

# Redispatch als Risikofaktor der Direktvermarktung

Spreewind 2023, Markus Bauer



# Ein starker Konzernverbund für die Bedürfnisse unserer Kundinnen und Kunden



## E.ON SE

Kundenlösungen

Energienetze



## E.ON Energie Deutschland



### Nationale Marken



### Regionale Marken



### E.ON Energie Dialog



# E.ON Energie Deutschland – für unsere Kundinnen und Kunden vor Ort



Rund 100 regionale  
Kundencenter und  
mobile Anlaufstellen  
für die persönliche  
Beratung vor Ort



Standorte



Unternehmenssitz EDG



Regionale Marken

## Energielösungen für unsere B2SME-Kundinnen und -Kunden

### Strom- und Gasbelieferung

Passgenaue Produkte für die unterschiedlichen Bedürfnisse unserer Geschäftskunden

### Photovoltaik

Auf Wunsch alles aus einer Hand an: von Planung über Finanzierung bis hin zu Installation, Wartung, Service und Speicherlösung

### Energieeffizienz für Unternehmen

Individuelle Beratung zum Thema Energiesparen und Energieeffizienz – unser Fokus, um unsere Kunden aktuell bestmöglich zu unterstützen

### E.ON Digital Business

Volle Transparenz mit intelligenten Digitalservices wie Zählern, Messsystemen und dem E.ON Energieberater 365

### Elektromobilität

Aufbau und Betrieb von Ladelösungen für Unternehmensstandorte, fürs Zuhause der Mitarbeitenden und für unterwegs

### Direktvermarktung

Vermarktung der Energie aus Ihrer Erzeugungs-Anlage (inkl. Dienstleistungen im RD2.0-Umfeld)

# „Geburtswehen“ von RD 2.0

Ursprüngliche Zielsetzung von Redispatch 2.0:

- **Optimierung von Redispatch-Maßnahmen** durch Einbeziehung aller Erzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung ab 100 kW
- Dadurch Erreichung des vorrangigen Ziels einer **Reduktion der Systemkosten**
- Bilanzkreisausgleich durch die Verteilnetzbetreiber (**„bilanzieller Ausgleich“ als Regelfall**)

Basis: standardisierter und qualitätsgesicherte **Informations- und Datenaustausch zwischen den Marktteilnehmern.**

Ist-Situation:

- Direktvermarkter mussten Software in kürzester Zeit programmieren (**keine Software „von der Stange“ verfügbar**). Ständige Weiterentwicklung nötig, „Operation am offenen Herzen“.
- Vielzahl der neu zu integrierenden Anlagen überfordert Marktteilnehmer:
  - **Neue Stammdaten** (z.B. TR-ID, SR-ID) sollen vom Anlagenbetreiber geliefert werden: Tippfehler, falsche Zuordnung zu EEG-Anlage und Marktlokation, Übersendung an Vermarkter als Bilddatei, offensichtliche Ablehnung („Was interessiert mich das?“)
  - **Datenmenge steigt** (z.B. Meldung Wetterdaten, Ausfallzeiten). Höhere Dimensionierung von IT nötig.
- Für Bilanzkreisausgleich **fehlen oft Daten** (keine Übermittlung von Ausfallarbeiten durch VNB).

# Beispiele aus der Praxis („laufender Betrieb“)

## • Stammdaten-Clearing:

- Connect+ gibt lediglich technische Rückmeldung über Empfang im System. Rückmeldung des Verteilnetzbetreibers erfolgt in der Regel nicht. Trotz positiver ACK von Connect+ keine Garantie, dass RD2.0-Daten korrekt sind.
- Klärungsaufwand bei einer SR für ein Umspannwerk, das mehrere Parks enthält, die mehreren Anlagenbetreibern gehören und auch noch bei unterschiedlichen Direktvermarktern unter Vertrag sind.

Sehr geehrte Frau [REDACTED]

leider sind die Anlagen noch nicht bei uns im System angelegt. Wir sind bereits an der Erarbeitung einer Lösung. Sobald die Anlagen angelegt sind, geben wir Ihnen eine Rückinfo, so dass die Stammdaten erneut von Ihnen gemeldet werden können.

Bis dahin bitten wir um etwas Geduld.

Vielen Dank.

Freundliche Grüße  
[REDACTED]

## • Hoher Clearing-Aufwand für RD2.0-Maßnahmen:

- Rückwirkende Korrekturen der übermittelten Ausfallarbeit bis zu 1,5 Jahre nach der Maßnahme
- Mehrfache Änderungen der Daten pro Monat und Marktlotation. Anlagenbetreiber können Abrechnung nicht mehr nachvollziehen, im schlimmsten Fall erfolgen mehrere Korrekturrechnungen.
- „Zuständigkeits-Wirrwarr“ beim Verteilnetzbetreiber: unterschiedliche Bearbeiter für identische Daten (Ausfallarbeit) je nach Marktrolle (Lieferant oder BTR).

Hallo Frau [REDACTED]

die gesendeten Korrekturen für den Mai 2022 sind richtig und die Folge eines Massen-Stornos am 11. Mai 2022. Solch ein Vorfall ist äußerst selten und ist bislang nur einmalig vorgekommen. Diese Gutschriften müssen Sie allerdings dann auch stornieren. Grundsätzlich gibt es außerdem im Rahmen der Übergangslösung keine Fristen. In der Regel verändern sich nichtsdestotrotz die versendeten Daten – bis auf einige Ausnahmen - nicht mehr.

Ich hoffe ich konnte Ihnen weiterhelfen.

Beste Grüße  
[REDACTED]

## • Ungenügender Wechselprozess für Marktrolle EIV/BTR

- Wechsel nur möglich, wenn anderer EIV/BTR aktiv übernimmt.
- Abmeldung aus der Rolle EIV/BTR nach Beendigung der Dienstleistungsvertrages wird vom Netzbetreiber nicht akzeptiert.

Sehr geehrte Frau [REDACTED]

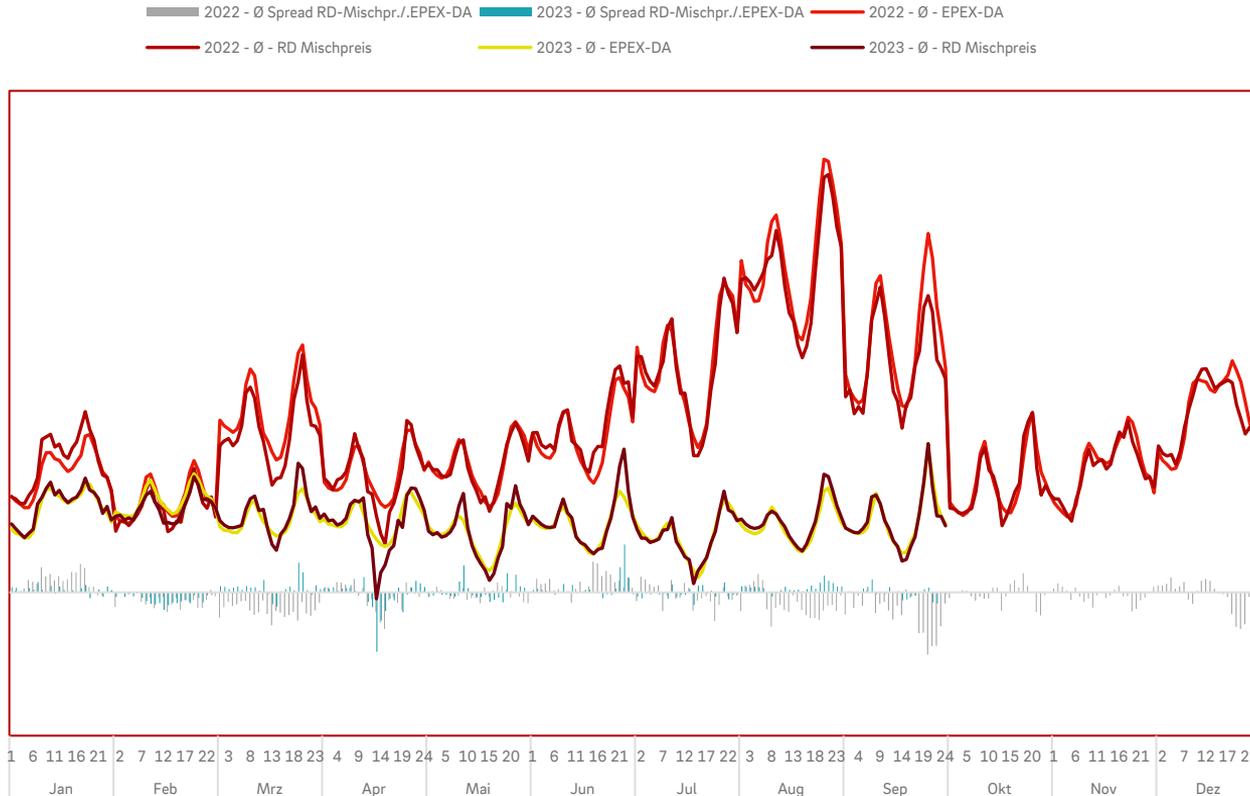
vielen Dank für Ihre Nachricht.

Der Prozess des EIV-Wechsels wurde im Online-Seminar von Connect+ thematisiert. Dort wurde noch einmal betont, dass eine EIV-Abmeldung aktuell noch nicht vorgesehen ist, sondern nur ein EIV-Wechsel zu einer Änderung in unseren Systemen führt. Insofern das AB sich um keinen neuen EIV gekümmert hat und eine A15 an uns gesendet wurde, bleibt Ihr Unternehmen der aktive EIV. Der Wechselprozess ist in den Unterlagen zum Webinar einsehbar. Eine reine Abmeldung ohne einen EIV, der die Rolle ab dem Datum der Abmeldung übernimmt, ist nicht möglich.

Liegt Ihnen eventuell eine Außerbetriebnahme Bescheinigung vor?

Freundliche Grüße  
[REDACTED]

# Preisentwicklung seit Beginn Redispatch 2.0 (Stundenmittel)



Marktberuhigung seit Beginn 2023, allerdings starke Volatilität bei Ausgleichsenergie.

Spread Mischpreis – EPEX-Spot häufig sehr negativ: RD2.0-Maßnahmen in diesem Zeitraum stellen Verlustrisiko für den Direktvermarkter dar.

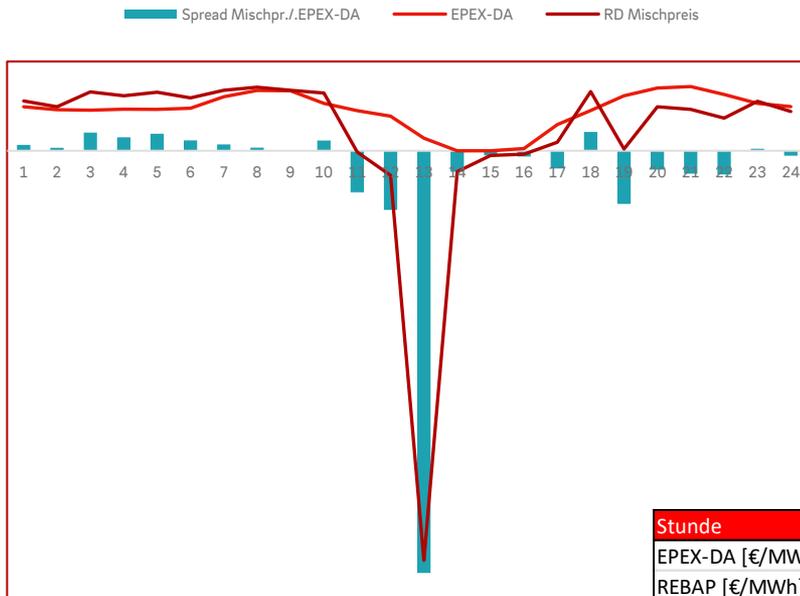
Sowohl RD2.0-Maßnahmen als auch Höhe des Mischpreises vom Direktvermarkter nicht beeinflussbar.

## Terminmarkt Strom – Base 2025 DE



Quelle Grafik Terminmarkt: CKE Services, 25.10.2023

# Risikosituation am Beispiel 21.04.2023



Situation: hohes Strom-Überangebot in den Stunden 11 bis 14 – daraus resultierend sehr negativer REBAP.

Beispiel Berechnung:

- RD-Maßnahme durch Netzbetreiber ihv. 10 MW pro Stunde
- Dauer der Maßnahme 7h
- Schadensrisiko 12.788 €.

Risiko muss mit Wahrscheinlichkeit bewertet werden.

Stunde	11	12	13	14	15	16	17
EPEX-DA [€/MWh]	90,00	77,43	28,35	0,09	0,05	5,29	58,57
REBAP [€/MWh]	-253,15	-313,96	-3.362,95	-119,39	14,79	19,56	44,56
Mischpreis [€/MWh]	-2,69	-54,87	-916,00	-46,72	-10,28	-7,56	19,15
Abschaltmenge [MWh]	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00
Risiko [€]	-926,92 €	-1.323,03 €	-9.443,51 €	-468,07 €	-103,30 €	-128,52 €	-394,21 €
Summe [€]	-12.787,57 €						

# Nötige Anpassungen im RD2.0-Prozess

## Verbesserungen:

- Konsultation der BNetzA (u.a. externes Gutachten)
- Richtungsimpulse BDEW
  - Verringerung der betroffenen Marktrollen
  - Weiterentwicklung der Prozesse zu RD-Maßnahmen, Ausfallarbeit und Wechsel des EIV
  - Anpassung der Bilanzierungsmodelle

## Aufwandsentschädigung muss angemessen sein:

- Übernahme der Rolle EIV/BTR verursacht Aufwand beim Direktvermarkter:
- Entwicklung Software und Implementierung der neuen Formate in bestehender IT-Landschaft
- Clearing-Aufwand erfordert zusätzliches Personal (Daueraufgabe)
- Finanzielles Risiko in der Direktvermarktung steigt

Ziel muss sein, den Aufwand für den Markt so gering wie möglich halten und die Risiken zwischen den Akteuren gerecht zu verteilen. RD 2.0 funktioniert nur im gemeinsamen Zusammenspiel aller Beteiligten.

An aerial photograph of a dense forest of evergreen trees, likely spruce or fir, covering a hillside. The trees are in various shades of green, from dark to light, suggesting different species or lighting conditions. The overall scene is lush and natural.

**Danke!**

*e.on*