



RD 2.0 FAQ „Anlagenbetreiber“

Inhaltsverzeichnis

Allgemeine Fragen	4
Was ist Redispatch?	4
Wie funktioniert Redispatch?	4
Was ändert sich mit Redispatch 2.0 (RD 2.0)?	4
Welche Anlagen nehmen am Redispatch 2.0 teil?	5
Ist Redispatch 2.0 verpflichtend?	5
Wie hoch ist die Wahrscheinlichkeit, dass meine Anlage zum Gegenstand von Redispatch 2 -Maßnahmen gemacht wird?	5
Warum muss ich am Redispatch 2.0 teilnehmen?	6
Wo kann ich die Festlegungen der Bundesnetzagentur einsehen?	6
Was ist der Unterschied zwischen Redispatch 2.0 und Einspeisemanagement?	6
Was ist eine TR-ID? Was ist eine SR-ID?	7
Aufgaben und Pflichten Anlagenbetreibende, EIV und BTR	8
Welche Aufgaben kommen konkret auf mich als Anlagenbetreiber zu?	8
Sind Änderungen an der Erzeugungsanlage oder an der Fernwirkankopplung der Erzeugungsanlagen durch mich als Anlagenbetreiber für das Redispatch 2.0 vorzunehmen?	8
Muss ich Daten, die ich einmal mitgeteilt habe, später ändern oder korrigieren?	9
Was sind Einsatzverantwortlicher (EIV) und Betreiber der technischen Ressource (BTR)?	9
Darf ich die Aufgaben eines Einsatzverantwortlichen (EIV) bzw. des Betreibers der technischen Ressource (BTR) selbst wahrnehmen?	10
Wie erfolgt die Meldung der Rollen des Einsatzverantwortlichen (EIV) und des Betreibers der technischen Ressource (BTR) bei Anlagenaufteilung (z.B. PV-Anlage mit mehrere (Abrechnungs-) Anlagenbetreiber?	10
Bin ich als „kleiner“ Anlagenbetreiber (Anlage nicht in der Direktvermarktung) technisch sowie prozessual überhaupt in der Lage die Datenkommunikation der Rollen EIV & BTR selbst umzusetzen? Brauche ich für die Rollen EIV & BTR einen Dienstleister?	11
Welche Daten muss ich als Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber mitteilen?	11



Ab wann und wie häufig sind die Daten (Stamm-, Planungsdaten und Nichtverfügbarkeiten) mitzuteilen?	12
Wie erfolgt die Kommunikation der Wetterdaten bei der Spitzabrechnung?	12
Bietet mein Anschlussnetzbetreiber eine Dienstleistung für die Markttrollen „Einsatzverantwortlicher (EIV)“ und „Betreiber einer technischen Ressource (BTR)“ an?	13
Darf ich meinen EIV und BTR später wechseln?	13
Connect+/Raida und Data Provider	14
Was ist Connect+ und wofür wird es verwendet?	14
Antworten für EIVs	15
Wenn ich als AB beide Rollen (EIV und BTR) übernehme, kann ich dann eine "BDEW ID" kommunizieren oder benötigt jede Rolle unbedingt jeweils eine eigene ID (EIV-ID und BTR-ID)?	15
Gibt es einen Übergangsprozess bzw. alternative Möglichkeit für mich als EIV zur Datenrückmeldung außerhalb des gewählten DPs (z.B. Connect)?	15
Wie erhalte ich als EIV, die für die Registrierung bei Connect + relevante Data Provider ID?	15
Vergütung, Entschädigung und Abrechnung	16
Derzeit werden mir Ausfälle, die durch das Einspeisemanagement verursacht werden, vergütet. Ist das im Redispatch 2.0 genauso?	16
Gibt es eine Entschädigung, wenn meine Anlage zum Gegenstand von Redispatch 2.0 -Maßnahmen gemacht wird?	16
Wie oft kann man zwischen den Abrechnungsverfahren wechseln?	16
Gibt es bei Photovoltaik- und Windkraftanlagen einen Unterschied wie das Pauschalverfahren vergütet wird?	17
Ändert sich etwas an meiner Einspeisevergütung?	17
Wie wird zukünftig die Ausfallenergie ermittelt?	17
Welches Abrechnungsmodell ist für mich sinnvoll?	17
In der Vergangenheit gab es immer wieder Diskussionen über die Entschädigung meines Direktvermarkters für den Einsatz. Wird das nun anders?	18
Prognose	19
Worüber entscheide ich bei der Auswahl des Planwert- oder Prognosemodells?	19



Erfolgt die Übermittlung der Zuordnung zum Bilanzierungs-, Abrechnungs- und Abrufmodell durch den AB/EIV über die initiale Stammdatenmeldung über Connect+/RAIDA (ab dem 01.07.2021) oder formlos per Mail vor dem 01.07.2021? 19

Sonderfälle 20

Ist meine 100%-Selbstverbrauch-Anlage auch vom Redispatch 2.0 betroffen? 20

Weitere Infos, Fristen und Links 21

Was passiert, wenn meine Anlage am 1.Oktober 2021 den Redispatch 2.0 nicht vollständig bedienen kann (z.B. weil ich keinen EIV benannt habe)? 21

Weitere Informationen finden Sie unter: 21



Allgemeine Fragen

Was ist Redispatch?

Redispatch ist ein Begriff aus der Kraftwerkssteuerung. Gemeint ist die Anpassung der Wirkleistung einer Stromerzeugungsanlage durch den Netzbetreiber mit dem Ziel, Netzengpässe kostengünstig und optimal zu reduzieren. Derzeit findet Redispatch nur im Übertragungsnetz (Redispatch 1.0) statt. Durch die vielen neuen Einspeiser in niedrigeren Spannungsebenen sind ab dem 1. Oktober 2021 jedoch auch wir als Verteilnetzbetreiber dazu aufgefordert, Redispatch umzusetzen – deswegen Redispatch 2.0 (RD 2.0).

In [diesem Video](#) erklärt die Bundesnetzagentur bspw. das Thema:

<https://www.youtube.com/watch?v=HlajwfoWWQ>

Wie funktioniert Redispatch?

Der Übertragungsnetzbetreiber prognostiziert die Netzsituation und sorgt bei einem Engpass dafür, dass Kraftwerksbetreiber ihre geplante Stromproduktion verändern. Beim Redispatch 1.0 gilt das nur für Anlagen mit einer Leistung von über 10 MW. Zukünftig prognostizieren Übertragungsnetzbetreiber und Verteilnetzbetreiber alle Anlagen größer 100 kW und kleiner 10 MW. (Anlagen von über 10 MW verbleiben im Redispatch 1.0).

Was ändert sich mit Redispatch 2.0 (RD 2.0)?

Ab dem 1. Oktober 2021 nehmen alle Erzeugungsanlagen und Stromspeicher mit einer Leistung ab 100 kW an der Veränderung der geplanten Stromproduktion teil. Damit sind künftig nicht nur Übertragungsnetzbetreiber allein für den Redispatch verantwortlich, sondern alle Netzbetreiber.



Welche Anlagen nehmen am Redispatch 2.0 teil?

Neben allen Anlagen (Speicher und alle Einspeiser) ab einer Leistung von 100 kW können auch Anlagen, die bereits durch uns als Netzbetreiber steuerbar sind, für den Redispatch 2.0 herangezogen werden. Grundsätzlich betrifft dies auch die Anlagen, die Strom aus erneuerbaren Energien oder mit Kraft-Wärme-Kopplung produzieren.

Ist Redispatch 2.0 verpflichtend?

Ja, es ist eine gesetzliche Vorgabe, sie steht in § 13a EnWG und § 14 EnWG in der Version des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes vom 13. Mai 2019. Weitere Details dazu finden Sie bei der [Bundesnetzagentur](#) unter den Festlegungen zum Redispatch 2.0 [BK6-20-059](#) und [BK6-20-061](#).

Wie hoch ist die Wahrscheinlichkeit, dass meine Anlage zum Gegenstand von Redispatch 2 -Maßnahmen gemacht wird?

Dazu lässt sich pauschal keine Aussage treffen. Es hängt von möglichen Netzengpässen sowohl im Netz des Anschlussnetzbetreibers als auch in den vorgelagerten Netzen und im Übertragungsnetz ab. Abhängig u.a. von den jeweiligen Netzzuständen und dem zukünftigen Ausbau von Stromerzeugungsanlagen kann sich die Wahrscheinlichkeit erhöhen oder – bei zukünftigen Netzausbaumaßnahmen – auch verringern.



Warum muss ich am Redispatch 2.0 teilnehmen?

Sie erfüllen so die gesetzlichen Vorgaben aus dem Netzausbaubeschleunigungsgesetz und die Festlegungen der Bundesnetzagentur BK6-20-059, BK6-20-060 und BK6-20-061. Die Teilnahme am Redispatch 2.0 ist verpflichtend für Betreiber von allen Speichern und einspeisenden Anlagen größer 100 kW oder, wenn es der Netzbetreiber wünscht, auch alle einspeisenden Anlagen unter 100 kW, wenn diese jederzeit fernsteuerbar sind.

Wo kann ich die Festlegungen der Bundesnetzagentur einsehen?

Den aktuellen Stand mit allen Anhängen finden Sie auf der Webseite der Bundesnetzagentur www.bnetza.de.

Was ist der Unterschied zwischen Redispatch 2.0 und Einspeisemanagement?

Der zentrale Unterschied ist, dass im Redispatch 2.0 der Eingriff in die Erzeugungsleistung Ihrer Anlage auf Basis von Prognosen erfolgt und deshalb zwischen den Netzbetreibern vorab abgestimmt werden kann. Im Einspeisemanagement ging es nur um die kurzfristige Behebung von Netzengpässen. Darüber hinaus stellen wir im Redispatch 2.0 auch den energetischen und bilanziellen Ausgleich sicher. Im RD 2.0 werden Anlagen so entschädigt, als hätte es die Maßnahme nicht gegeben. Dies erfolgt unabhängig davon, ob Ihre Anlage in der Direktvermarkter ist oder nicht.



Was ist eine TR-ID? Was ist eine SR-ID?

Unter der TR-ID versteht man den Identifikator (ID) der Technischen Ressource (TR). Unter der Technischen Ressource wiederum versteht man die jeweilige Anlage selbst. Die TR-ID ist damit nichts anderes als ein eindeutiger Identifikator der jeweiligen Anlage. Als TR-ID kann daher die Marktstammdatenregisternummer der Anlage angegeben werden. Diese Nummer gibt es für jede Anlage bundesweit nämlich nur ein einziges Mal. Die eindeutige Identifikation der Anlage ist somit sichergestellt.

Unter der SR-ID versteht man den Identifikator (ID) der Steuerbaren Ressource (SR). Unter der Steuerbaren Ressource wiederum versteht man – vereinfacht ausgedrückt – die Summe der Technischen Ressourcen, die nur über einen gemeinsamen Punkt steuerbar sind. Ist eine Technische Ressource, also eine Anlage, selbst steuerbar, dann stellt sie selbst auch die Steuerbare Ressource dar. Sind mehrere Technische Ressourcen nur gemeinsam steuerbar, stellen diese Technischen Ressourcen eine einzige gemeinsame Steuerbare Ressource dar. Die SR-ID soll vom Anschlussnetzbetreiber vergeben werden.



Aufgaben und Pflichten Anlagenbetreibende, EIV und BTR

Welche Aufgaben kommen konkret auf mich als Anlagenbetreiber zu?

Mitunter müssen Sie oder Ihre Dienstleister folgende Aufgaben für den RD 2.0 erfüllen:

- Stammdaten der Erzeugungseinheiten liefern
- Prognosen für die Erzeugungseinheiten liefern
- Informationen über Beschränkungen mitteilen
- Echtzeitdaten bereitstellen
- Abrechnungsdaten bereitstellen

Detailinformationen zu diesen Pflichten finden Sie in den Festlegungen [BK6-20-059](#), und [BK6-20-061](#) der Bundesnetzagentur (siehe Allgemeine Fragen) sowie auf der Webseite des „[Bundesverbandes der deutschen Energie- und Wasserwirtschaft \(bdew\)](#)“.

Sind Änderungen an der Erzeugungsanlage oder an der Fernwirkankopplung der Erzeugungsanlagen durch mich als Anlagenbetreiber für das Redispatch 2.0 vorzunehmen?

Neuere Steuerungstechnik ermöglicht die Anlagen optimaler in die RD 2.0 Prozesse zu integrieren. Der Gesetzgeber hat mit Umsetzung des Redispatch 2.0 im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) die Wirkleistungsbegrenzung auf die Erzeugungsanpassung an Stelle der Anpassung der Einspeisung geändert. Für die technische Umsetzung beachten Sie bitte die ergänzenden Netzbetreiber-Anforderungen Ihres zuständigen Anschlussnetzbetreibers. Diese behalten sich vor, Änderungen bzw. andere Verfahren für die Wirkleistungsbegrenzung zu fordern. Nach aktuellem Stand kann auch eine Anpassung der Steuertechnik im Zuge des Rollouts intelligenter Messsysteme inkl. Fernsteuerungstechnik für die IST-Einspeisung und Wirkleistungsbegrenzung vorgesehen sein.



Muss ich Daten, die ich einmal mitgeteilt habe, später ändern oder korrigieren?

Ja. Die initial übermittelten Stammdaten sind bei tatsächlichen Änderungen an der Anlage anzupassen. Alle weiteren Daten müssen im Rahmen der regelmäßigen Meldezyklen über die RD 2.0 vorgegebenen Datenwege aktualisiert werden.

Was sind Einsatzverantwortlicher (EIV) und Betreiber der technischen Ressource (BTR)?

Das sind zwei neue Markttrollen, die mit uns zusammen den Redispatch 2.0 managen.

- **Einsatzverantwortlicher (EIV)**
Der EIV kümmert sich um die Daten vor einer Redispatch-Maßnahme. Er übermittelt zum Beispiel die Stammdaten sowie die Prognosen Ihrer Anlage.
- **Betreiber der technischen Ressource (BTR)**
Der BTR sendet uns die Abrechnungsdaten nach der Redispatch-Maßnahme. Damit können wir den Ausfall der Anlage abrechnen.

Die Bundesnetzagentur hat die Rollen getrennt, damit Sie diese auch an Experten für Energiedaten abgeben können. So kann zum Beispiel Ihr Direktvermarkter der EIV und Ihr Abrechnungsdienstleister der BTR werden.



Darf ich die Aufgaben eines Einsatzverantwortlichen (EIV) bzw. des Betreibers der technischen Ressource (BTR) selbst wahrnehmen?

Selbstverständlich dürfen Sie eine oder auch beide Markttrollen selbst erledigen. EIV und BTR haben eine Reihe von automatisierten Datenaustauschprozessen innerhalb kurzer zeitlicher Fristen zu beherrschen, was entsprechende Software, Hardware und die notwendigen IT-Zertifikate erfordert. Sie müssen die Use-Cases sowie die Datenlieferpflichten nach den BNetzA-Festlegungen kennen und abwickeln können – zum Teil 24 Stunden am Tag. Bitte beachten Sie auch die Vorgaben/Prozessleitfäden des BDEW und melden sich bei Bedarf mit den jeweiligen Markttrollen an.

Wie erfolgt die Meldung der Rollen des Einsatzverantwortlichen (EIV) und des Betreibers der technischen Ressource (BTR) bei Anlagenaufteilung (z.B. PV-Anlage mit mehrere (Abrechnungs-) Anlagenbetreiber)?

Jeder Anlagenbetreiber sollte zur Meldung des EIV und BTR für seine Anlage durch den Anschlussnetzbetreiber aufgefordert worden sein. Sind mehrere Anlagen nur gemeinsam steuerbar, müssen alle Anlagen den gleichen EIV und BTR benennen.



Bin ich als „kleiner“ Anlagenbetreiber (Anlage nicht in der Direktvermarktung) technisch sowie prozessual überhaupt in der Lage die Datenkommunikation der Rollen EIV & BTR selbst umzusetzen? Brauche ich für die Rollen EIV & BTR einen Dienstleister?

EIV und BTR haben eine Reihe von automatisierten Datenaustauschprozessen innerhalb kurzer zeitlicher Fristen zu beherrschen, was entsprechende Software, Hardware und die notwendigen IT-Zertifikate erfordert. Sie müssen die Use-Cases sowie die Datenlieferpflichten nach den BNetzA-Festlegungen kennen und abwickeln können – zum Teil 24 Stunden am Tag. Bitte beachten Sie auch die Vorgaben/Prozessleitfäden des BDEW und melden sich bei Bedarf mit den jeweiligen Markttrollen an. Es empfiehlt sich daher oftmals einen Dienstleister zu suchen, der diese Aufgaben fristgerecht und vollumfänglich abdecken kann. Können Sie die mit den Markttrollen verbundenen Verantwortlichkeiten selbstständig abdecken, sind Sie nicht verpflichtet einen Dienstleister damit zu beauftragen.

Welche Daten muss ich als Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber mitteilen?

Die Datenlieferverpflichtungen richten sich nach den gewählten Modellen (Abrechnung, Abruf,...). Im mutmaßlich aufwandsärmsten Fall mit Nutzung des Prognosemodells als Bilanzierungsmodell und ohne Direktvermarktung müssen im Rahmen des Redispatch 2.0 mindestens Stammdaten und Nichtbeanspruchbarkeiten übermittelt werden. Details zu den erforderlichen Daten können der Festlegung zur Informationsbereitstellung vom 23.03.2021 (Az.: BK6-20-061) entnommen werden. Im Falle eines Abrufes prüft die Rolle „Betreiber einer Technischen Ressource“ (BTR) die ermittelte Ausfallarbeit. Dazu sind je nach Abrechnungsmodell meteorologische Daten zur Verfügung zu stellen.

In weiteren Fällen (z.B. Planwertmodell als Bilanzierungsmodell oder Steuerung der Anlage durch einen Direktvermarkter) sind zusätzlich Planungsdaten und ggfs. Echtzeitdaten durch den benannten Einsatzverantwortliche (EIV) zu liefern.



Ab wann und wie häufig sind die Daten (Stamm-, Planungsdaten und Nichtverfügbarkeiten) mitzuteilen?

Stammdaten sind auf Aufforderung des Netzbetreibers frühestens ab dem 01.07.2021 und ab dann bei Änderungen mitzuteilen. Planungsdaten sind erstmals am 29.09.2021 um 14:30 Uhr und ab dann bei Änderungen jeweils stündlich mitzuteilen. Nichtbeanspruchbarkeitsdaten sind unverzüglich, spätestens jedoch eine Stunde nach Bekanntwerden mitzuteilen. Echtzeitdaten sind ab dem 01.10.2021 um 0:00 Uhr mitzuteilen. Echtzeitdaten sind innerhalb eines Zeitintervalls von maximal 60 Sekunden zu aktualisieren. Dies erfolgt über die in RD 2.0 festgelegten Datenwege und die jeweiligen Marktrollen, in dem Fall die EIVs.

Wie erfolgt die Kommunikation der Wetterdaten bei der Spitzabrechnung?

Die Kommunikation der Wetterdaten (im Prozess meteorologische Daten) erfolgt in der Rolle „Betreiber einer Technischen Ressource“ (BTR) je Technische Ressource über das EDIFACT Format (MSCONS) im Rahmen der Marktkommunikation. Der Prozess ist in der Festlegung BK6-20-059 Anlage 2 beschrieben. Die aktuellen Formate finden Sie unter Dokumente: BDEW Forum Datenformate (edi-energy.de).



Bietet mein Anschlussnetzbetreiber eine Dienstleistung für die Markttrollen „Einsatzverantwortlicher (EIV)“ und „Betreiber einer technischen Ressource (BTR)“ an?

Der Anschlussnetzbetreiber kann die Dienstleistung des Einsatzverantwortlichen (EIV) oder Betreibers einer technischen Ressource (BTR) leider nicht anbieten, da diese laut BDEW diese Markttrollen als Netzbetreiber nur unter sehr komplizierten Voraussetzungen und mit großem Aufwand umsetzen können. Als Netzbetreiber sollen und wollen wir uns voll auf unsere Kernaufgaben und damit auf die Rolle des Anschlussnetzbetreibers und den sicheren Stromnetzbetrieb konzentrieren.

Hinweis: Für die Suche nach einem passenden Dienstleister kann ein bzw. Ihr Direktvermarkter hilfreich sein. Sollten Sie keinen haben, können Sie die Markttrolle des Direktvermarkters bzw. Einsatzverantwortlichen oder Betreibers einer technischen Ressource direkt auf der Homepage des [BDEW](#) einsehen. Die dort eingetragenen EIV und BTR können Sie kontaktieren und dort auch erfragen, ob sie diese Rollen für Sie als Dienstleistung übernehmen können.

Darf ich meinen EIV und BTR später wechseln?

Ja. Details regelt Ihr Vertrag mit Ihrem Dienstleister.



Connect+/Raída und Data Provider

Was ist Connect+ und wofür wird es verwendet?

Connect+/RAIDA ist eine deutschlandweite Drehscheibe für Redispatch 2.0-Daten. Die Daten des EIV müssen mehrere Netzbetreiber erreichen, damit diese koordiniert die Einsätze planen können. Um den EIV zu entlasten, wurde Connect+ gegründet. So übermittelt der EIV seine Daten nur einmal – die weitere Verteilung erledigt Connect+/RAIDA. Hierzu muss sich der EIV bei Connect+ oder einem anderen Data Provider (DP) anmelden.



Antworten für EIVs

Wenn ich als AB beide Rollen (EIV und BTR) übernehme, kann ich dann eine "BDEW ID" kommunizieren oder benötigt jede Rolle unbedingt jeweils eine eigene ID (EIV-ID und BTR-ID)?

Für Jede Marktrolle müssen Sie sich eine eigene ID (EIV-ID und BTR-ID) bei BDEW-Codes beschaffen.

Gibt es einen Übergangsprozess bzw. alternative Möglichkeit für mich als EIV zur Datenrückmeldung außerhalb des gewählten DPs (z.B. Connect)?

Ein Übergangsprozess ist nicht definiert und vorgesehen. Die notwendigen Datenbedarfe müssen fristgerecht durch die EIVs beim DP eingehen. Sollte die SR durch den EIV bis zum 1.Oktober 2021 nicht vollständig bedient werden können, droht die Bundesnetzagentur für einen solchen Fall mit einem „Verwaltungszwang“. Das kann Bußgelder für Sie bedeuten.

Wie erhalte ich als EIV, die für die Registrierung bei Connect + relevante Data Provider ID?

Die DP-ID wird dem EIV, bzw. stellvertretend dem Anlagenbetreiber, durch Ihren verantwortlichen (Anschluss-) Netzbetreiber mitgeteilt.



Vergütung, Entschädigung und Abrechnung

Derzeit werden mir Ausfälle, die durch das Einspeisemanagement verursacht werden, vergütet. Ist das im Redispatch 2.0 genauso?

Betroffene Anlagenbetreiber werden entsprechend den entgangenen Einnahmen, zusätzlichen Aufwendungen und ersparten Aufwendungen entschädigt. Im Fall der Reduzierung der Wirkleistungserzeugung von EEG- oder KWKG-Anlagen beträgt die Entschädigung 95% der entgangenen Einnahmen zzgl. der zusätzlichen Aufwendungen (§ 13a Abs. 2 EnWG i.d.F vom 01.10.2021).

Gibt es eine Entschädigung, wenn meine Anlage zum Gegenstand von Redispatch 2.0 -Maßnahmen gemacht wird?

Ja, das Gesetz sieht in einem solchen Fall einen angemessenen finanziellen Ausgleich vor. Dabei ist der finanzielle Ausgleich angemessen, wenn er den Anlagenbetreiber weder besser noch schlechter stellt, als er ohne die Redispatch-Maßnahme stünde. Darüber hinaus gibt es einen Anspruch auf bilanziellen Ausgleich für Bilanzkreisverantwortliche/Direktvermarkter, auf deren Bilanzkreis sich die Abregelungsmaßnahme auswirkt. Für die Geltendmachung des Entschädigungsanspruchs muss der Anlagenbetreiber bestimmte Daten zum Beleg des Anspruchs an den Anschlussnetzbetreiber mitteilen.

Wie oft kann man zwischen den Abrechnungsverfahren wechseln?

Die initiale Wahl des Abrechnungsmodells erfolgt im Rahmen der initialen Stammdatenmeldung. Anschließend kann der Wechsel gemäß Anlage 1 BK6-20-059 für jede Anlage bis zum 30.11. eines Jahres für das folgende Kalenderjahr angegeben werden.



Gibt es bei Photovoltaik- und Windkraftanlagen einen Unterschied wie das Pauschalverfahren vergütet wird?

Ja, Details zu den unterschiedlichen Verfahren finden Sie in Anlage 1 der Festlegung BK6-20-059 der Bundesnetzagentur. Hier ist festgelegt, dass Photovoltaikanlagen, die über keine Registrierende Leistungsmessung (RLM) verfügen, das Pauschalverfahren anhand der Anlagefaktoren vorgenommen werden muss.

Ändert sich etwas an meiner Einspeisevergütung?

Nein. Der Redispatch 2.0 ändert nichts an Ihren Vergütungssätzen.

Wie wird zukünftig die Ausfallenergie ermittelt?

Das macht Ihr BTR mit uns auf elektronischem Weg. Wie genau, hängt von dem Abrechnungsmodell ab, das Ihr EIV mit Ihnen abstimmt.

Welches Abrechnungsmodell ist für mich sinnvoll?

Ob Pauschal, Spitz oder Spitz light für Sie sinnvoll ist, können wir nicht beantworten – diskutieren Sie dies am besten mit Ihrem EIV und BTR. Allgemein gilt: Je exakter die Ausfallarbeit ermittelt werden soll, desto genauere Abrechnungsdaten muss Ihr BTR uns elektronisch liefern.



In der Vergangenheit gab es immer wieder Diskussionen über die Entschädigung meines Direktvermarkters für den Einsatz. Wird das nun anders?

Ja, das ändert sich. Ihr Direktvermarkter erhält in Zukunft von uns einen Ausgleich dafür, dass durch den Redispatch-Einsatz weniger Strom an ihn geliefert wurde als geplant. Details finden Sie bzw. Ihr Direktvermarkter in der Anlage 3 der BNetzA-Festlegung BK6-20-059.



Prognose

Worüber entscheide ich bei der Auswahl des Planwert- oder Prognosemodells?

Sie entscheiden zusammen mit Ihrem EIV, wer die Prognose Ihrer Anlage für Zwecke des Redispatch 2.0 erstellt. Das kann entweder Ihr EIV für Sie machen (Planwertmodell) oder der Netzbetreiber im sogenannten Prognosemodell. Sollten Sie für Ihre Anlage bereits Fahrpläne erstellen, empfehlen wir Ihnen das Planwertmodell. Mit dem Planwertmodell ist immer auch automatisch eine Abrechnung nach den Verfahren Spitz oder Spitz light verbunden.

Erfolgt die Übermittlung der Zuordnung zum Bilanzierungs-, Abrechnungs- und Abrufmodell durch den AB/EIV über die initiale Stammdatenmeldung über Connect+/RAIDA (ab dem 01.07.2021) oder formlos per Mail vor dem 01.07.2021?

Formlos per gewähltem Medium und Frist Ihres Verteilnetzbetreibers bzw. Anschreiben und zusätzlich über den DataProvider (u.a. connect+/RAIDA), wenn über den EIV die Anmeldung dort etabliert ist und diese Datenverbindung bespielt wird.



Sonderfälle

Ist meine 100%-Selbstverbrauch-Anlage auch vom Redispatch 2.0 betroffen?

EE-Strom und KWK-Strom, der nicht in das Netz eingespeist wird, also „vor“ dem Netz verbraucht wird, darf dann nicht Gegenstand von negativen Redispatch-Maßnahmen gemacht werden, wenn der jeweilige Anlagenbetreiber diesen Strom als Nichtbeanspruchbarkeit beim Netzbetreiber gemeldet hat. Dieser Strom ist also gewissermaßen vor Redispatch-Maßnahmen „geschützt“. Wovor die Angabe als Nichtbeanspruchbarkeit allerdings nicht schützt, ist dass der Strom Gegenstand einer Notfall-Maßnahme gemacht wird. Ob die Angabe des Anlagenbetreibers, seine Anlage sei nichtbeanspruchbar, glaubhaft ist oder nicht, muss der Anschlussnetzbetreiber entscheiden.

Die in RD 2.0 geforderten Datenmeldung zu RD 2.0 z.B. zu Nichtbeanspruchbarkeiten oder die initialen Stammdaten sind dennoch seitens des AB bzw. EIV über die bekannten Datenmeldewege zu den geforderten Zeitpunkten einzubringen.



Weitere Infos, Fristen und Links

Was passiert, wenn meine Anlage am 1. Oktober 2021 den Redispatch 2.0 nicht vollständig bedienen kann (z.B. weil ich keinen EIV benannt habe)?

Die Bundesnetzagentur hat für einen solchen Fall schon mit „Verwaltungszwang“ gedroht. Das bedeutet Bußgelder für Sie. Wir denken: Das muss nicht sein und informieren Sie daher rechtzeitig über die nötigen Handlungen Ihrerseits.

Weitere Informationen finden Sie unter:

<https://www.bdew.de/service/anwendungshilfen/anwendungshilfe-redispatch-20-haeufig-gestellte-fragen-und-antworten/>

<https://www.bdew.de/service/anwendungshilfen/anwendungshilfe-fuer-anlagenbetreiber-und-direktvermarkter-fuer-die-umsetzung-der-neuen-redispatch20-prozesse/>

<https://www.bdew.de/energie/hinweis-fuer-anlagenbetreiber-zur-marktpartner-id-im-redispatch-20/>