



**15. Branchentag Windenergie NRW**

20./21. Juni 2023

Wissenschaftspark Gelsenkirchen



# Direktvermarktung - ein Blick hinter die Kulissen

Gelsenkirchen, 20. Juni 2023

Hanno Mieth

Vattenfall Energy Trading GmbH



**VATTENFALL**

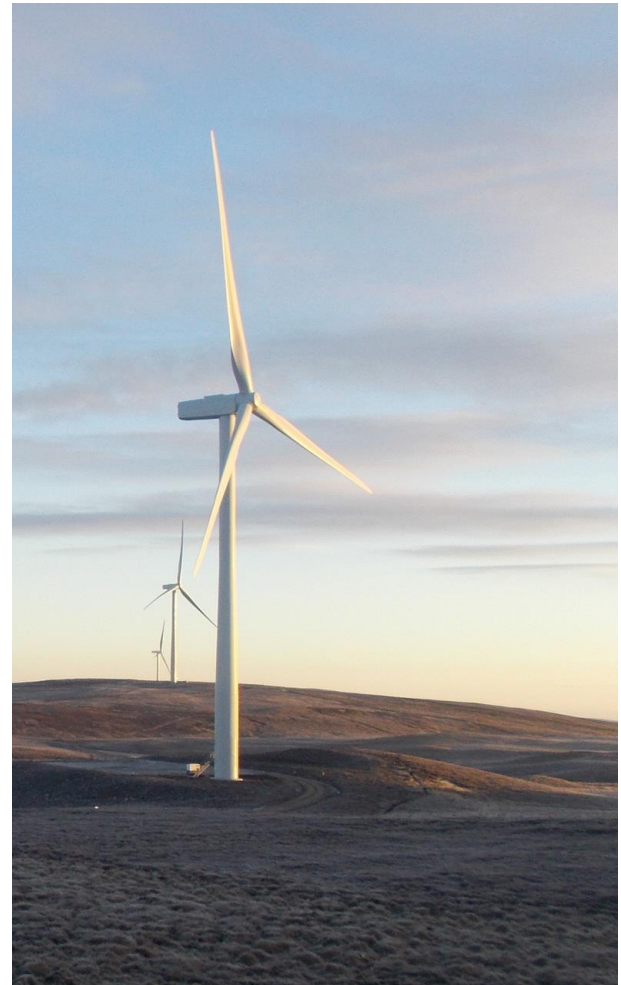
# Einleitung Direktvermarktung & Zielrichtung Webinar

- geförderte Direktvermarktung mit Marktprämie **erstmalig mit EEG 2012** optional eingeführt, ab EEG 2014 verpflichtend für Neuanlagen
- **Ziele**
  - Marktintegration der erneuerbaren
  - Reaktion auf Preissignale an der Börse (Fernsteuerbarkeit, kein produce and forget)
  - bessere Prognosequalität und Verantwortlichkeit (Risiko) durch Direktvermarkter, statt Sozialisierung der Kosten über das EEG durch Übertragungsnetzbetreiber
- **Funktionsweise** \*): Direktvermarkter **prognostiziert und vermarktet** erneuerbare am Großhandelsmarkt, vergleichbar wie konventionelles Kraftwerk, trägt Risiken, benötigt Infrastruktur
- Blick hinter die Kulissen der Komponenten zur notwendigen Infrastruktur/Kompetenzbereiche der Vermarktung

\*) <https://energysales.vattenfall.de/renewables/eeg-direktvermarktung>

# Agenda

- Vattenfalls Windprognose
- Day-ahead-Markt: Bieten unter Unsicherheit
- Intraday-Markt: Handel mit aktualisierten Windprognosen
- Imbalance-Markt: Minimierung von Ausgleichsenergie
- Herausforderungen bei der Vorhersage und Optimierung von Wind
- Meldeverpflichtungen des Anlagenbetreibers & Umsetzung
- Zusammenfassung operative und finanzielle Risiken
- Zukunft der Direktvermarktung
- Zusammenfassung



Direktvermarktung - ein Blick hinter die Kulissen

# Vattenfall Wind Power Portfolio

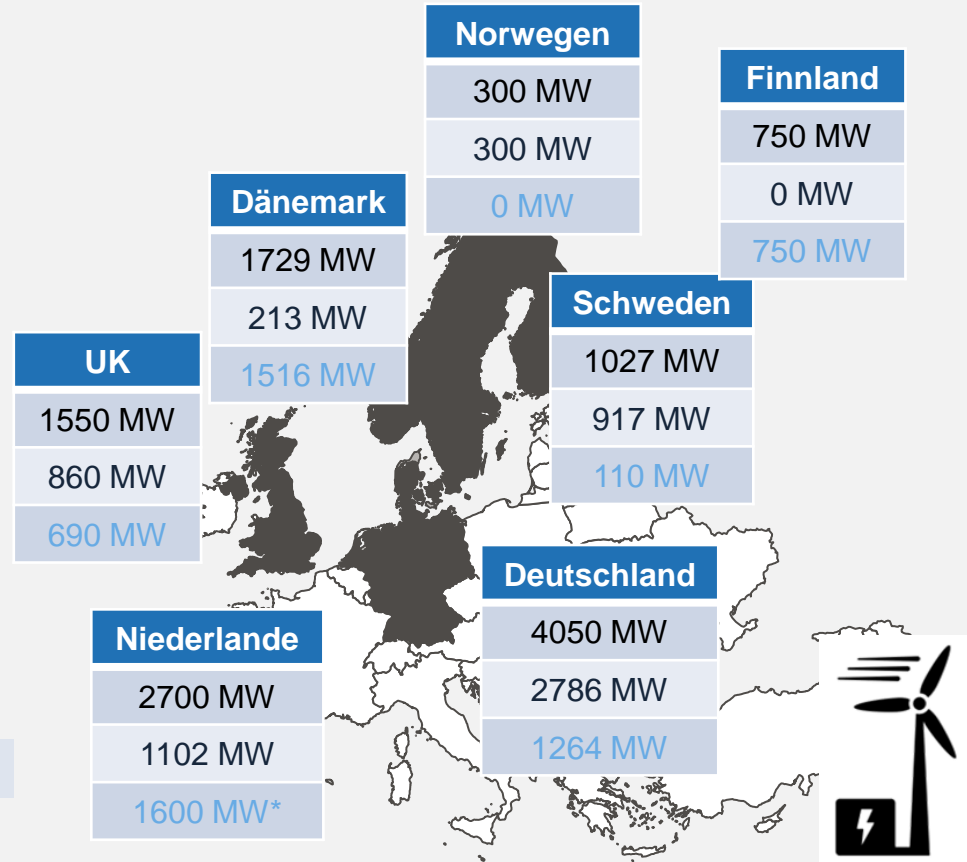
“Fossil free within one generation”

Vattenfall maximiert den Wert seines Windportfolios  
Kapazität unter Management ~**12000 MW** (inkl. PPA)

- Onshore: 6178 MW
- Offshore: 5930 MW

**Prognose und Optimierung** von ~5000 Turbinen aus eigenen Anlagen und PPAs von Dritten

► Windkraft spielt eine Schlüsselrolle in Vattenfalls Strategie



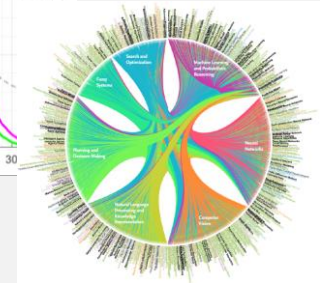
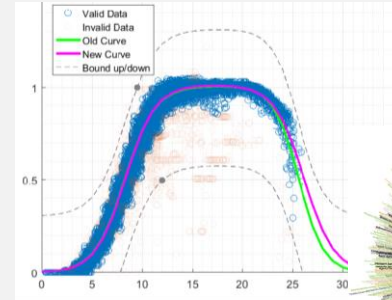
Direktvermarktung - ein Blick hinter die Kulissen

# Interne Windvorhersagemodelle - Kombination von physikalischen Modellen und maschinellem Lernen

Abteilung  
Forecasting & Optimisation  
Malte Rieck

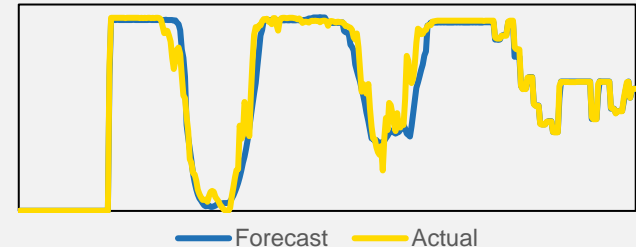
## 1. Power Modell

- Power Curve Modelle (klassische Leistungskurve)
  - ML Modelle (k-nn, neuronale Netze,..)
- > Erfordert genaue Windprognosen und Trainingsdaten



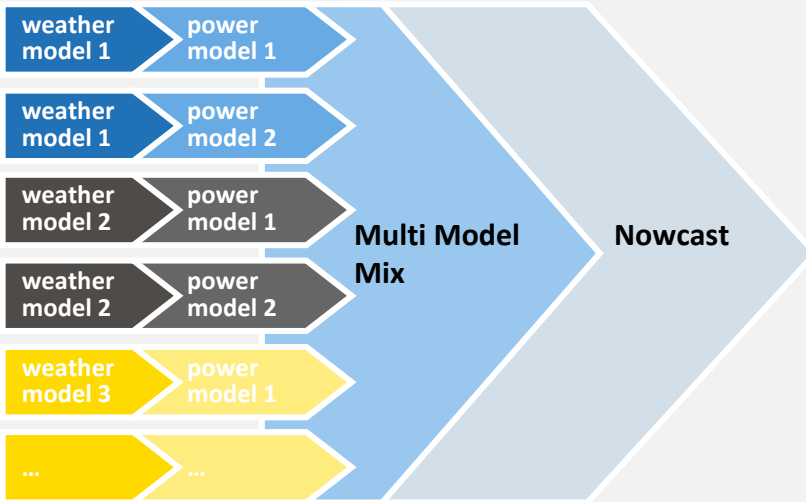
## 2. Leistungs Modell

- Auslastung \* verfügbare Kapazität = Leistungsprognose
- > Erfordert genaue Verfügbarkeitsinformationen (Ausfallplan)



# Vattenfall Forecast System

## Multi Model Forecast System



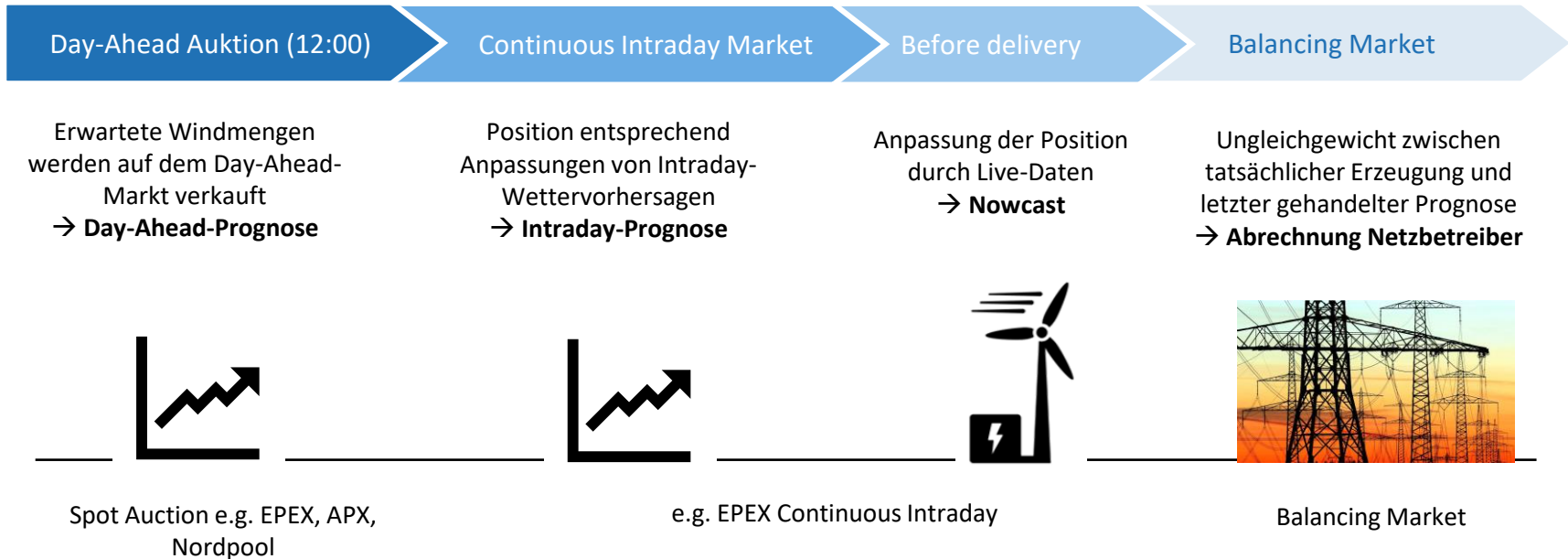
Mischung je nach aktueller Leistung und Wetterlage

► 24/7/365 hochverfügbares automatisiertes System

### Schlüsselkomponenten:

- Genaue Vorhersage der Windgeschwindigkeit (**Wetterdienstleister**)
- Cleverer Mischalgorithmus (**iCube**)
- Schnelle untertägige Wetteraktualisierungen (**api & ftp**)
- Live-Korrektur durch Nowcast-System (**SCADA-Daten**)
- Genaue Prognosen zur verfügbaren Kapazität (**Ausfallplan**)
  - Technische Einschränkungen: Wartung, Netzrestriktionen, Vogel-/Fledermausabschaltung, Hochwindabschaltung, Vereisung
  - Strategische Einschränkungen: Day-Ahead-Strategie, Intraday-Strategie, Steuerung

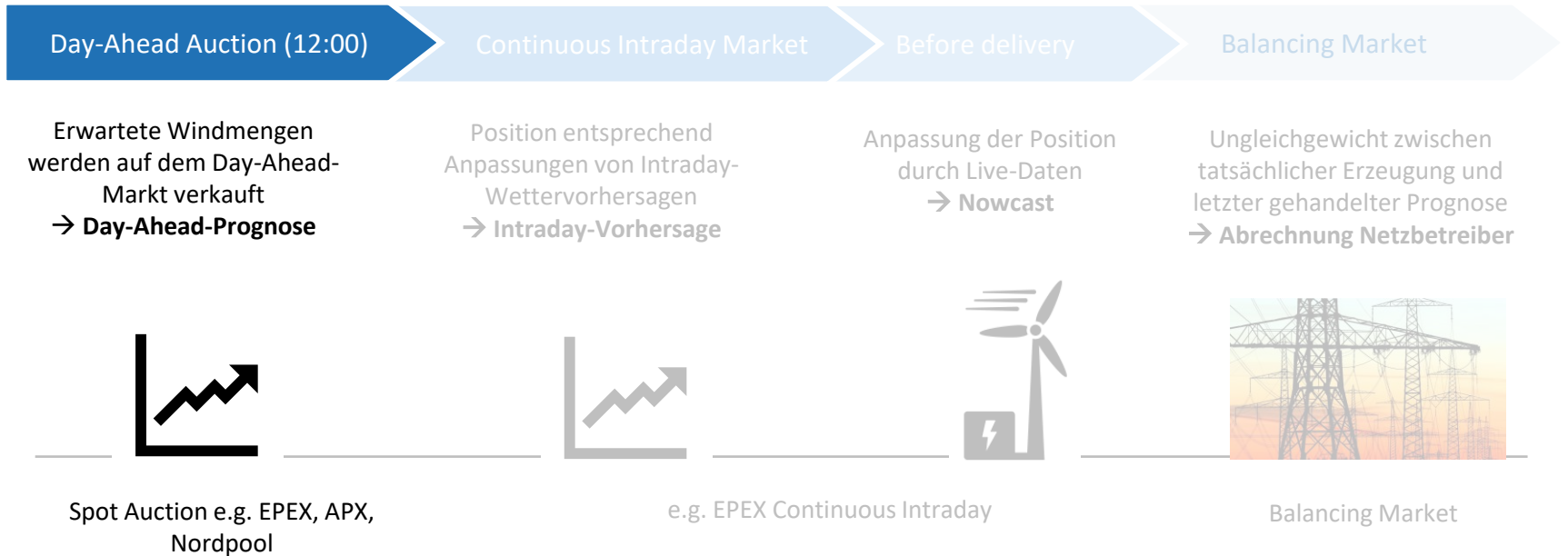
# Wie wird Windenergie gehandelt?



► Ziel des Windkraft-Händlers ist es, die Einnahmen zwischen den verschiedenen Märkten zu maximieren



# Day-ahead-Markt: Bieten unter Ungewissheit

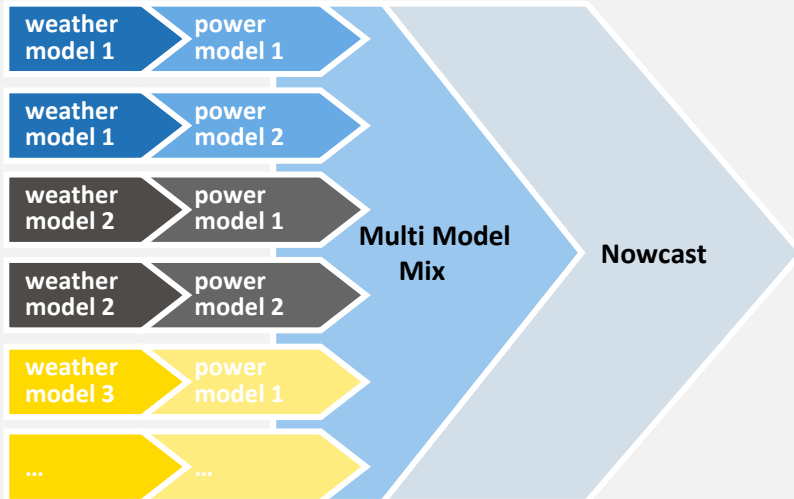


► Ziel des Windkraft-Händlers ist es, die Einnahmen zwischen den verschiedenen Märkten zu maximieren



# Herausforderungen Day-ahead-Prognose

## Multi Model Forecast System



Mischung je nach aktueller Leistung und Wetterlage

## Wetterfehler beeinflussen die Leistungsvorhersagen:

- Tiefdruckgebiete, großräumige Windrampen  
**(aufgelöste Skalen)**
- Gewitter, Low-level-Jets, Land-See-Wind, Turbulenz/Konvektion uvm.  
**(nicht aufgelöste Skalen)**
- Technische Einschränkungen: Überwindungsabschaltung, (Netz-, Lärm-, Vogel-) Einschränkung, Vereisung, Wartung

## ► Unsicherheiten in der Day-Ahead Prognose

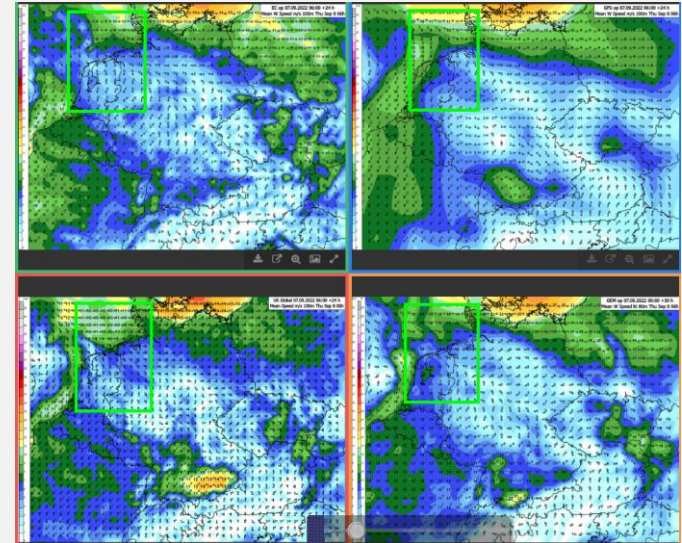
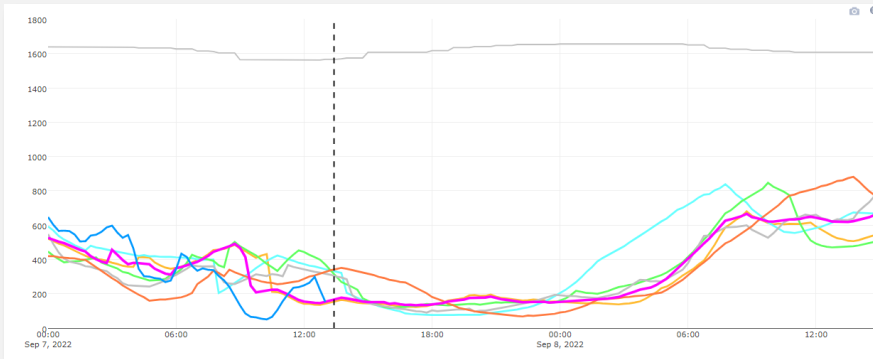
Direktvermarktung - ein Blick hinter die Kulissen

# Unsicherheit der Day-Ahead-Prognose

Unsicherheitsanalyse ist der Schlüssel für eine erfolgreiche Day-Ahead-Vermarktung

Klassische Ensemble-Prognosen liefern begrenzten Wert

- ML-Techniken unter Verwendung historischer Daten (statistisch, z. B. k-nn)
- Modell-Ensembles
- Analyse durch Meteorologen



Quelle: MetDesk.com

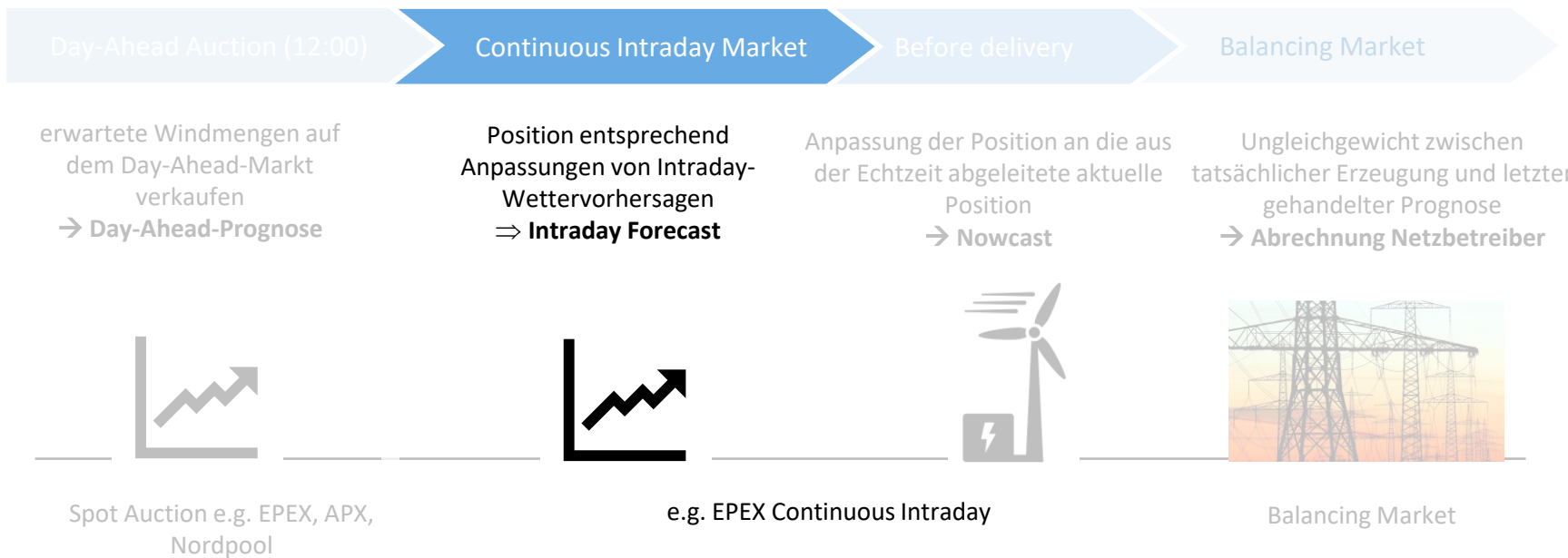
► Anpassung der Gebote basierend auf Unsicherheit

# Optionen in der Day-Ahead-Strategie

Ziel der Day-Ahead-Strategie: Minimierung der Intraday-Abweichungen und Vermarktung der wahrscheinlichsten Produktion basierend auf Wetter und Produktion-Risiken



# Intraday-Markt (1): Kontinuierlicher algorithmischer Handel

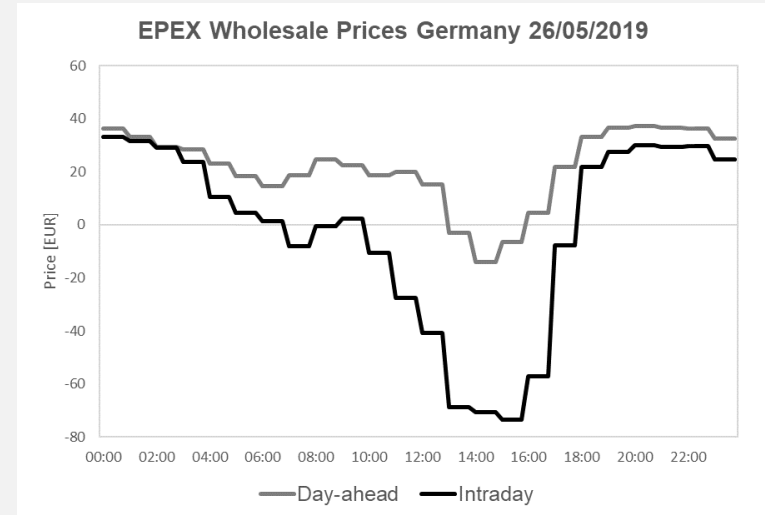
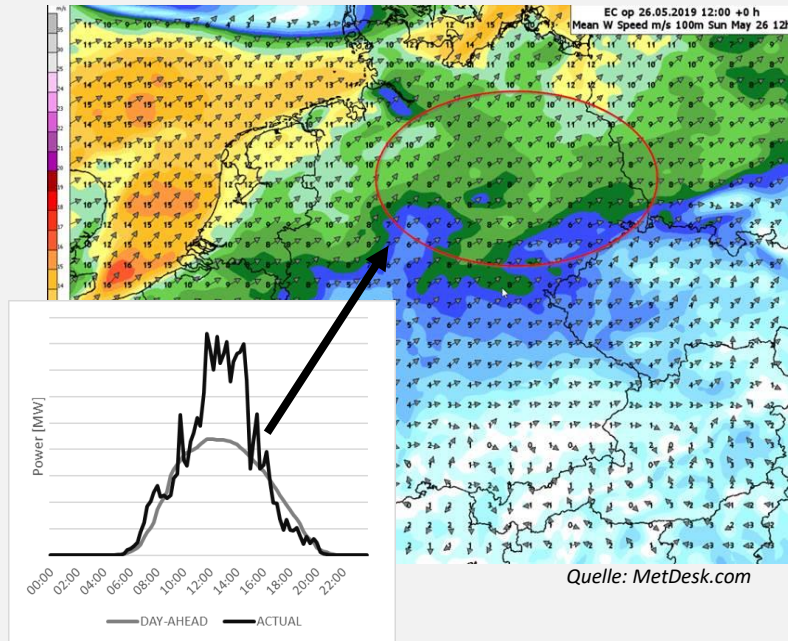


► Ziel des Windkraft-Händlers ist es, die Einnahmen zwischen den verschiedenen Märkten zu maximieren

## Direktvermarktung - ein Blick hinter die Kulissen

# Änderung der Vorhersage führt zu Preisrückgang

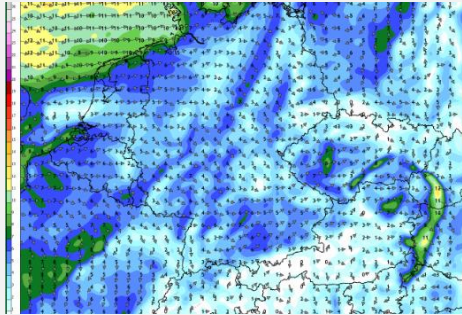
- Windfront unterschätzt (~20 %)
- Strahlung unterschätzt (Stratuswolken)



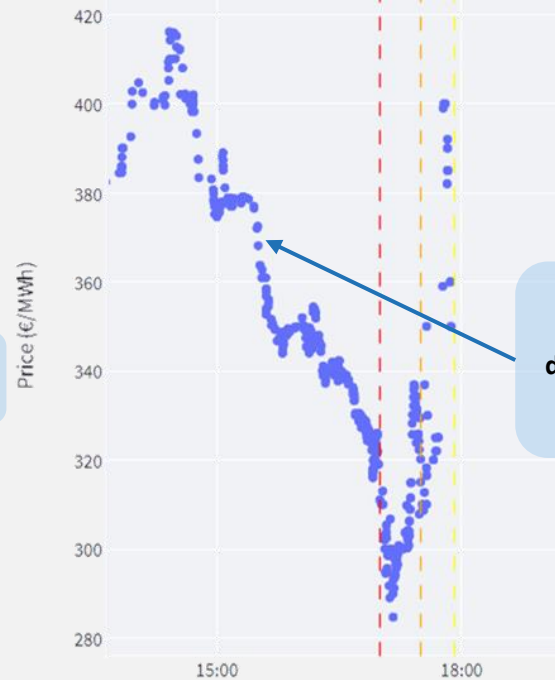
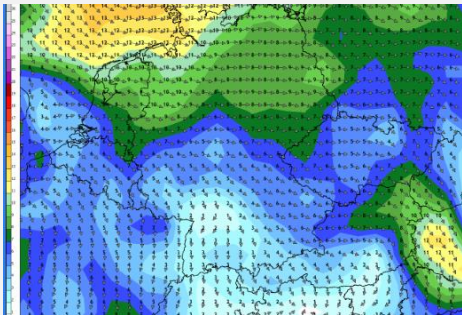
Quelle: wattsight.com

- Energieversorger verkaufen Wind- und Solarenergie
- Kunden genießen Sonnenschein
- Rückkopplung Strahlung -> Nachfrage -> Negative Intraday-Preise

# The Fast and the Furious



Wetterupdate: Veränderte Position des Tiefdruckgebiets



Große Preissenkungen innerhalb von Minuten erfordern eine durchgängige Automatisierung und minimale „Time-to-Market“

► Geschwindigkeit ist der Schlüsselfaktor auf den Intraday-Märkten

Direktvermarktung - ein Blick hinter die Kulissen

# Algorithmischer Handel senkt Kosten

Automatisieren Sie den Positionsschließungsprozess

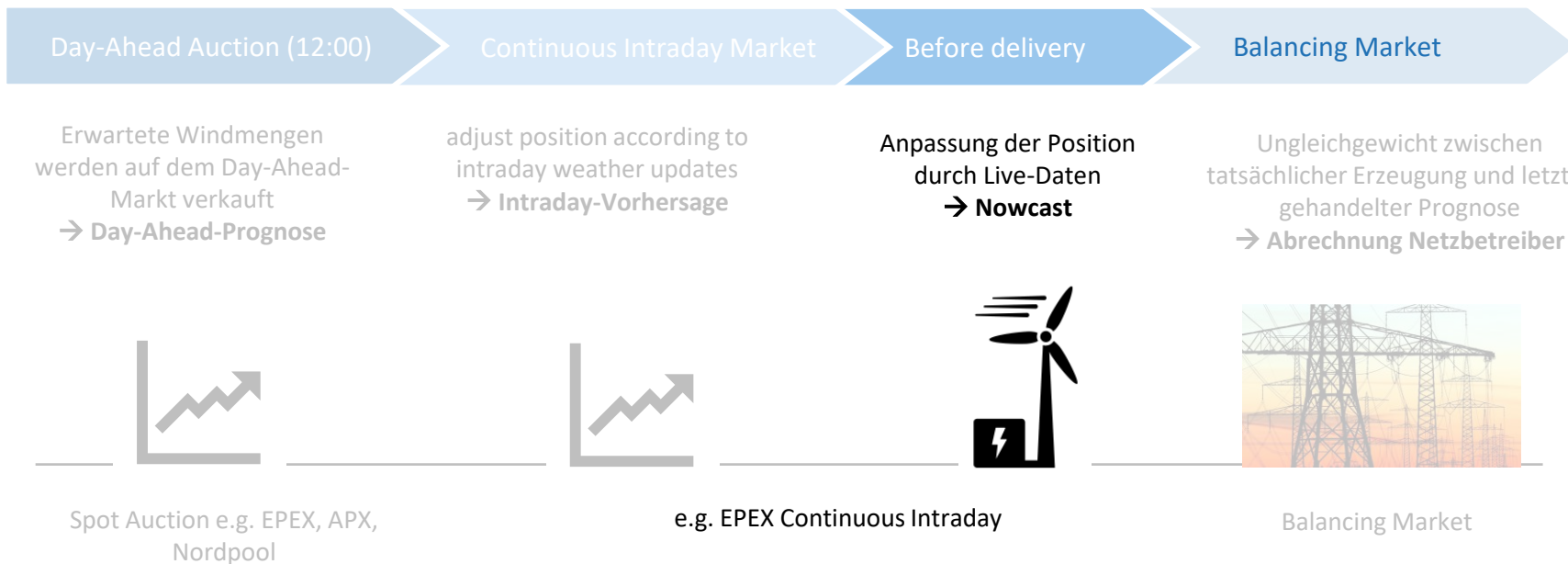
- Python Algorithmisches Handelssystem (PATS)
- Einsatz fortschrittlicher Prognose- und Optimierungsmodelle und Infrastruktur
- Schnelle Vorhersage Aktualisierungen

▶ Vollautomatischer Handel der aktualisierten Prognose des Wind-Portfolios





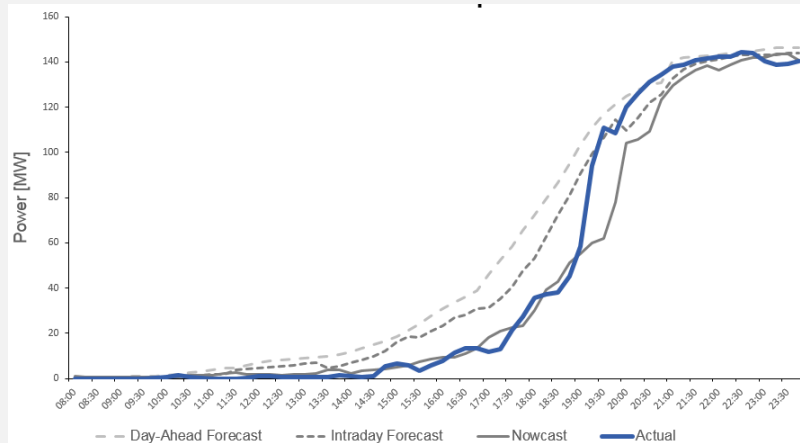
# Intraday-Markt (2) - Nowcast-Anpassung



► Ziel des Windkraft-Händlers ist es, die Einnahmen zwischen den verschiedenen Märkten zu maximieren



# Datenqualität ist der Schlüssel zur Verbesserung von Prognosen



## Nowcast (korrigierte Echtzeit-Vorhersage)

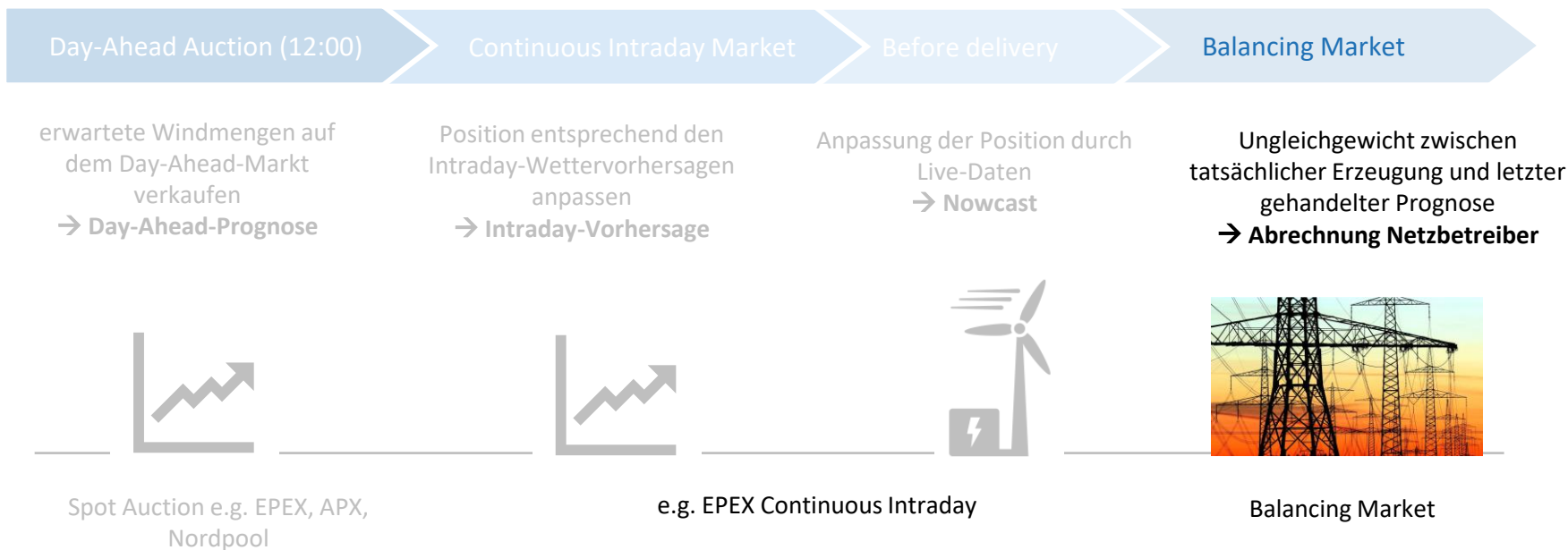
- Anpassung der Vorhersage für 0-3h im Voraus (ML)
- Reduziert den Fehler im Durchschnitt um 20-30%.



## Wichtiger Input für Nowcasting

- Turbinen-/Parkdaten in nahezu Echtzeit (Validierung und Qualitätssicherung)
- Liefersgeschwindigkeit

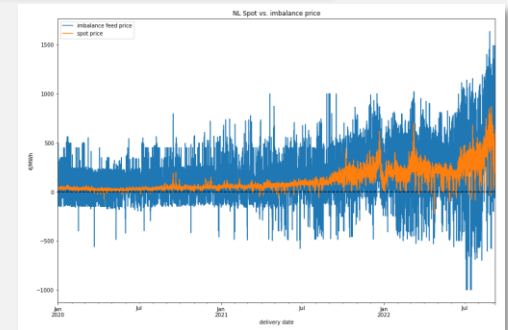
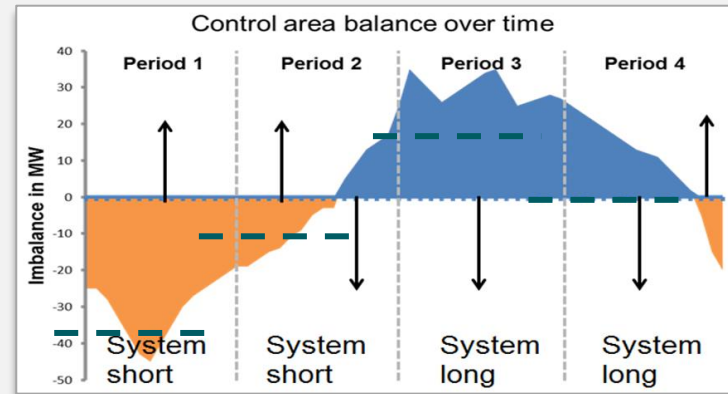
# Ausgleichsenergie: Handel nach Lieferung



► Ziel des Windkraft-Händlers ist es, die Einnahmen zwischen den verschiedenen Märkten zu maximieren

# Volatile Ausgleichsenergiemärkte sind ein hohes Risiko für die Einspeisung von Windenergie

- Ausgleichsenergie ist die Differenz zwischen dem **tatsächlichen** und dem **geplanten** Angebot und Nachfrage
- gemessen in verschiedenen Abrechnungszeiträumen
  - 5 min (Teile der USA, DK), 15 min (DE, NL), 30 min (UK), 60 min (Schweden)
- Verursacher zahlt i.d.R. aus (Wind korreliert mit System)
- Helfer wird vergütet
- Energiekrise → Märkte volatiler



*Ausgleichsenergiekosten = Ausgleichsenergie-Preis x Prognosefehler*

# Direktvermarktung Ausgleichsenergie-Risiko

Die Ausgleichsenergiepreise für Bilanzkreisabweichungen (reBAP) sind im Jahr 2022 sehr stark gestiegen!

Im Januar 2023 war der durchschnittliche reBAP etwa auf dem Niveau von 2021, aber viel volatil.

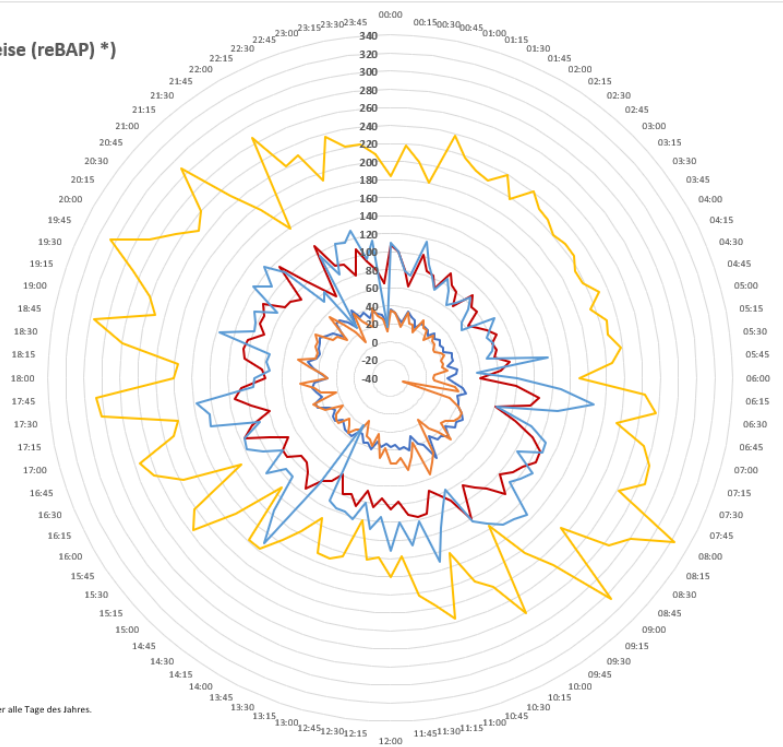
Wie wird die Entwicklung unter Berücksichtigung des fortschreitenden EE-Ausbau sein?

Entwicklung der Ausgleichsenergiepreise (reBAP) \*  
in €/MWh

— 2019      — 2020  
— 2021      — 2022  
— 2023 (bis Jan)

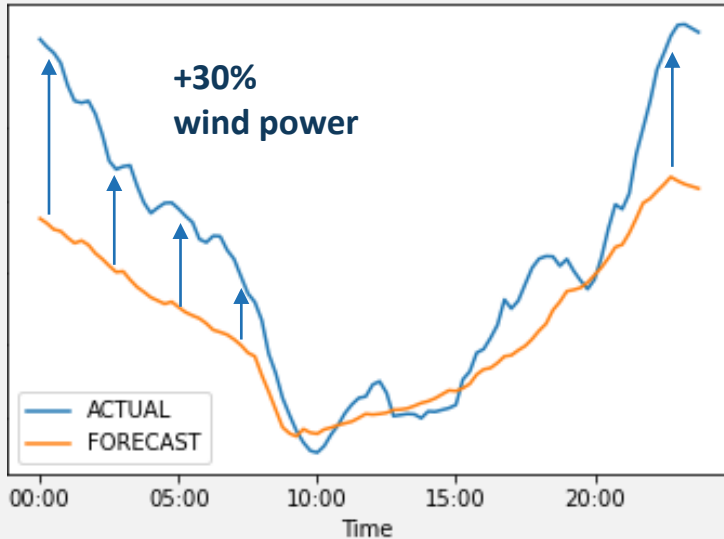
Jahr	Durchschnittspreis reBAP [€/MWh]
2019	36,85
2020	33,43
2021	101,31
2022	216,39
2023 (bis Jan)	113,41

\*] Abgebildet sind die durchschnittlichen Ausgleichsenergiepreise je 1/4h über alle Tage des Jahres.



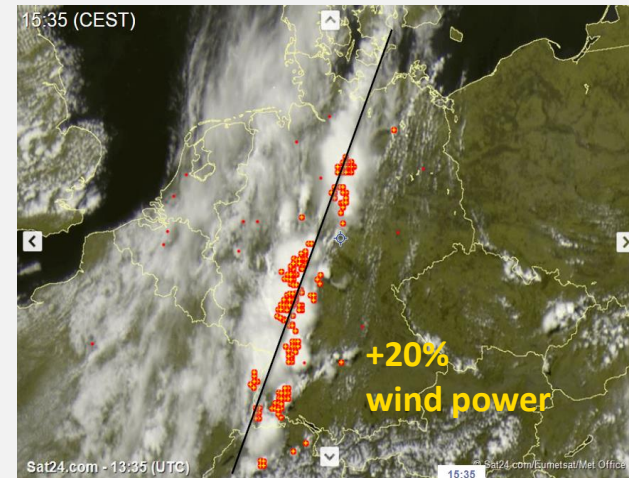
# Option 1: Anpassung der Prognose zur Minimierung der Ausgleichsenergie

Windenergie im Tageszyklus - Deutschland August 2022



→ nicht optimierte Vorhersagen unterschätzen Wind Produktion

Gewitter über Deutschland



► Meteorologischen Vorhersagefehler  
so gut wie möglich ausgleichen

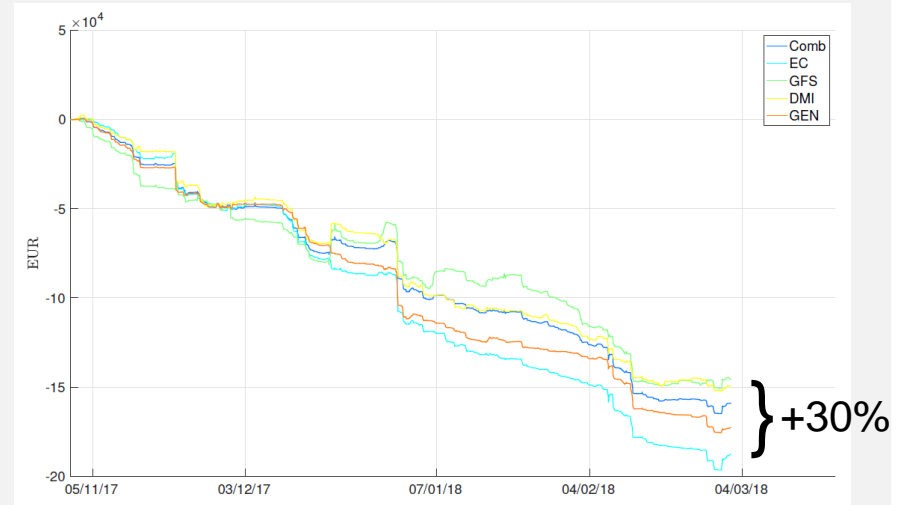


## Option 2: Optimierung der Vorhersage nach Wert

- Simulation des DK-Windparks HornsRev auf der Day-Ahead-Auktion mit verschiedenen Wettermodellen
- Einfacher Leistungskurvenansatz mit Vorhersagen von ECMWF, GFS, HIRLAM (DMI) und Kombinationen daraus.

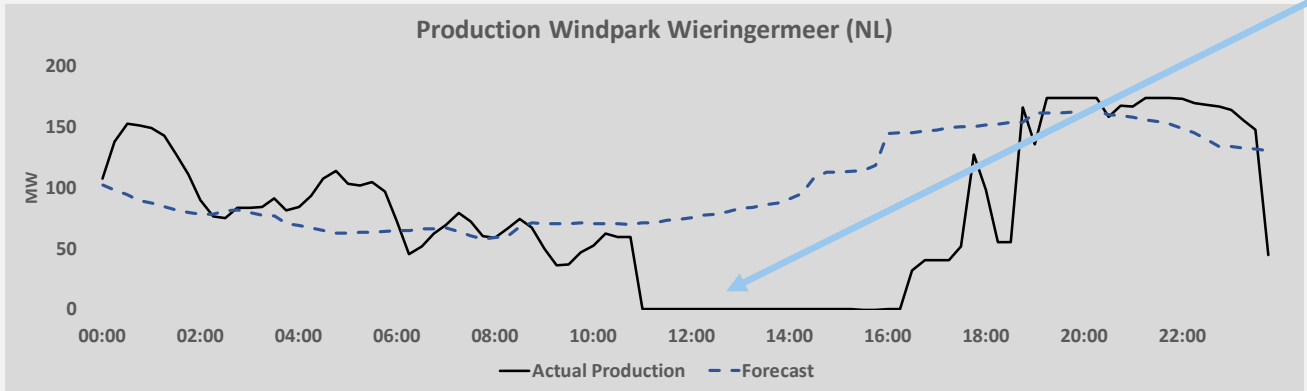
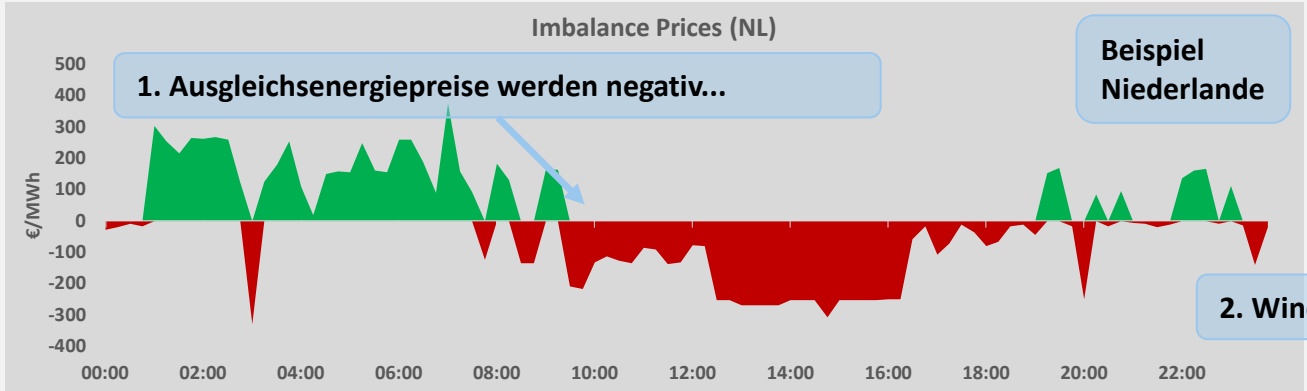
SPOT	NBIAS	NMAE	NRMSE
COMB	1.47	11.65	17.33
DMI	1.10	12.44	18.69
GFS	3.10	14.19	21.79
ECMWF	0.79	11.75	18.10
GEN	1.08	9.94	15.79

- Die besten Handelsergebnisse liefert das GFS-Modell.
- ECMWF zeigt den geringsten Fehler, korreliert aber mit dem Systemungleichgewicht -> Fehler sind im Durchschnitt teurer!



► Korrelation von Prognose Qualität mit dem Markt

# Option 3: Steuerung - Wind als flexible Energiequelle



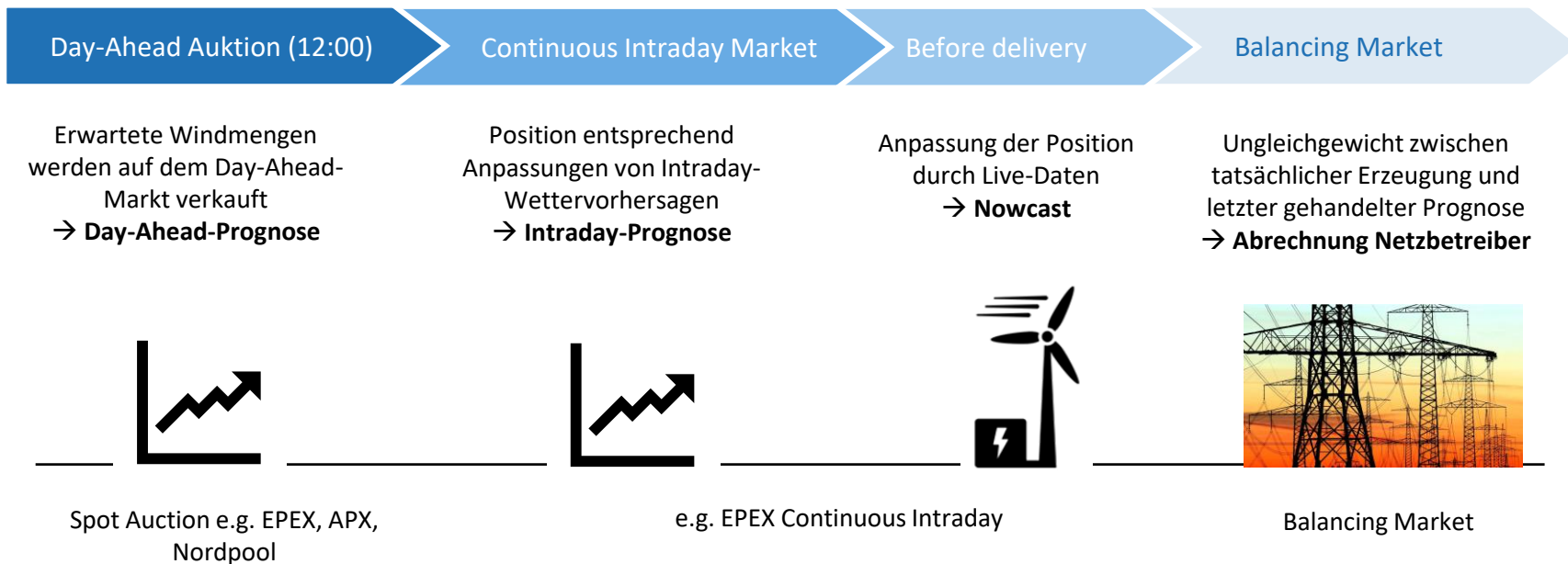
DE: Steuerung zur Minimierung der Ausgleichsenergie wenn wir selbst der Verursacher sind – keine Position im Ausgleichsenergiemarkt

Voraussetzung:

- Produktionsverlust
- Nur Abwärtsregulierung

► Verursacher wird zum Helfer

# Wie wird Windenergie gehandelt?



► Ziel des Windkraft-Händlers ist es, die Einnahmen zwischen den verschiedenen Märkten zu maximieren

# Zusammenfassung: Wind-Optimierung unter hoher Wetter-Unsicherheit

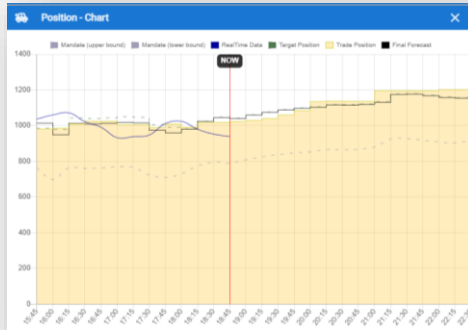
## Wind-Unsicherheit

Maximierung der erwarteten Einnahmen aus dem Stromverkauf abzüglich der Ausgleichskosten unter Berücksichtigung der Marktregulierung, der Risikoaversion und der Parkbeschränkungen bei einer bestimmten Wetterlage

## Preisvolatilität

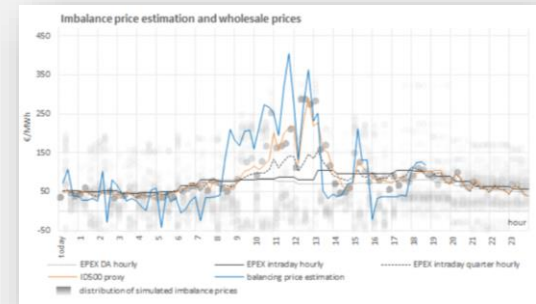
Prognose der Dynamik der Day-Ahead-, Intraday- und Ausgleichsmarktpreise

Basierend auf u.a. der Schätzung zukünftiger Strompreise, Marktdaten und historischer Preisvolatilität, prognostizierter Systemlast und Erzeugung aus erneuerbaren Energien



## Direktvermarktung

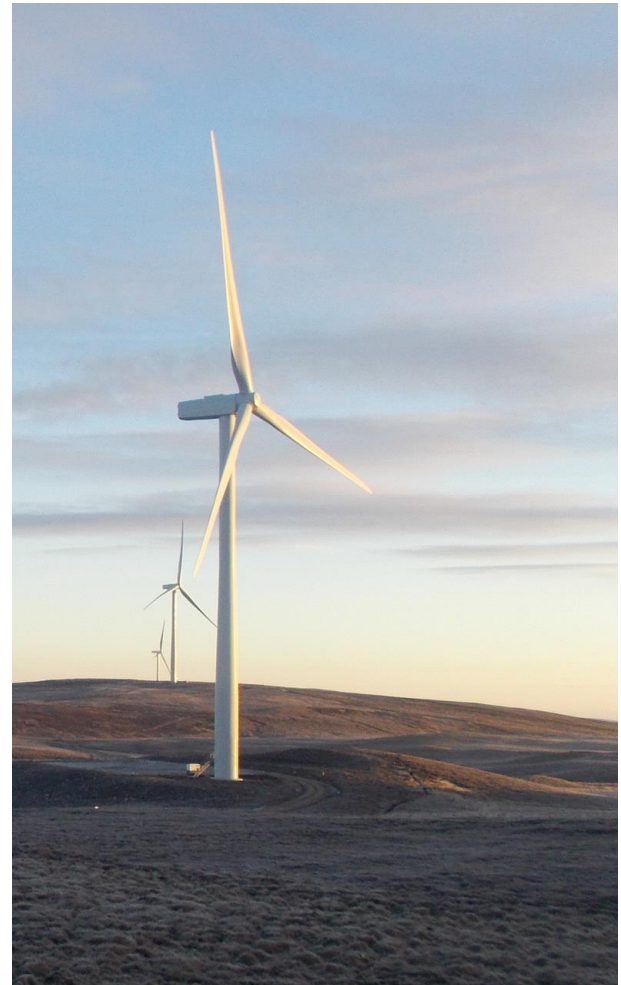
Prognose und Optimierung der erwarteten Stromerzeugung und ihrer unvermeidlichen Unsicherheit und Volatilität in einem Marktumfeld. Basierend auf u.a. der besten Vorhersage inkl. Multi-Modell-Mixing, Live-Daten, Nowcast, Einschätzung Wetterexperten



Quelle: volue.com

# Agenda

- Vattenfalls Windprognose
  - Day-Ahead-Markt: Bieten unter Unsicherheit
  - Intraday-Markt: Handel mit aktualisierten Windprognosen
  - Imbalance-Markt: Minimierung von Ausgleichsenergie
  - Zusammenfassung: Prognose und Optimierung
- 
- Meldeverpflichtungen des Anlagenbetreibers & Umsetzung
  - Zusammenfassung operative und finanzielle Risiken
  - Zukunft der Direktvermarktung
  - Chatfragen
  - Zusammenfassung



# Meldeverpflichtungen



## Zentrale Fragen:

- Um welche Verpflichtung geht es ?
- Wie ist die rechtliche und vertragliche Regelung dazu ?
- Wem wird die Verpflichtung auferlegt ?
- Wird die Verpflichtung an den Direktvermarkter delegiert ?
- Welche Prozesse und Risiken sind damit verbunden ?



## 4 ausgewählte Meldeverpflichtungen:

- Zuordnung zu einer Veräußerungsform
- Fernsteuerbarkeit
- Redispatch
- REMIT

# Zuordnung zu einer Veräußerungsform § 21b EEG 2023:

„Anlagenbetreiber müssen jede Anlage einer der folgenden Veräußerungsformen zuordnen:

1. der Marktpremie nach § 20,

....

4. der sonstigen Direktvermarktung nach § 21a.“

⇒ Anlagenbetreiber ist grundsätzlich **selbst für die Vermarktung seines Stroms verantwortlich**, aber er kann die erforderliche Bilanzkreismeldung an den Direktvermarkter delegieren.

Beispiel **Vertragstext**: „Vattenfall nimmt den in den Bilanzkreis eingespeisten Strom vollumfänglich ab. Die hierzu erforderliche Bilanzkreisanmeldung beim jeweils zuständigen Netzbetreiber erfolgt durch Vattenfall.“

⇒ **Vorgabe zur Meldung**: Einhaltung der definierten **Marktprozesse** für erzeugende Marktlokationen (MPES)\*), welche der Zuordnung einer erzeugenden Marktlokation zu aufnehmenden Lieferanten (Direktvermarktungsunternehmen) und zu Bilanzkreisen dient.

\*) MPES, Online verfügbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1\\_GZ/BK6-GZ/2020/BK6-20160/Mitteilung\\_Nr\\_2/Leseversion\\_MPES.pdf;jsessionid=67500BFA83815E30709EF36D23D5CAE4?\\_blob=publicationFile&v=2](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2020/BK6-20160/Mitteilung_Nr_2/Leseversion_MPES.pdf;jsessionid=67500BFA83815E30709EF36D23D5CAE4?_blob=publicationFile&v=2)





Direktvermarktung – ein Blick hinter die Kulissen

# Wie erfolgt eine elektr. Marktpartnerkommunikation zu den Netzbetreibern ?

**Art:** EDIFACT-Nachricht (UTILMD), damit Datenbanksysteme sie effizient verarbeiten können.

**Operativ:** Wir stellen an Netzbetreiber EDIFACT Abmeldeanfrage, Rückmeldung vom Netzbetreiber für Bestätigung/Ablehnung (**Fristen:** MPES).

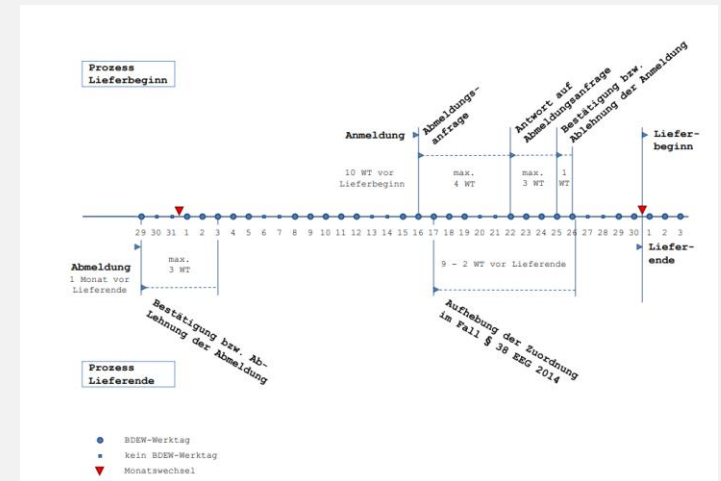
**Sonderfall: Neu-IBN** → Anmeldung per Excel, da noch keine Marktlokation vorhanden.

→ **Rechtsfolge** eines Verstoßes für eine fehlende Mitteilung der Zuordnung an den Netzbetreiber (§ 52 Abs. 1 Nr. 9 EEG 2023 i.V. mit § 52 Abs. 2 EEG → 10.000 €/MW/Monat vom Anlagenbetreiber an den Netzbetreiber)

## Wie werden Lastgangdaten versendet ?

Täglicher Versand der Lastgangdaten vom Netzbetreiber im MSCONS-Format an den Direktvermarkter

→ Basis für Abrechnung



# Fernsteuerbarkeit: Vorgaben zur Direktvermarktung

## Fernsteuerbarkeit: § 10b Abs. 1 Nr. 1 und 2 EEG 2023 Vorgaben zur Direktvermarktung

Rechtliche Regelung:

**Anlagenbetreiber** müssen ihre Anlagen mit **technischen Einrichtung** ausstatten, über die der Direktvermarkter .....oder ein die jeweilige **Ist-Einspeisung** abrufen kann und über die die Einspeiseleistung stufenweise oder, sofern die technische Möglichkeit besteht, stufenlos **ferngesteuert geregelt** werden kann. **Befugnis** des Direktvermarkters zur Abrufung der Ist-Einspeisung und Fernsteuerung.

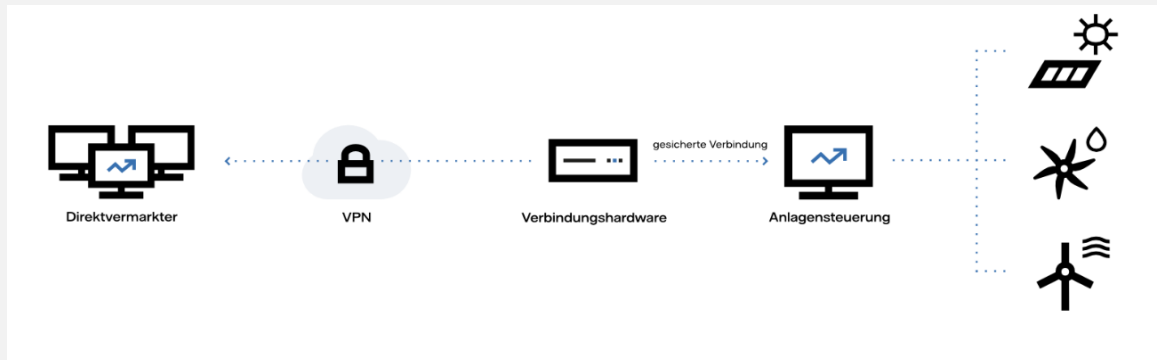
- ⇒ verpflichtend für Anlagen in der geförderten DV
- ⇒ verantwortlich: **Anlagenbetreiber**

### § 10b Vorgaben zur Direktvermarktung

- (1) <sup>1</sup>Anlagenbetreiber, die den in ihren Anlagen erzeugten Strom direkt vermarkten, müssen
1. ihre Anlagen mit technischen Einrichtungen ausstatten, über die das Direktvermarktungsunternehmen oder die andere Person, an die der Strom veräußert wird, jederzeit
    - a) die Ist-Einspeisung abrufen kann und
    - b) die Einspeiseleistung stufenweise oder, sobald die technische Möglichkeit besteht, stufenlos ferngesteuert regeln kann, und
  2. dem Direktvermarktungsunternehmen oder der anderen Person, an die der Strom veräußert wird, die Befugnis einräumen, jederzeit
    - a) die Ist-Einspeisung abzurufen und
    - b) die Einspeiseleistung ferngesteuert in einem Umfang zu regeln, der für eine bedarfsgerechte Einspeisung des Stroms erforderlich und nicht nach den genehmigungsrechtlichen Vorgaben nachweislich ausgeschlossen ist.

# Verantwortlichkeit und Kostenübernahme

- Herstellung der Fernsteuerbarkeit => **Verantwortung des Anlagenbetreibers.**
- Anlagenbetreiber beauftragt **Dienstleister seiner Wahl**, eine Fernsteuerungsanbindung mit der notwendigen **Hardware auszustatten.**
- Betreiber trägt Kosten bei einem Direktvermarkterwechsel (Lizenzen, Zertifikate, etc.).



## Windpark-Schnittstellen

BTC  
ee technik  
Emsys  
Enercon  
GE  
HanseWerk  
Nordex  
Protea  
Quantec  
Scada and More  
Servion  
WPD Windmanager Technik

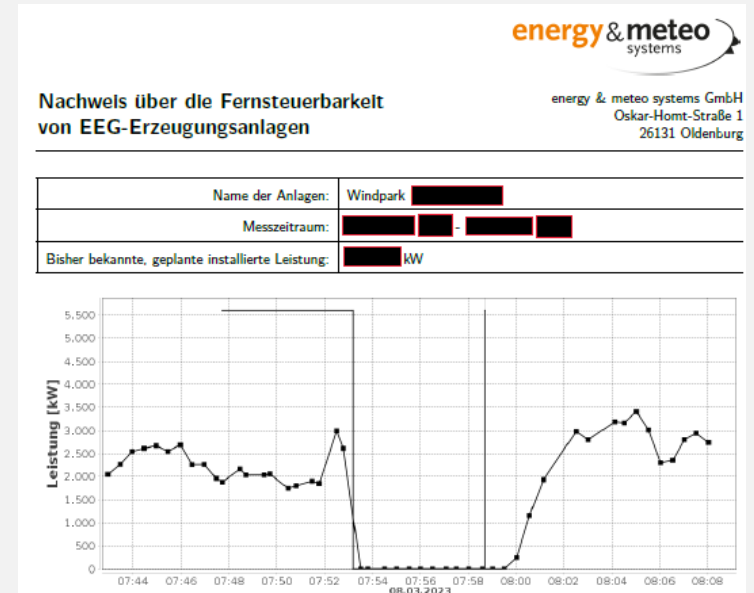


## Solarpark-Schnittstellen

ATS  
Conpower  
EP Grid  
ESB  
Gantner  
IBC Solar  
JPs-Projects  
Meteocontrol  
Skytron  
SolarLog  
Etc.

# Wie wird die Anbindung hergestellt ? Welche Nachweise sind erforderlich ?

- Um die Fernsteuerungsanbindung zu Vattenfall herzustellen, muss der Anlagenbetreiber seinen gewählten Schnittstellen-Dienstleister beauftragen, auf unseren **Dienstleister (energy & meteo systems)** zuzugehen.
- Sobald die Anbindung hergestellt wurde, wird ein **Fernsteuerungstest** durchgeführt, um zu prüfen, ob der Park die tatsächlichen Echtzeitdaten übermittelt und um den Fernzugriff zu testen. Nach erfolgreicher Testung der Fernsteuerbarkeit wird ein **Fernsteuerungsnachweis (Testat oder auch Testprotokoll)** erstellt.
- Dieser **bescheinigt** dem Anlagenbetreiber und auch dem Verteilnetzbetreiber, dass der Park über die verpflichtende Fernsteuerbarkeit verfügt => Inanspruchnahme der Marktprämie

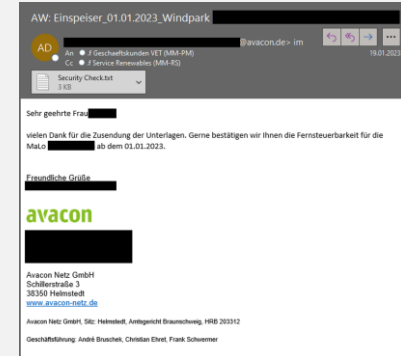


# Nachweis der Fernsteuerbarkeit, Rechtsfolgen bei Verstoß

**Nachweise:** vom Direktvermarkter an den Netzbetreiber zu übermitteln

- (1) Erklärung der Fernsteuerbarkeit
- (2) Fernsteuerungstestat
- (3) Einbaubeleg der Fernsteuerungstechnik

**Bestätigung** Netzbetreiber per Mail



**Rechtsfolge** bei Verstoß, d.h. fehlender oder verspäteter Nachweis:

→ Verringerung des anzulegenden Wertes gemäß § 52 Abs. 1 Nr. 4 EEG 2023 i.V. mit § 52 Abs. 2 EEG 2023

Die zu leistende Zahlung beträgt 10.000 Euro pro MW installierter Leistung der Anlage und Kalendermonat vom Anlagenbetreiber an den Netzbetreiber, in dem ganz oder zeitweise ein Pflichtverstoß vorliegt oder andauert.

# Folgen einer Nicht-Reaktion von Parks bei anliegendem Steuerungssignal

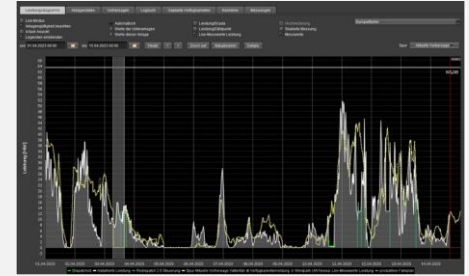
1. Forecast-Abweichungen und damit **Imbalance- und Intraday-Kosten**
2. Nicht-realisierten Day-Ahead- bzw. Intraday-Erlösen
3. **Mehraufwand in der Ursachenanalyse** und Abrechnung

→ Einstelliger Prozentsatz mit Nicht-Reaktion von Parks

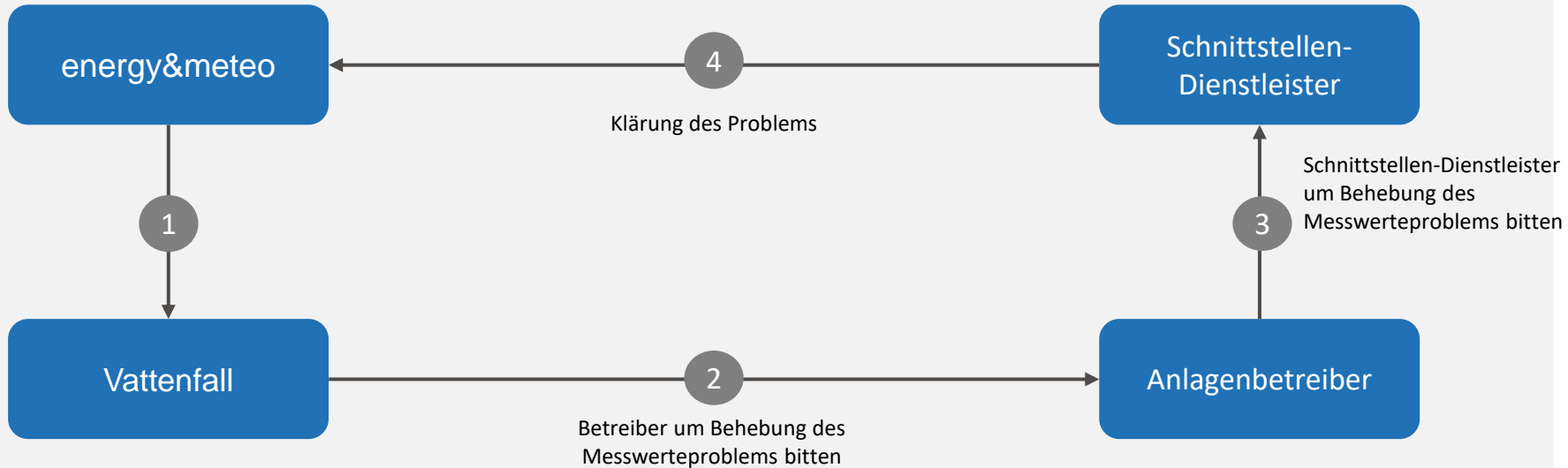
→ Weiterberechnung der Imbalancekosten an den Anlagenbetreiber



# Messwertprobleme



## Fehlende Realtime-Daten

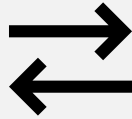




# Redispatch 2.0 hat Einspeisemanagement abgelöst



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



**Verstärkter  
Austausch von  
Informationen**  
zwischen NB,  
Betreibern  
Technischer  
Ressourcen **(BTR)**  
und DV



**Kooperation**  
von ÜNB, VNB und  
Einsatzverant-  
wortlichem **(EIV)**  
soll **Kosten senken**



**Bilanzieller und  
finanzieller  
Ausgleich** für  
Abregelung



Höhere  
Anforderungen  
an **Prognosegüte**

# Verpflichtungen des Betreibers zur Datenlieferung an den VNB

Folgende Meldungen & Rollen (**EIV & BTR**) können durch uns als Direktvermarkter zur Meldung an den Netzbetreiber übernommen werden:

- Meldung der **Abrechnungsvariante** je Steuerbarer Ressource SR beim ANB (Pauschal- oder Spitz, falls Prognosemodell)
- Meldung des **Bilanzierungsmodells** (Prognose- oder Planwertmodell)
- Wahl von **Duldungs- oder Aufforderungsfall**
- **Stammdaten, Echtzeitdaten und Nichtbeanspruchbarkeiten** (marktbasierte Abregelung) im Prognosemodell
- **Stamm-, Planungs-, Echtzeitdaten und Nichtbeanspruchbarkeiten** im Planwertmodell

## Wie erfolgen prozessual die Meldungen ?

- **Prognosemodell:** VET -> Dienstleister -> **DataProvider (Raida)** -> VNB
- **Planwertmodell:** VET Planungsdaten -> Dienstleister -> ÜNB
- BTR übernimmt Ausfallarbeitsabstimmung, kann dienstleistend übernommen werden.



Direktvermarktung – ein Blick hinter die Kulissen

# REMIT

**REMIT:** „Regulation on wholesale Energy Market Integrity and Transparency“

**Verordnung (EU) Nr. 1227/2011** Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarktes (REMIT)

- Seit Dezember 2011 in Kraft

**Zugehörige Durchführungsverordnung (EU) Nr. 1348/2014 über die Datenmeldung gem. Art 8 Abs. 2 & 6  
Verordnung (EU) 1227/2011**

- Seit Dezember 2014 in Kraft

## Ziel :

- Registrierungs- und Meldepflichten zur Ergänzung bisheriger Veröffentlichungspflichten
- Erhöhung der Transparenz auf den Großhandelsmärkten
- Verhinderung von Marktmanipulation und Insiderhandel

# Marktteilnehmer, Meldungen

## Marktteilnehmer:

- Betreiber von **EEG-Anlagen (10 MW)\*** , Energiehändler, EVUs, große Industriekunden, Betreiber von Gasspeichern
- müssen sich bei Markttransparenzstelle (ACER) registrieren



## Anlagendefinition:

Es wird nicht der EEG- Anlagenbegriff zu Grunde gelegt, sondern die Produktionseinheit, auf die sich der Handels- / Transportvertrag bezieht. Mehrere über denselben Verknüpfungspunkt einspeisende und einheitlich vermarktende Anlagen gelten als eine Anlage.

Beispiel: Der Betreiber eines Windparks mit einer Gesamtleistung von 20 MW bestehend aus 10 Einzelanlagen mit je 2 MW muss sich registrieren.

## Meldungen von Transaktionen und Fundamentaldaten

- OTC-Verträge (ab 04/2016)
- Kapazität der geplanten oder ungeplanten Nichtverfügbarkeit
- Verantwortlich: Anlagenbetreiber, Übertragung an Dritte



# Meldung von Transaktionsdaten



- Vertragsdetails wie **Vertragsparteien, vereinbarter Preis und Menge, Zeitpunkt des Vertragsabschlusses...**
- **Monatliche Meldungen** über eingespeiste und entsprechend vergütete Mengen



- Die Meldepflicht liegt grundsätzlich bei beiden Marktteilnehmern (Vertragsparteien), kann aber auch im Namen der jeweils anderen Partei oder durch Dritte erfolgen.



- Die Nichtregistrierung sowie das Nichtmelden von Daten stellen eine Ordnungswidrigkeit dar und werden mit einem Bußgeld geahndet (bis zu 1 Mio. €) bzw. Straftatbestand

# Meldung von Insider-Informationen



- **Alle nicht öffentlich bekannten präzisen Informationen** über ein Unternehmen/Anlage, die direkt oder indirekt Energiegroßhandelsprodukte betreffen und **deren Bekanntwerden die Preise wahrscheinlich erheblich beeinflussen.**
  - *Beispiel:* plötzlicher Anlagenausfall, kurzfristige Verfügbarkeit von Anlagen (bei erheblicher Anlagengröße marktrelevant und meldepflichtig)



- Meldepflicht liegt grundsätzlich beim Anlagenbetreiber
- Als „**erhebliche Anlagengröße**“ hat sich im Markt das Verständnis von **100 MW** festgesetzt. Dies ist weder offiziell noch rechtlich verbindlich festgehalten.
- Strafen: siehe Transaktionsdaten

# Umsetzung/Prozesse

## Was mussten wir machen ?

- Entscheidung für einen Dienstleister als (RRM)\*, weil ACER es aus Gründen der operativen Zuverlässigkeit als notwendig erachtet, Meldungen über diesen zu tätigen.
- Aufsatz einer **Schnittstelle** zum RRM (Transaktionsdatengenerierung aller relevanten Verträge), damit relevante Daten monatlich aus internen Systemen exportiert werden können.

## Welche Verträge mussten wir schließen ?

- Dienstleistungsvereinbarung (DL) mit RRM
- **Datenmeldevereinbarungen (DMV) separat oder im Rahmen des Direktvermarktungsvertrages mit Endkunden** für die Übernahme von Meldungen

## Welche Dienstleistungen & Meldungen erbringen wir ?

- Meldungen von Transaktionsdaten zu Direktvermarktungsverträgen

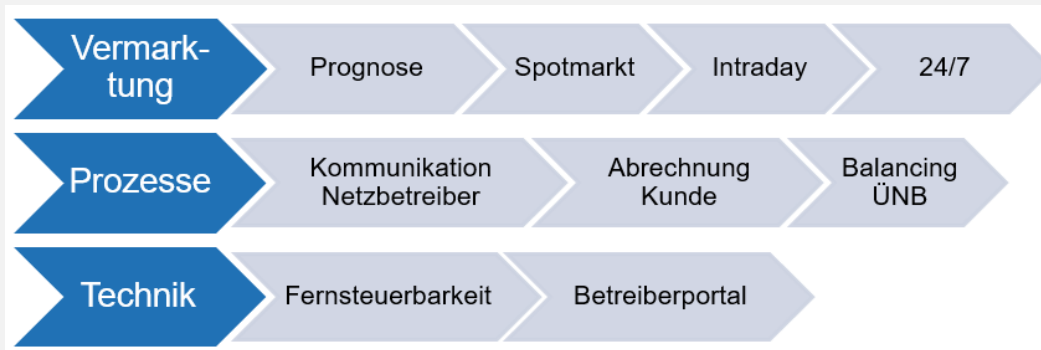
**Probleme:** fehlende Betreiberregistrierung, Umgang mit Mismatches (Recherche), Nachmeldungen

\*Registered Reporting Mechanism

# Zusammenfassung operative & finanzielle Risiken

- Fehlende Verfügbarkeitsmeldungen der Anlagen
- Fehlende Steuerungsreaktion und Ist-Daten, defekte Fernsteuerungsschnittstelle
- Ausgleichsenergie- und Marktwertisiko Übernahme durch den Direktvermarkter\*)

=> Übernahme zahlreicher Datenlieferungen für den Anlagenbetreiber bedürfen hoher Zuverlässigkeit und Schnittstellen in Prozesskette/Systeme seitens des Direktvermarkters und zu anderen Marktteilnehmern



\*) Vgl. detaillierter Vattenfall Webinar Direktvermarktung im Wandel 28. & 30.03.2023 <https://energysales.vattenfall.de/veranstaltungen/webinare/unterlagen>



# Zukunft der (Direkt)-Vermarktung

- **Energiepreisentwicklung:** Wie entwickeln sich die Marktpreise- weitere Erholung oder erneuter Anstieg ?
- Wird die Inanspruchnahme der Marktprämie stark rückläufig durch Wechsel in die sonstige DV mit Erlösen oberhalb des anzulegenden Wertes bzw. mit Fixpreisen & Herkunftsnachweisen sein ?
- EU-Kommissionsvorschlag<sup>1)</sup> aus März 2023 zur **Reform der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung (EU) 2019/943256:** Neuer Artikel 19b: direkte Preisstützungssysteme **nur noch über zweiseitige CfD für Neuinvestitionen in Windenergie...**
- Werden sich **PPAs** durch Offshore und PV-Freiflächen weiter durchsetzen, in dem die Mitgliedstaaten nach Artikel 15 Abs. 8 der Richtlinie (EU) 2018/2001<sup>2)</sup> des Europäischen Parlaments und des Rates die rechtlichen und administrativen Hindernisse für langfristige Verträge durch entsprechende **Maßnahmen** beseitigen?
- **Ausbau Erneuerbare & weitere EEG-Änderungen** mit finanz. Anpassungen (z.B. Rückgabe nicht realisierter Zuschläge aus 2021&2022 und erneute Ausschreibungsteilnahme)

<sup>1)</sup>Europäische Kommission: Vorschlag für eine VERORDNUNG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES zur Änderung der Verordnungen (EU) 2019/943 und (EU) 2019/942 sowie der Richtlinien (EU) 2018/2001 und (EU) 2019/944 zur Verbesserung der Gestaltung der Elektrizitätsmärkte in der EU. EBMVO, vom 14.03.2023, Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52023PC0148&from=EN>.

<sup>2)</sup>Europäische Union: RICHTLINIE (EU) 2018/2001 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung). Fundstelle: ABl. L 328 vom 21.12.2018, Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001&from=EN>.

## Zusammenfassung

- Wir haben Ihnen einen **detaillierten Einblick** in unterschiedliche **Vermarktungs-Kompetenzbereiche gegeben, wie Windstrom vermarktet wird, welche operativen und prozessualen Verpflichtungen** sowie Risiken damit verbunden sind, die nach außen hin oftmals unsichtbar sind.
- Die (Direkt-)Vermarktung ist und **bleibt wesentlicher Baustein** für die Marktintegration der erneuerbaren Energien, ganz gleich ob mit EEG-Fördermechanismus, oder PPA.
- **Regulatorische Änderungen** hinsichtlich des Strommarktdesigns und weitere **Anpassungen des EEG** sind zu erwarten, damit der Ausbau der erneuerbaren den Zielpfad entsprechen wird.

**Die Zeit drängt – lassen Sie uns die Integration der Erneuerbaren weiter gestalten.**

**Vielen Dank für Ihre Teilnahme.**

# Kontakt:

## Ihr Ansprechpartner

**Hanno Mieth**  
**Senior Renewables Originator**

Renewables Sales  
Business Area Markets  
Vattenfall Energy Trading GmbH  
Dammtorstr. 29-32  
D-20354 Hamburg

+49 40 24430-532  
+49 152 54 62 62 86

[hanno.mieth@vattenfall.de](mailto:hanno.mieth@vattenfall.de)  
<https://www.linkedin.com/in/hanno-mieth-57557a1b6/>  
<https://energysales.vattenfall.de/>



### Hinweis:

Vattenfall übernimmt keine Gewähr für die Vollständigkeit, Richtigkeit und Aktualität der Angaben. Die vorliegende Präsentation dient lediglich der Information und ersetzt keine individuelle Rechtsberatung.