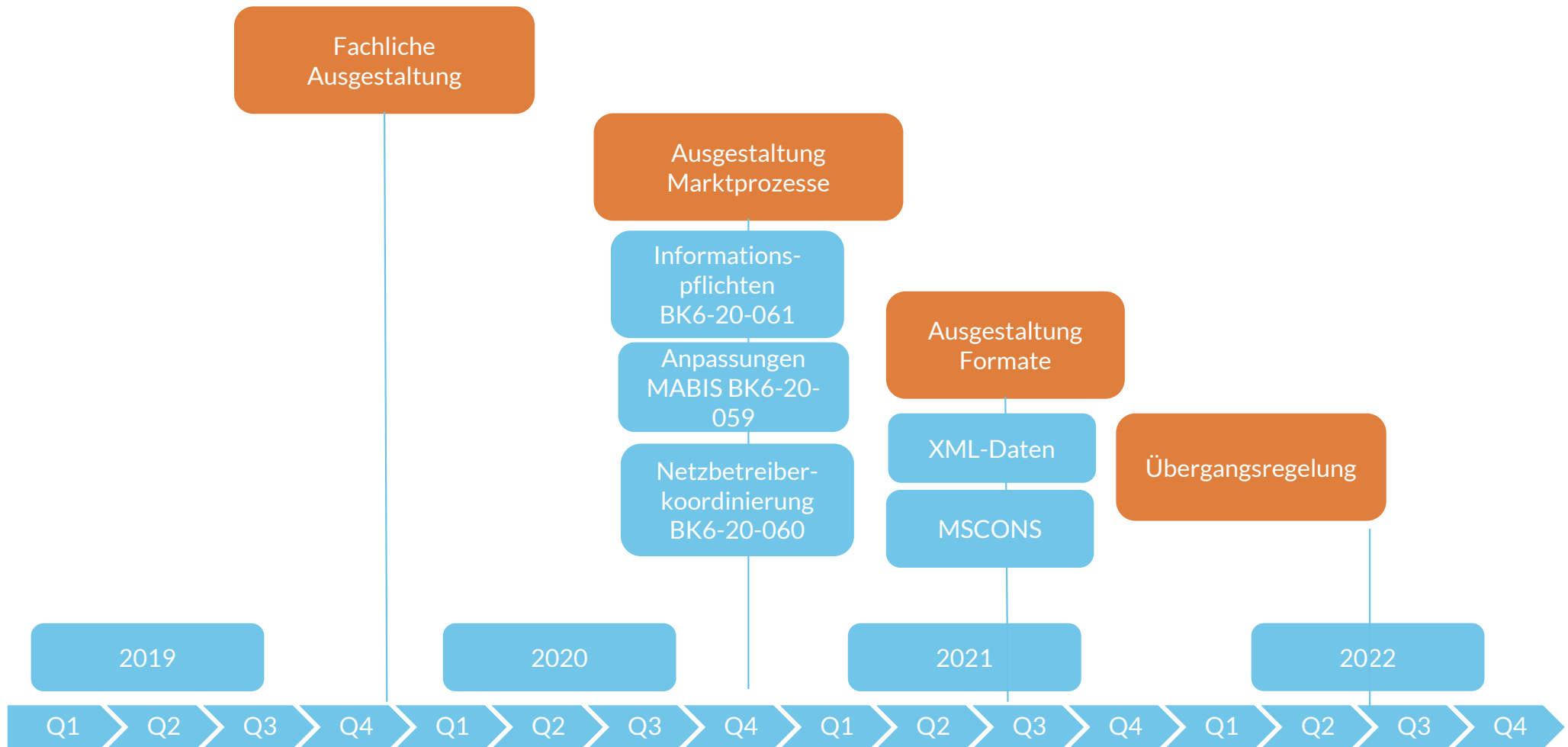
utilution

Agenda

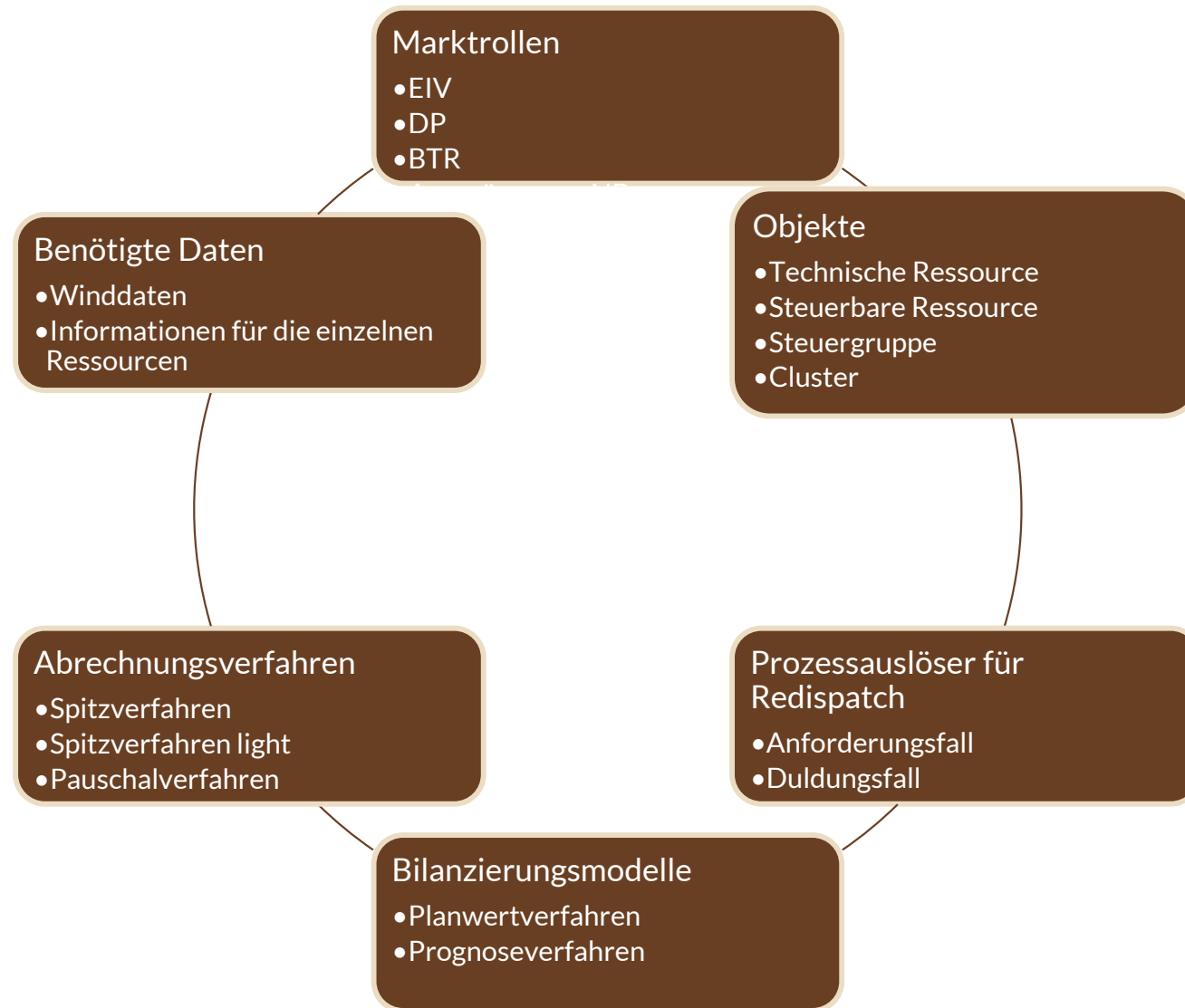
- Redispatch 2.0 im Überblick
- Aufgaben der Marktrollen EIV und BTR
- Stammdaten
- Prozesse
- Detailanforderungen Mako

- Redispatch = Eingriff in die Erzeugungsleistung von Kraftwerken oder dezentralen Energieerzeugern zum Zweck der Netzstabilisierung (vor einem Engpass: Drosselung, nach einem Engpass: Mehreinspeisung → Erzeugung eines netzdienlichen Lastflusses).
- Bis 2021 war der Redispatch nur definiert für die Fahrweise von Kraftwerken. Die lt. EEG geltende Vorrang-Regelung von erneuerbaren Energien findet bislang Anwendung in Redispatch-Regeln.
- Im Rahmen des Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus wurden zahlreiche Anpassungen des ENWG, der StromNZV sowie weitere Maßnahmen zur Umsetzung eines neuen Redispatch-Regimes beschlossen.
- Insbesondere hat die Bundesnetzagentur im Jahr 2020 Mindestfaktoren definiert, die den Einspeisevorrang konkretisieren und somit die Integration von Einspeiseanlagen in Redispatch-Maßnahmen zum 1.10.2021 („Redispatch 2.0“) ermöglichen sollen. Betroffen von den Neuregelungen sind alle Einspeiseanlagen mit einer Anschlussleistung von mehr als 100 kW sowie alle fernsteuerbaren Anlagen.
- Die entsprechenden Verordnungen (BK6-20-059, BK6-20-060, BK6-20-061) sind ab November 2020 bis März 2021 mit Wirkung zum **1.10.2021** beschlossen worden und die entsprechenden Prozess- und Formatbeschreibungen haben Eingang in die Vorgaben der edi-energy ab 1.10.21 gefunden.

Zeitliche Ausgestaltung



Neue Objekt und Prozesse



- EIV
 - Die Rolle des Einsatzverantwortlichen umfasst die Planung und Einsatzführung einer technischen Ressource und die Übermittlung der Fahrpläne*. Die Rolle wird vom Anlagenbetreiber wahrgenommen, soweit dieser keinen Dritten mit der Wahrnehmung beauftragt.
- Anschluss NB (ANB)
 - Netzbetreiber, an dessen Elektrizitätsnetz eine technische Ressource angeschlossen ist; ist die technische Ressource an eine Kundenanlage oder an Kundenanlagen zur betrieblichen Eigenversorgung angeschlossen, der Netzbetreiber, an dessen Netz die Kundenanlage oder Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung angeschlossen ist.
- Anfordernder NB (anfNB)
 - Netzbetreiber, der einen Netzengpass in seinem Netzgebiet identifiziert und eine RD-Maßnahme anfordert. Wenn der Netzengpass ein gemeinsames Netzbetriebsmittel zwischen Netzbetreibern (z. B. Kuppelleitung) be- trifft, sind beide Netzbetreiber der anfordernde Netzbetreiber. Anforderungen können durch zwischengelagerte Netzbetreiber bis hin zum anweisenden Netzbetreiber weitergegeben werden.
- Anweisender NB (anwNB)
 - Netzbetreiber, der im Rahmen einer Redispatch-Maßnahme den EIV zur Wirkleistungsanpassung anweist (Aufforderungsfall) oder die Wirkleistungsanpassung einer SR ausführt (Duldungsfall). Der anweisende Netzbetreiber ist im Regelfall der ANB, sofern nicht anders vereinbart
- DP
 - Der DP empfängt und übermittelt Informationen. Hinweis: Der ANB nimmt die Rolle des DP wahr, sofern er die Rolle nicht an einen Dritten übergibt.
- BTR
 - Der BTR ist der Betreiber einer technischen Ressource

*Übermittlung der Fahrpläne an den ÜNB ist Aufgabe des BKV des LF

- **Technische Ressource (TR)**

Eine technische Ressource ist eine Anlage zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie

- **Steuerbare Ressource (SR)**

Eine steuerbare Ressource setzt sich aus einzelnen technischen Ressourcen zusammen.

- Eine steuerbaren Ressource ist zu einem Zeitpunkt mindestens einer Marktlokation zugeordnet.
- Jede technische Ressource ist zu einem Zeitpunkt genau einer steuerbaren Ressource zugeordnet.
- Eine steuerbare Ressource kann auch nur eine einzelne technische Ressource enthalten.
- Eine steuerbare Ressource wird entweder über den Duldungsfall oder den Aufforderungsfall abgerufen.
- Jede steuerbare Ressource ist zu einem Zeitpunkt genau einem EIV zugeordnet.

- **Spitz-Abrechnung**
 - Berechnung der Ausfallarbeit auf der Grundlage von anlagenspezifischen Daten (Wind und Solar)
- **Spitz-Abrechnung Light**
 - Berechnung der Ausfallarbeit auf der Basis von Referenzdaten
- **Pauschalabrechnung**
 - Fortschreibung der letzten Viertelstunde

■ Planwertmodell

- die Erzeugungsprognosen werden durch den EIV* erstellt
- und an die betroffenen Netzbetreiber übermittelt (Fahrpläne sind verfügbar)

■ Prognosemodell

- die Erzeugungsprognosen werden durch den Netzbetreiber (ANB) ** erstellt
- Es werden keine Fahrpläne durch den EIV geliefert

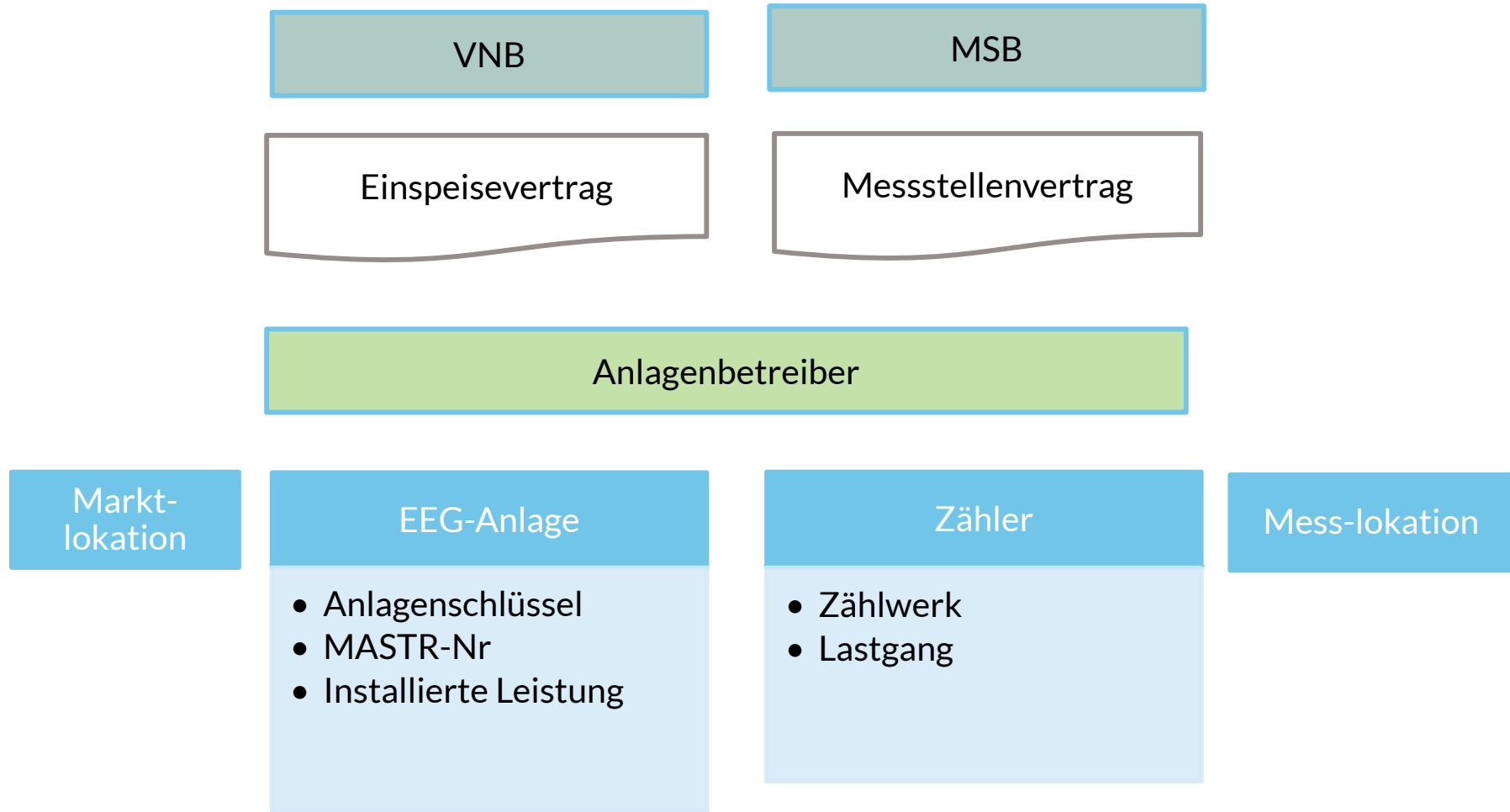
Kombination von Abrechnungs- und Bilanzierungsmodell

SOLAR	Pauschal	Spitz	Spitz light
Planwertmodell	Nein	Ja	Ja
Prognosemodell	Ja	Ja	Nein

WIND	Pauschal	Spitz	Spitz light
Planwertmodell	Nein	Ja	Ja
Prognosemodell	Ja	Ja	Nein

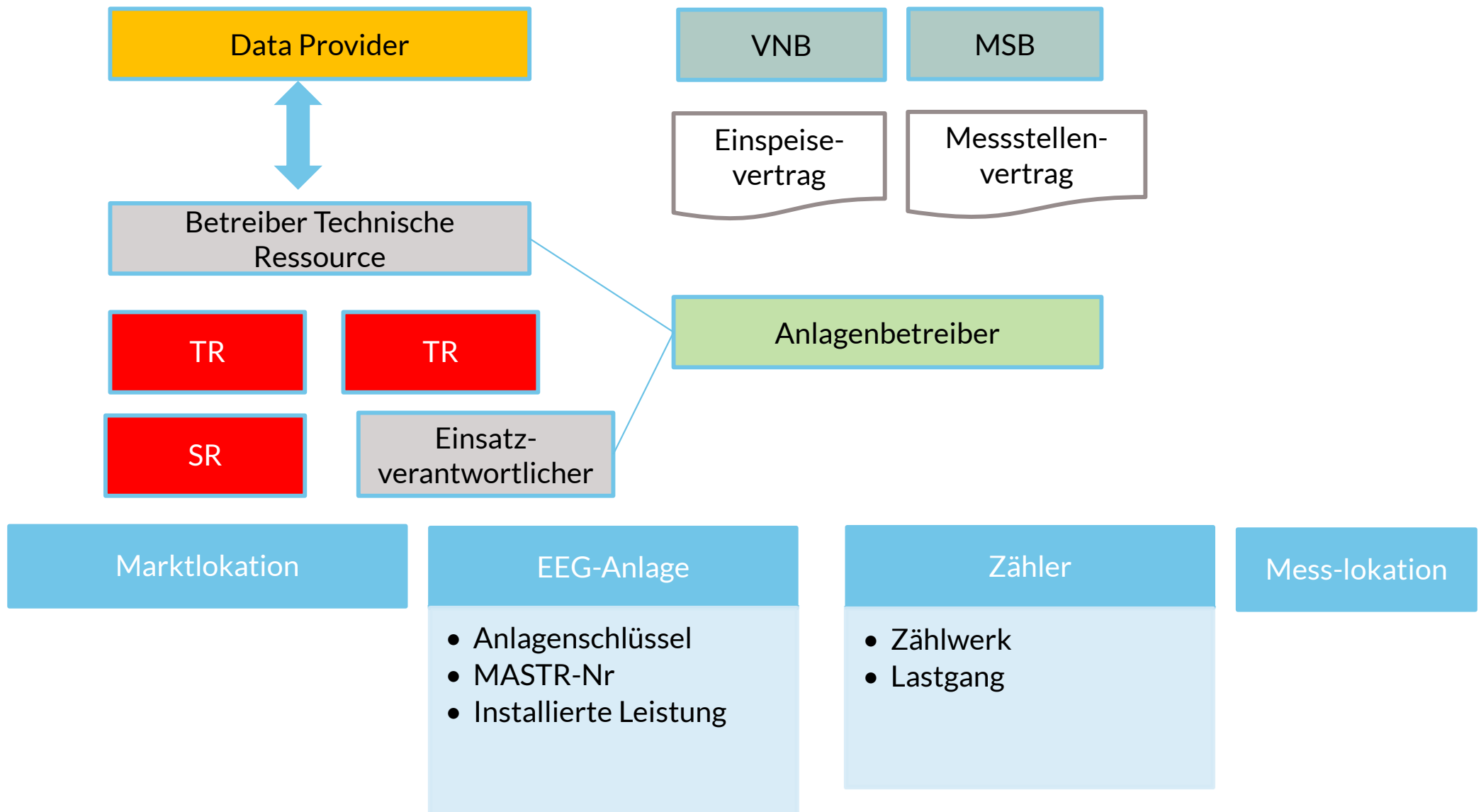
Andere	Pauschal	Spitz	Spitz light
Planwertmodell	Nein	Ja	Nein
Prognosemodell	Ja	Ja	Nein

EEG-Einspeisung vor RD2.0



vereinfacht

EEG-Einspeisung mit RD2.0



Aufgaben von EIV und BTR

BTR

- Ermittlung und Abstimmung Ausfallarbeit
- Bereitstellung Echtzeitdaten
- Übermittlung Wetterdaten
- EDIFACT-Daten-Übermittlung an NB

EIV

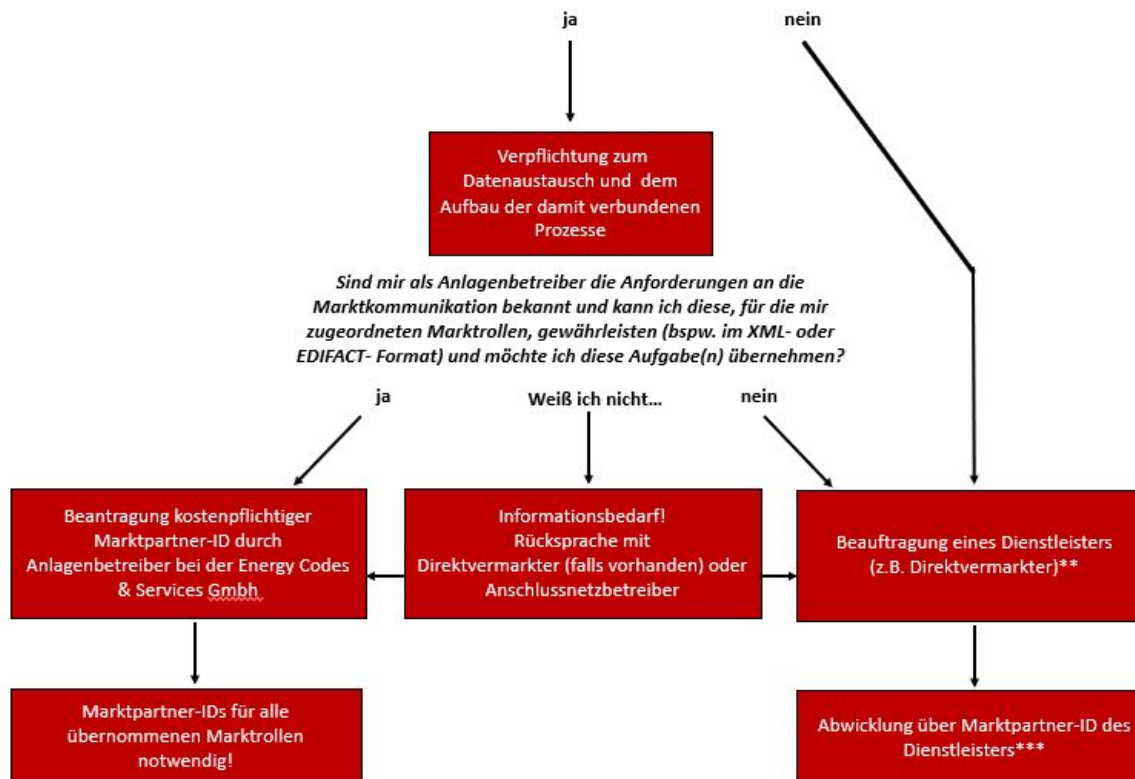
- Stammdatenverwaltung und -übermittlung
- Verwaltung und Übermittlung von Nichtbeanspruchbarkeiten
- Verwaltung und Übermittlung von Marktbedingten Anpassungen (Prognosemodell)
- Prognose und Planung der Erzeugung
- Übermittlung der Planungsdaten im Planwertmodell
- Abrufentgegennahme
- Kommunikation der Daten via XML an Data Provider

Die Aufgaben lassen sich nur mit entsprechend spezialisierten Softwaretools umsetzen

Benötigt ein Anlagenbetreiber eine Marktpartner-ID?

Für Anlagen die von RD2.0 betroffen sind*

Nehme ich als Anlagenbetreiber im Redispatch 2.0 eine oder mehrere der Markttrollen wahr, die im Dokument „Redispatch 2.0: Information zu Markttrollen, Verantwortlichkeiten und Marktpartner-Identifikationsnummer (MP-ID)“ beschrieben werden?



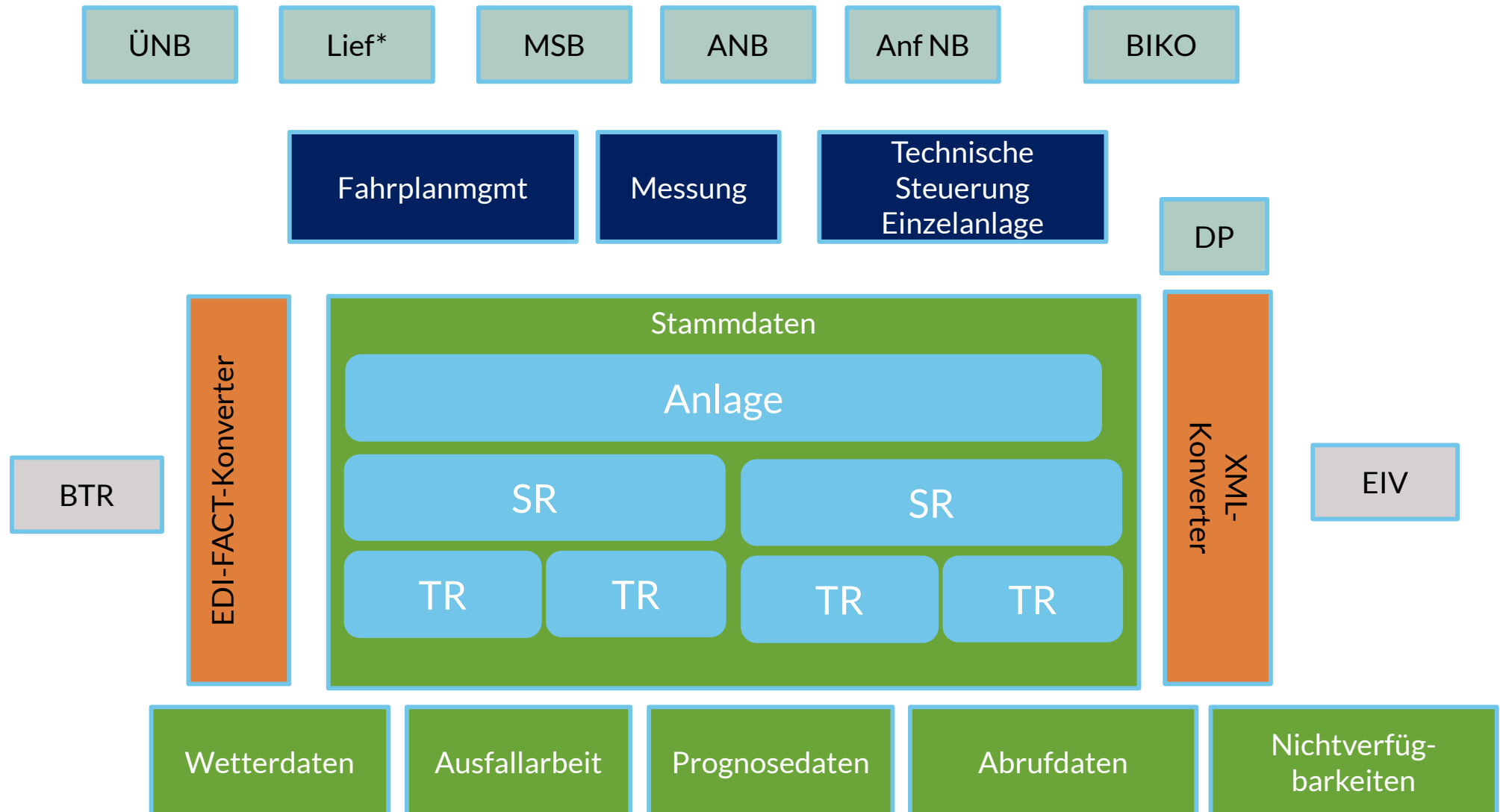
* Anlagen mit einer Leistung von über 100kW oder fernsteuerbar.

**Sofern nicht möglich, kontaktieren Sie Ihren Anschlussnetzbetreiber.

***Ggf. kann bei Anlagen in der EEG-Vergütung in Absprache mit dem ANB die Abwicklung über die Marktpartner-ID des ANB vereinbart werden.

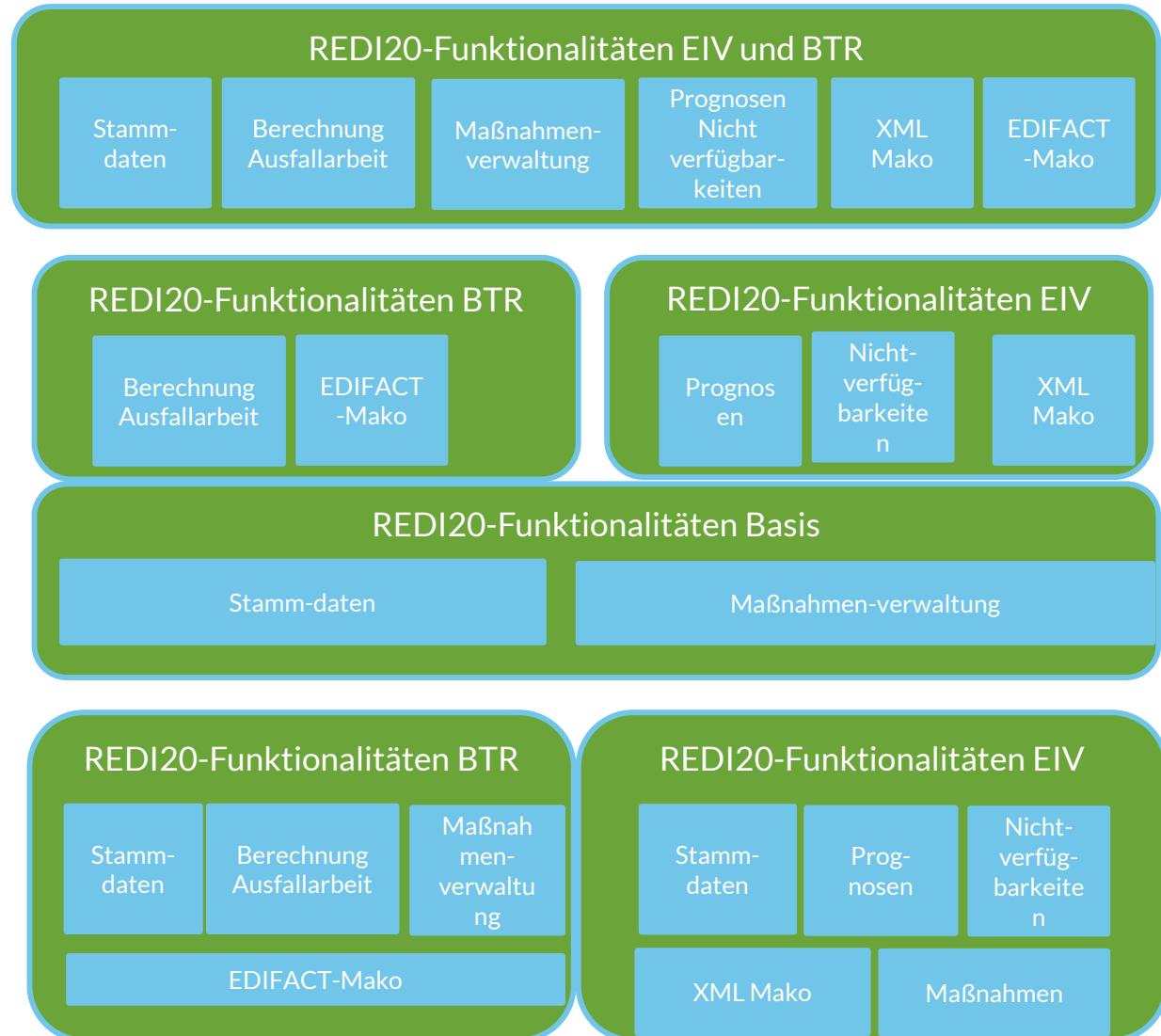
© BDEW

Gesamtbild der Architektur mit Marktrollen

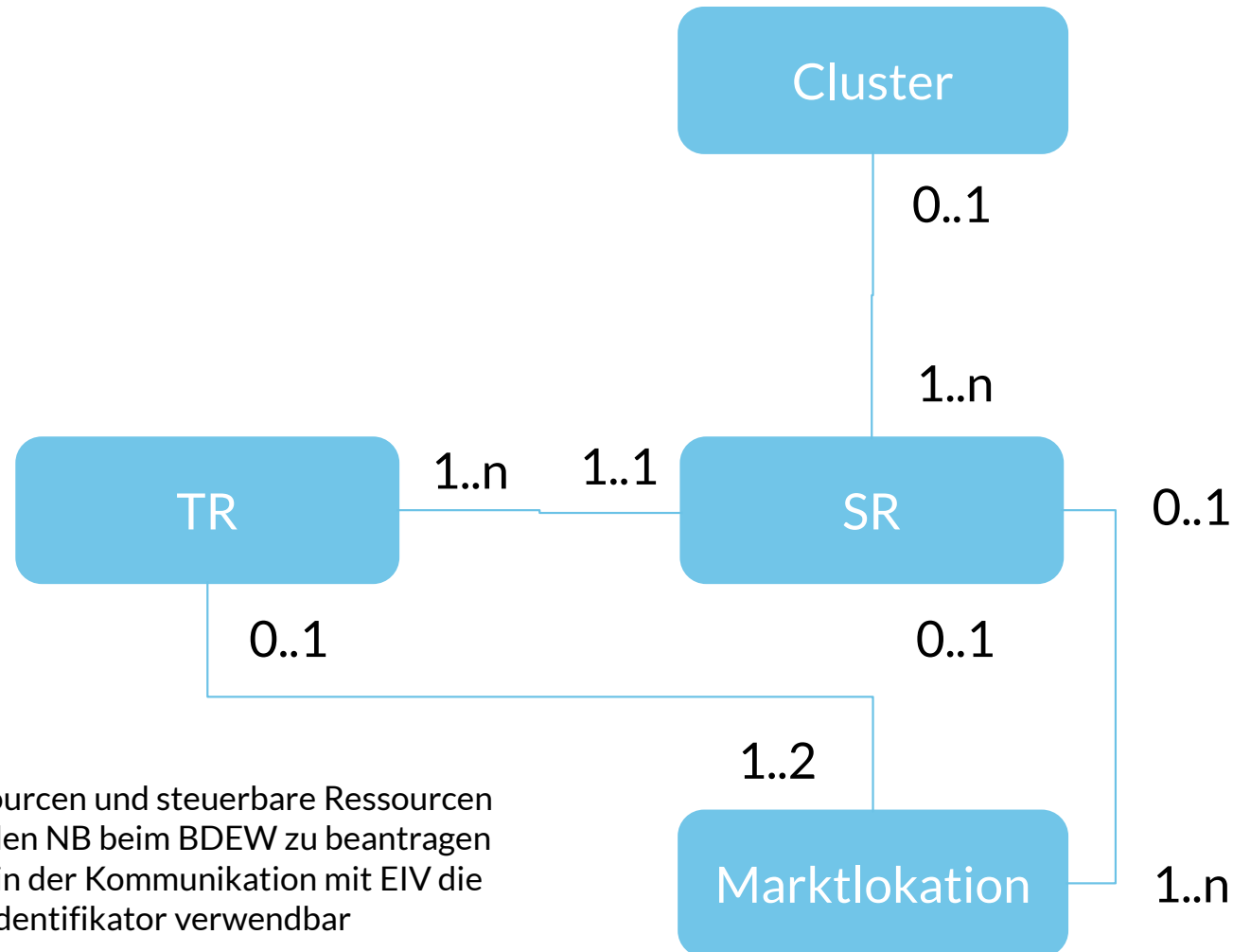


Architekturoptionen, falls der Anlagenbetreiber = EIV und BTR

- Option 1
 - Ein (individuelles) System für alle Prozesse
 - Abbildung beider Marktrollen
 - Gemeinsame Datenhaltung
- Option 2
 - Gemeinsames Basissystem mit Stammdaten
 - Marktrollenspezifische Funktionssysteme mit jeweiligen Schnittstellen
- Option 3
 - Vollständig getrennte Systeme für EIV und BTR
 - Synchronisation Stammdaten
 - Doppelung der Maßnahmen



Stammdaten Redispatch



Beachte:

- Für technische Ressourcen und steuerbare Ressourcen sind neue Ids durch den NB beim BDEW zu beantragen
- Zusätzlich ist für TR in der Kommunikation mit EIV die MaStr-Nummer als Identifikator verwendbar

Feld	Objekt	Phy. Größe	Einheit	ab 100 KW	ab 1 MW	ab 10 MW
Fahrbare Mindesterzeugungswirkleistung	TR	Leistung	MW	X	X	
Wirkungsgrad des Speichers	TR		%	X		
maximale Wirkleistung des Speichers zum Einspeichern	TR	Leistung	MW	X		
maximale Wirkleistung des Speichers zum Ausspeichern	TR	Leistung	MW	X		
Mindestbetriebszeit einer SEE (steuerbaren Erzeugungseinheit) , die mit thermischen Prozessen betrieben wird	SR		Minuten		X	
Mindeststillstandzeit einer SEE, die mit thermischen Prozessen betrieben wird	SR		Minuten		X	
Anfahrtszeit thermischer SEE vom Kommando bis zur Synchronisation aus Zustand kalt (> 48 h Stillstandzeit)	SR		Minuten		X	
Anfahrtszeit thermischer SEE vom Kommando bis zur Synchronisation aus Zustand warm (< 48 h Stillstandzeit)	SR		Minuten		X	
Hochfahrzeit thermische SEE von Synchronisation bis PROD_min aus Zustand kalt (> 48 h Stillstandzeit)	SR		Minuten		X	
Hochfahrzeit thermische SEE von Synchronisation bis PROD_min aus Zustand warm (< 48 h Stillstandzeit)	SR		Minuten		X	
Abfahrzeit ausgehend von PROD_min bis zur Netztrennung	TR		Minuten		X	
Lastgradient von PROD_min bis PROD_nenn (Nettonennleistung)	TR		MW/Minute	X	X	
Lastgradient von PROD_nenn (Nettonennleistung) bis PROD_min	TR		MW/Minute	X	X	
Art der technischen Steuerbarkeit	SR		% oder MW	X	X	X
Bearbeitungszeit beim EIV	SR		Minuten	X	X	X
Identifikator MaStr extern	TR			X	X	
Identifikator BDEW extern	SR			X	X	X
Identifikator BDEW extern	TR			X	X	X

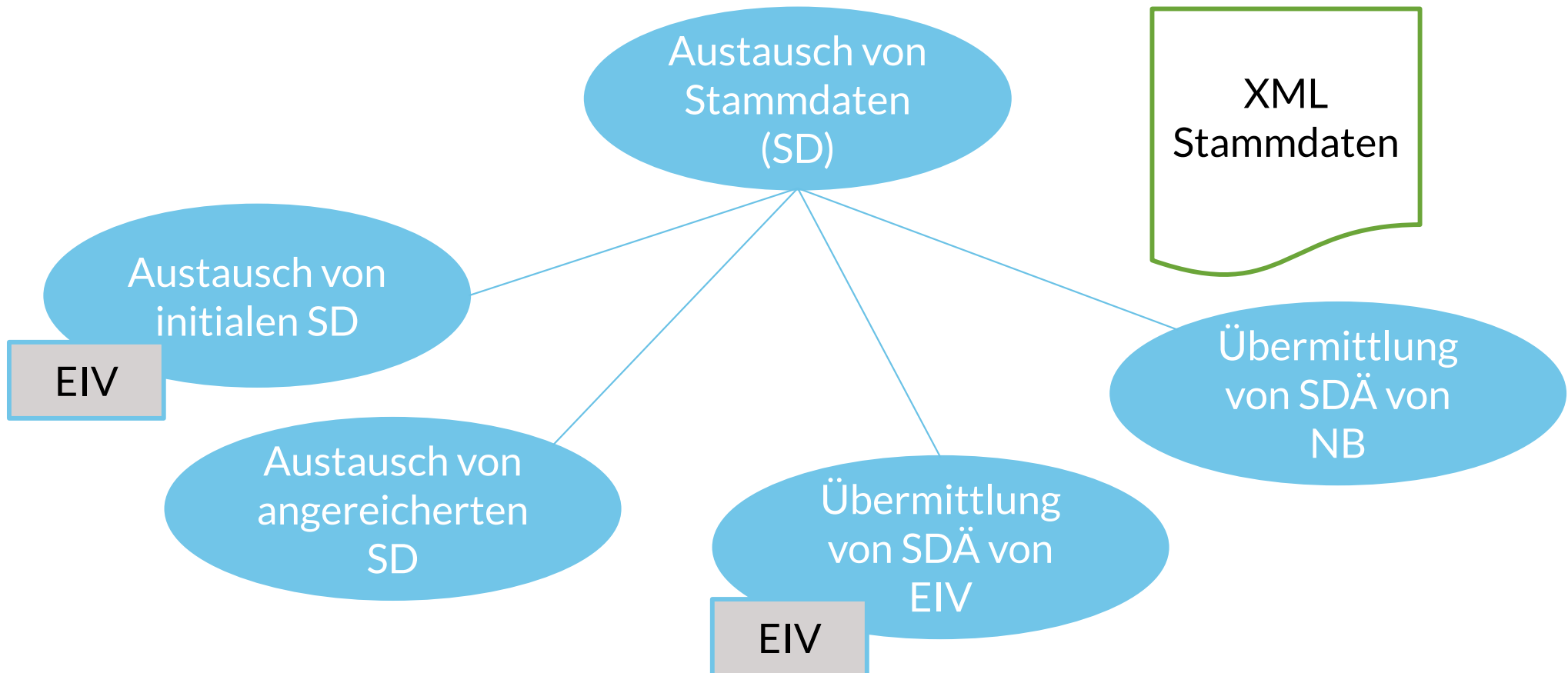
Feld	Objekt	Phy. Größe	Einheit	ab 100 KW	ab 1 MW	ab 10 MW
Wert PROD für SEE und SSE im Planwertmodell	SR	Leistung	MW	X	X	
Mindestleistung PMIN im Planwertmodell	SR	Leistung	MW	X	X	
Beanspr. Leistung PMAX im Planwertmodell	SR	Leistung	MW	X	X	
Dargebotsleistung Pdar	SR	Leistung	MW	X	X	
Wert Verbrauch VERB	SR	Leistung	MW	X	X	
Min Entnahme VMIN	SR	Leistung	MW	X	X	X
Max Entnahme VMAX	SR	Leistung	MW	X	X	X
Positives Redispatchvermögen +RDV	SR	Leistung	MW	X	X	
Negatives Redispatchvermögen -RDV	SR	Leistung	MW	X	X	
Negatives Redispatchvermögen KWK -wRDV	SR	Leistung	MW	X	X	
positive Primärregelleistung +PRL	SR	Leistung	MW	X	X	
Negative Primärregelleistung -PRL	SR	Leistung	MW	X	X	
Pos. Sekundärregelleistung +aFRR +SRL	SR	Leistung	MW	X	X	
Neg. Sekundärregelleistung -aFRR -SRL	SR	Leistung	MW	X	X	
Pos. Minutenreserveleistung +mFRR +MRL	SR	Leistung	MW	X	X	
Neg. Minutenreserveleistung -mFRR -MRL	SR	Leistung	MW	X	X	
Pos. Besicherungsleistung +BES	SR	Leistung	MW	X	X	
Neg. Besicherungsleistung -BES	SR	Leistung	MW	X	X	
Pos Redispatchabruf +RDA	SR	Leistung	MW	X	X	
Neg Redispatchabruf -RDA	SR	Leistung	MW	X	X	
Kosten	SR		EUR/MWh	X	X	

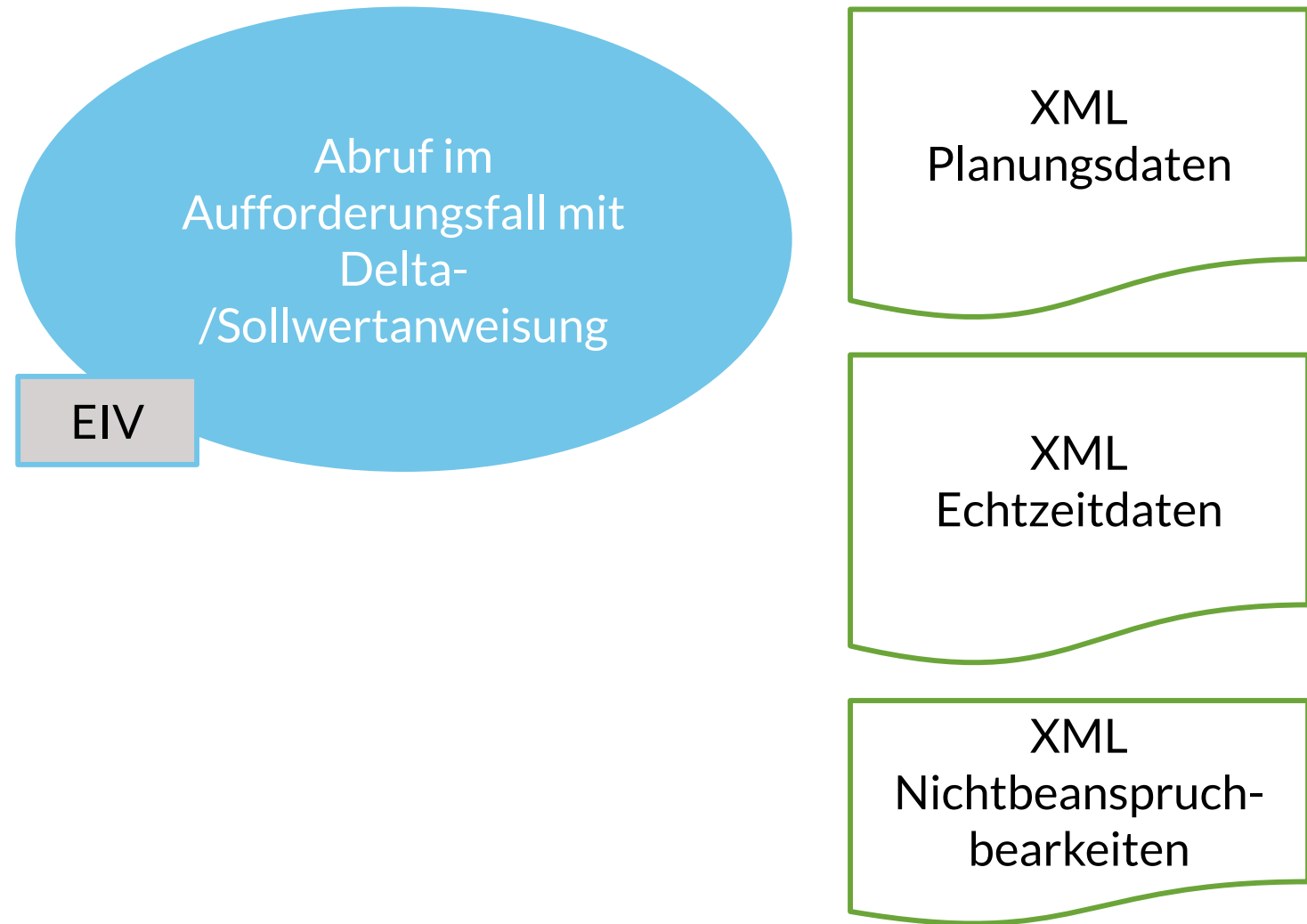
Feld	Objekt	Phy. Größe	Einheit	ab 100 KW	ab 1 MW	ab 10 MW
Veränderung der Fahrweise	SR	Leistung	MW	X		
Wirkleistung	SR	Leistung	MW	X		
Nutzbarer Energiegehalt	SR	Arbeit	MWh	X		

Nichtbeanspruchbarkeiten

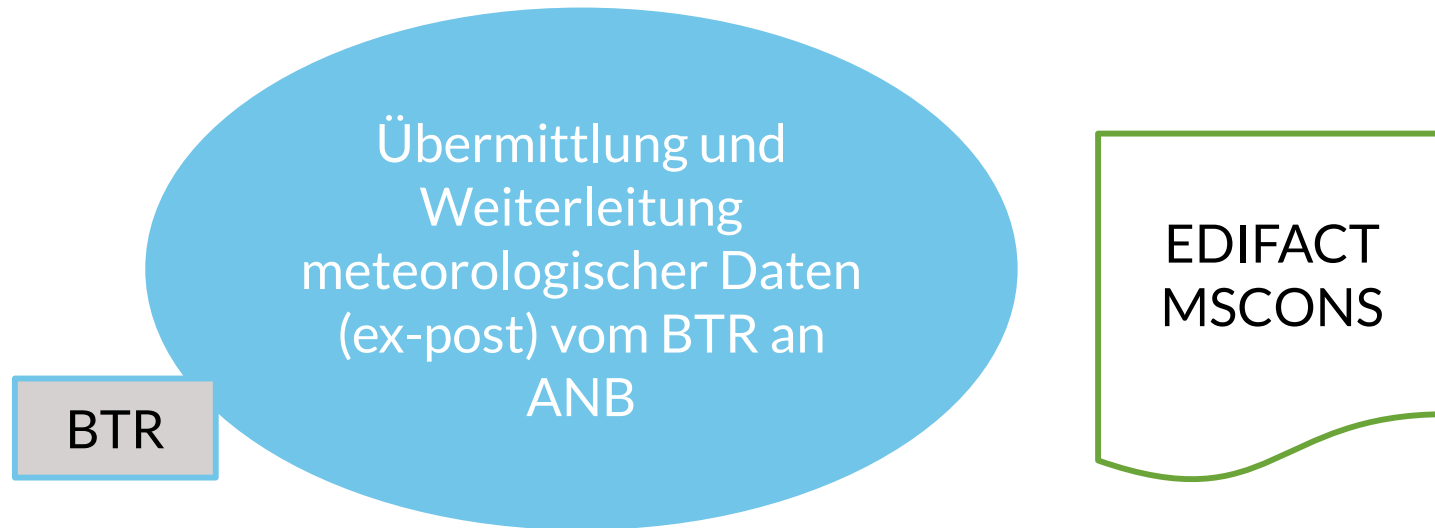
Feld	Objekt	Phy. Größe	Einheit	ab 100 KW	ab 1 MW	ab 10 MW
Nichtbeanspruchbarkeit	SR	Leistung	MW	X	X	
Veränderung der Fahrweise durch Marktbed. Steuerung	SR	Leistung	MW	X	X	

Prozesse des Redispatch





Übermittlung und Weiterleitung meteorologischer Daten



Ermittlung und Abstimmung der abrechnungsrelevanten Ausfallarbeit

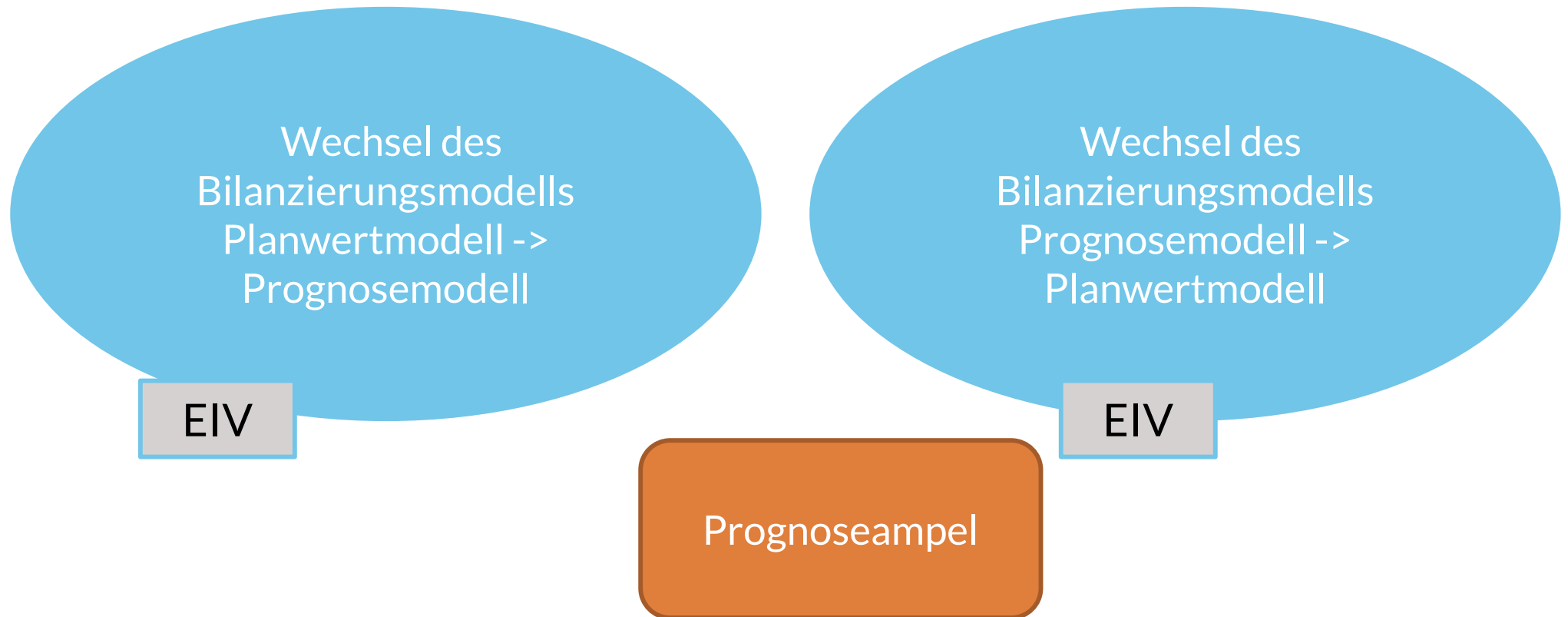
Ermittlung und
Abstimmung der
abrechnungsrelevanten
Ausfallarbeit –
Prognosemodell

BTR

Ermittlung und
Abstimmung der
abrechnungsrelevanten
Ausfallarbeit –
Planwertmodell

BTR

EDIFACT
MSCONS



Detailanforderungen

Anforderungen an den XML-Konverter eines EIV

- Datenbank der Kommunikationsdaten XML mit Kommunikationsdaten und Zertifikaten
- 1:1- Schnittstelle des EIV für Daten von ANB
- Ver- und Entschlüsseln XML-Daten
- Routing ein- und ausgehender Daten gemäß der Formatvorgaben edi-energy.de (**letzter Stand 3.6.2022**) an die entsprechenden Zielsysteme via Schnittstelle
 - Connect+ via RAIDA
 - anfNB und ANB
 - Netzleitsysteme (z.B. PRINS) zu klären
 - Middleware wie B2BbyPractice, Seeburger BIS,..., zu klären
 - Ggf. Abweichendes Backendsystem des EIV
- Zugriff via SFTP oder Mail mit Verschlüsselung
- Batchfähigkeit
- Vorgegebene Reaktions- und Antwortzeit
- Vorhaltung der Kommunikationshistorie
- Unterstützung von Versionen der XML-Datenaustauschformate
- Mandantenfähigkeit
- Zeitnahe Anpassungen bei Änderungen der XML-Datenaustauschformatversionen durch Softwarehersteller

XML-Dokumenttypen, die der EIV zu unterstützen hat

AcknowledgementDocument

ActivationDocument

Kostenblatt

PlannedResourceScheduleDocument

Stammdaten

Unavailability_MarketDocument

Anforderungen an den EDIFACT-Konverter eines BTR

- Datenbank der Kommunikationsdaten EDIFACT mit Kommunikationsdaten des ANB und Zertifikaten
- 1:1-Schnittstelle des BTR
- Routing ein- und ausgehender Daten gemäß der Formatvorgaben edi-energy.de (letzter Stand 3.6.2022) an die entsprechenden Zielsysteme via Schnittstelle
 - ANB via E-Mail, AS2 oder AS4
 - Middleware wie B2BbyPractice, Seeburger BIS,..., zu klären
 - Ggf. abweichendes Backendsystem des BTR
- Batchfähigkeit
- Vorgegebene Reaktions- und Antwortzeit
- Vorhaltung der Kommunikationshistorie
- Unterstützung von Versionen der EDIFACT-Datenaustauschformate
- Unterstützung Nachrichtenformate MSCONS, APERAK, CONTRL
- Mandantenfähigkeit
- Zeitnahe Anpassungen bei Änderungen der Datenaustauschformatversionen durch Softwarehersteller

Anforderungen an die Systeme des BTR utilution

Erfassung/
Verwaltung met.
Daten

Ermittlung
Ausfallarbeit je
TR/SR

Abstimmung
Ausfallarbeit

Verwaltung
Maßnahmen
(Auslöser, etc.)

EDIFACT
MSCONS je
TR

- Versand von Met. Daten im Spitz-Abrechnungsmodell an ANB
- Versand und Abstimmung Ausfallarbeit mit anf.NB

„individuell“

- Echtzeitdaten an ANB

Verwaltung
Stammdaten

Verwaltung
Nichtbeanspruch-
barkeit

Verwaltung
Marktbedingte
Anpassungen

Verwaltung
Maßnahmen
(Auslöser, etc.)

Prognose

XML

- Übermittlung initialer Stammdaten an ANB
- Nichtbeanspruchbarkeiten an ANB
- Marktbedingte Anpassungen im Prognosemodell an ANB
- Planungsdaten im Planwertmodell an ANB
- Abruf Entgegennahme (Aufforderungsfall) bzw. Info (Duldungsfall) von anfNB

Ihre Fragen ?

