

Durchführung und Abrechnung von Redispatch-Maßnahmen

Berlin, 21. Mai 2019

Inhalt

1	Vorbemerkungen und rechtliche Grundlagen	3
2	Operativer Redispatch-Prozess	4
2.1	Arten/Ausprägungen/Formen von Redispatch	4
2.1.1	Spannungsbedingter und strombedingter Redispatch	4
2.1.2	Konstellationen der strombedingten Engpassbeseitigung.....	5
2.1.3	Standard- und Sonder-Redispatch	6
2.1.4	Anweisungsarten für Redispatch	6
2.1.5	Auswirkungen auf die Fahrweise der Anlage.....	7
2.1.6	Nutzung von Besicherungs- und Regelleistungsscheiben für Redispatch- Maßnahmen	9
2.1.7	Auswirkungen auf die anzusetzende Leistung bei der Berechnung der Opportunitätskosten	9
2.2	Rahmenbedingungen.....	9
2.3	Operative Rahmenbedingungen für Redispatch-Anforderungen	11
2.4	Prozessrahmenbedingungen	13
2.5	Notwendige Informationen für den Redispatch-Prozess.....	15
3	Dokumentation.....	18
4	Anforderungen für den Abrechnungsprozess	19
5	Transparenz von Redispatch-Maßnahmen	22

1 Vorbemerkungen und rechtliche Grundlagen

Das vorliegende Dokument beschreibt die prozessuale Umsetzung und Abrechnung von Redispatch (RD) -Maßnahmen. Es handelt sich um eine gemeinsam abgestimmte Sicht der deutschen Netzbetreiber und Kraftwerksbetreiber (organisiert in der BDEW-Arbeitsgruppe „Redispatch“). Das Dokument stellt eine Prozessbeschreibung zur Schaffung eines gemeinsamen, branchenweiten Prozessverständnisses dar, schließt jedoch bilaterale Regelungen zur Abdeckung spezieller Bedürfnisse in einzelnen Regelzonen nicht aus. Die Vergütung von Redispatch-Maßnahmen wird in einem zwischen Kraftwerksbetreibern, Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) und der Bundesnetzagentur abgestimmten Dokument mit dem Titel „Branchenleitfaden zur Vergütung von Redispatch-Maßnahmen“¹ beschrieben, das Gegenstand des Beschlusses BK8-18/0007-A geworden ist.

Das vorliegende Dokument beschreibt ein Zielmodell für den Prozess der Abstimmung und Abrechnung von durch den ÜNB durchgeführten marktbezogenen Redispatch-Maßnahmen. Anwendung findet das Dokument, soweit nicht anders zwischen Anlagenbetreiber (AB) und ÜNB bilateral vereinbart, frühestens mit der vollständigen Umsetzung, der für die Anwendung dieses Dokumentes nötigen systemischen Anpassungen sowohl von den ÜNB als auch den AB, die der Pflicht unterliegen, die Maßnahmen durchführen zu müssen. Eine rückwirkende Anwendung wird ausgeschlossen.

Nach § 13 Abs. 1 EnWG sind die ÜNB berechtigt und verpflichtet „sofern die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der jeweiligen Regelzone gefährdet oder gestört ist“, diese Gefährdung oder Störung durch

1. netzbezogene Maßnahmen, insbesondere durch Netzschaltungen, und
2. marktbezogene Maßnahmen, wie insbesondere den Einsatz von Regelenergie, vertraglich vereinbarte abschaltbare und zuschaltbare Lasten, Information über Engpässe und Management von Engpässen sowie
3. zusätzliche Reserven

zu beseitigen.

Für die Durchführung solcher marktbezogenen Maßnahmen sind die Betreiber von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie mit einer Nennleistung ab 10 MW nach § 13a Abs. 1 EnWG verpflichtet, auf Anforderung durch die ÜNB (erforderlichenfalls in Abstimmung mit dem Anschlussnetzbetreiber) gegen angemessene Vergütung die Wirkleistungseinspeisung oder den Wirkleistungsbezug anzupassen, auch wenn keine expliziten Verträge hierzu mit den betroffenen Anlagenbetreibern bestehen.

Sollten zukünftig insbesondere über gesetzliche Änderungen Anlagen mit geringerer Nennleistung als 10 MW in den Redispatch-Prozess einbezogen werden, so ist das vorliegende Prozessdokument weiterzuentwickeln.

¹ Abrufbar unter https://www.bdew.de/media/documents/Branchenleitfaden_Verguetung-von-Redispatch-Massnahmen.pdf

Dieses Dokument beschreibt und betrifft nicht Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG.

Mit dem Beschluss zum AZ: BK6-11-098-A hat die Beschlusskammer 6 den Beschluss BK6-11-098 rückwirkend aufgehoben und am 15.06.2015 ein Hinweispapier zum Redispatch-Prozess veröffentlicht.

Die Verordnung (EU) 2015/1222 enthält Regelungen für grenzüberschreitenden Redispatch und konkretisiert u.a. dafür den Zeitpunkt der Übermittlung der Kostenpositionen. Aus o.g. Verordnung ergibt sich eine entsprechende Forderung nach einer ex-ante Lieferung von Preisdaten.

2 Operativer Redispatch-Prozess

Zu jeder Anlage ist genau ein Verantwortlicher zu bestimmen und dem ÜNB zu benennen, unabhängig von den Eigentumsverhältnissen oder den Nutzungsanteilen unterschiedlicher Anteilseigner. Der im Sinne dieses Absatzes Verpflichtete nimmt die Marktrolle "Einsatzverantwortlicher" (EIV) für die Meldung der Daten im KWEP-Prozess², also Planungsdaten, Nichtbeanspruchbarkeiten und den dafür notwendigen Stammdaten wahr. Der EIV ist zudem die betriebliche Kontaktstelle zur Abwicklung von Redispatch-Maßnahmen und ist in diesem Dokument gleichzusetzen mit dem Anlagenbetreiber.

2.1 Arten/Ausprägungen/Formen von Redispatch

Redispatch dient der Einhaltung betrieblich zulässiger Grenzwerte der beiden für die Stromübertragung relevanten physikalischen Kenngrößen Stromstärke und Spannung sowie zur Aufrechterhaltung der (n-1)-Netzsicherheitskriterien z. B. transiente Netzstabilität. Unter Redispatch werden durch den Betreiber eines Übertragungsnetzes veranlasste Eingriffe in den geplanten Anlageneinsatz zur Vermeidung oder Beseitigung von Netzengpässen verstanden.

2.1.1 Spannungsbedingter und strombedingter Redispatch

Beim spannungsbedingten Redispatch wird die Wirkleistungseinspeisung so angepasst, dass eine geänderte bzw. überhaupt eine Blindleistungseinspeisung erfolgen kann.

In der Regel erfolgt bei spannungsbedingtem Redispatch das Anfahren einer Anlage, um bei Mindestwirkleistungseinspeisung ein möglichst großes Band an Blindleistung nutzen zu können. Spannungsbedingter Redispatch kann aber auch die Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung bedeuten, um das zulässige Blindleistungsband weiter ausschöpfen zu können. Ausgleichsmaßnahmen für spannungsbedingten Redispatch werden in der Regel über den

² KWEP steht für Kraftwerkseinsatzplanungsdaten. Der dazugehörige Prozess wurde mit der Festlegung BK6-13-200 im Jahr 2014 verbindlich in Deutschland eingeführt und 2017 im Rahmen der GLDPM (Generation and load data provision methodology) weiterentwickelt. Für den KWEP-Prozess gelten die jeweils aktuellen Implementierungsvorschriften. Ab dem 1. Oktober 2019 treten die im Rahmen der SO-Verordnung aktualisierten Vorschriften in Kraft, die unter <https://www.netztransparenz.de/EU-Network-Codes/SO-Verordnung/Datenaustausch> zu finden sind.

Strom-Intraday-Markt durchgeführt, wenn kein gezielter lokaler Ausgleich mit netztechnischer Wirkung notwendig ist.

Der strombedingte Redispatch ist in der Regel immer der zeitgleiche Eingriff in die Wirkleistung von Anlagen vor und hinter einem Engpass. Dabei erfolgt für die Engpassbeseitigung in der Regel eine Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung vor dem Engpass und eine Erhöhung der Wirkleistungseinspeisung hinter dem Engpass, um einerseits die engpassentlastende Wirkung zu erreichen und andererseits das energetische Gleichgewicht zu erhalten. Prinzipiell kann auch eine Anpassung auf nur einer Seite des Engpasses erfolgen. Dann würde entweder vor dem Engpass die Einspeiseleistung einer engpassnahen Anlage reduziert und die Einspeiseleistung einer engpassfernen Anlage erhöht, oder es würde hinter dem Engpass die Einspeiseleistung einer engpassnahen Anlage erhöht und einer engpassfernen Anlage reduziert. Ggf. können auch zu- und abschaltbare Lasten mit geeigneter Wirkung zum Einsatz kommen.

Im Rahmen der internationalen Zusammenarbeit der europäischen ÜNB zur Gewährleistung der Netzsicherheit können auch ausländische ÜNB auf in Deutschland verfügbares Redispatch-Vermögen³ zugreifen. Dies gilt umgekehrt entsprechend.

2.1.2 Konstellationen der strombedingten Engpassbeseitigung

Strombedingte Redispatch-Maßnahmen können regelzonenintern, regelzonenübergreifend sowie grenzübergreifend angewendet werden:

- **regelzoneninterner Redispatch:** Redispatch, bei dem kein zweiter ÜNB beteiligt ist
- **regelzonenübergreifender Redispatch:** deutschland-interner Redispatch zwischen den deutschen ÜNB
- **Cross-Border-Redispatch oder grenzüberschreitender Redispatch:** Redispatch mit ausländischem Nachbar-ÜNB
- **Multilateral Remedial Action (MRA):** Redispatch unter Beteiligung mehrerer (ausländischer) ÜNB im Rahmen von grenzüberschreitenden Systemsicherheitskooperationen

Sollte der Engpass auf einer Kuppelleitung zwischen zwei Regelzonen liegen, so fordern die betroffenen ÜNB den Redispatch gemeinsam an. Die Anweisung an Anlagen erfolgt durch den jeweiligen Anschluss-ÜNB.

³ Das Redispatch-Vermögen ist mit dem im „Branchenleitfaden zur Vergütung von Redispatch-Maßnahmen“ genannten Redispatch-Potenzial gleichzusetzen.

2.1.3 Standard- und Sonder-Redispatch

In der operativen Praxis ist zwischen Standard-Redispatch und Sonder-Redispatch zu unterscheiden. Im Standard-Redispatch-Fall greifen die ÜNB ausschließlich auf die im Rahmen des KWEP-Prozesses ab D-1 14:30 Uhr gemeldeten Redispatch-Vermögen und die zusätzlich gemeldeten Kostenansätze zu, um damit die Merit-Order usw. zu bestimmen. Zum Sonder-Redispatch kommt es, wenn die gemeldeten Redispatch-Vermögen nicht ausreichen und zusätzliche Redispatch-Leistung mobilisiert werden muss, bspw. durch Anweisungen an KWK-Anlagen oder Verlagerung von Regelleistung innerhalb des Pools eines Anlagenbetreibers.

Sonder-Redispatch-Maßnahmen sind somit Redispatch-Maßnahmen,

- welche außerhalb der gemeldeten freien Redispatch-Vermögen (+RDV und -RDV) abgewickelt werden,
- welche nach Anweisung des ÜNB eine Verlagerung oder Suspendierung der gemeldeten Besicherungs- und Regelleistungsscheiben durch den EIV bewirken,
- die eine Nutzung der gemeldeten Besicherungs- und Regelleistungsscheiben durch den EIV blockieren, oder
- deren Durchführung in für die Fernwärme- oder Prozesswärmeproduktion relevante Leistungsscheiben reichen.

Da derartige Anweisungen des ÜNB Sondermaßnahmen des EIV erfordern, weichen die Kosten von den für Standard-Redispatch geltenden Kostenansätzen ab. Die zusätzlichen Kosten müssen im Einzelfall ermittelt werden. Daher ist für solche Sondermaßnahmen eine vorherige bilaterale Abstimmung über die zusätzliche Redispatch-Leistung durchzuführen. Sollten bei der Anweisung von Sonder-Redispatch-Maßnahmen entstehende zusätzliche Kosten noch nicht bekannt sein, erfolgt deren Bezifferung im Nachgang der Maßnahme. Eine Ad-hoc-Abstimmung über Kosten kann im operativen Dienst mit dem ÜNB-Systemführer nicht erfolgen.

2.1.4 Anweisungsarten für Redispatch

Die Anweisung erfolgt immer als Delta-Anweisung, die die Veränderung gegenüber der vom EIV geplanten Einspeisung (oder ggf. dem Wirkleistungsbezug) angibt. Dem ÜNB stehen je nach Netzsituation und operativen Notwendigkeiten zwei Anweisungsarten zur Verfügung. Anweisungen mit kompletter Fixierung resultieren beispielsweise aus Redispatch-Prozessen mit größerem zeitlichen Vorlauf, um durch Anfahren und Fixieren von Anlagen auf Mindestleistung Redispatch-Vermögen für erwartete Folgeanweisungen sicherzustellen.

Anweisung mit einseitiger Fixierung

Eine derartige Redispatch-Anweisung verlangt, die Einspeisung (oder ggf. den Wirkleistungsbezug) auf einen bestimmten Betrag zu erhöhen oder zu vermindern. Im Fall der Erhöhung kann der EIV eine weitere Erhöhung vornehmen, darf aber die mit der angewiesenen Erhöhung einhergehende Mindesteinspeisung (oder ggf. den Mindestwirkleistungsbezug) für die Geltungsdauer der Anweisung nicht eigenständig unterschreiten; die Leistung ist nach unten

gesperrt. Im Fall der Verminderung kann der EIV eine weitere Verminderung vornehmen, darf aber die mit der angewiesenen Verminderung einhergehende Maximaleinspeisung (oder ggf. den Maximalwirkleistungsbezug) für die Geltungsdauer der Anweisung nicht eigenständig überschreiten; die Leistung ist nach oben gesperrt.

Eine Veränderung der Einspeisung durch den EIV im Rahmen der verbleibenden Freiheitsgrade lässt die Redispatch-Anweisung unberührt.

Wenn nicht anders mitgeteilt, handelt es sich um eine Anweisung mit einseitiger Fixierung.

Anweisung mit kompletter Fixierung

Eine derartige Redispatch-Anweisung verlangt, eine vorgegebene Einspeisung (oder ggf. den Wirkleistungsbezug) herbeizuführen und beizubehalten. Für die Geltungsdauer der Anweisung darf der EIV die gemeldeten freien Redispatch-Vermögen (+RDV und -RDV) der Anlage nicht eigenständig nutzen; die Einspeiseleistung ist sowohl nach oben als auch nach unten fixiert. Anweisungen mit kompletter Fixierung sind als solche für den EIV erkennbar zu kennzeichnen.

Bei beiden Anweisungsarten sind den angewiesenen Anlagen zum Zeitpunkt der Redispatch-Anweisung zugeordnete Besicherungs- und Regelleistungsscheiben von den beschriebenen Fahrplanfixierungen nicht betroffen und können vom EIV für eine Änderung der dem Arbeitspunkt entsprechenden Netzeinspeisung (PROD) genutzt werden.

2.1.5 Auswirkungen auf die Fahrweise der Anlage

Abgesehen von Sonder-Redispatch bleiben bei Redispatch Besicherungs- und Regelleistungsscheiben von einer Redispatch-Maßnahme unberührt. Der EIV kann diese Leistungsscheiben auch für eine Änderung der dem Arbeitspunkt entsprechenden Netzeinspeisung nutzen. Wird eine einer Anlage zugeordnete Besicherungs- oder Regelleistungsscheibe einer Anlage unter Redispatch zwecks anderweitiger Nutzung umdisponiert und entgegen der Redispatch-Richtung genutzt, kann sich dies negativ auf den bestehenden Engpass auswirken. Daher muss der EIV in solchen Fällen umgehend den ÜNB informieren (ob telefonisch, per E-Mail oder KWEP-Meldung ist bilateral abzustimmen). Aufgrund dieser Information ist der ÜNB in der Lage, im Falle von zusätzlichen Befunden erforderlichenfalls mit weiteren Redispatch-Anweisungen zu reagieren.

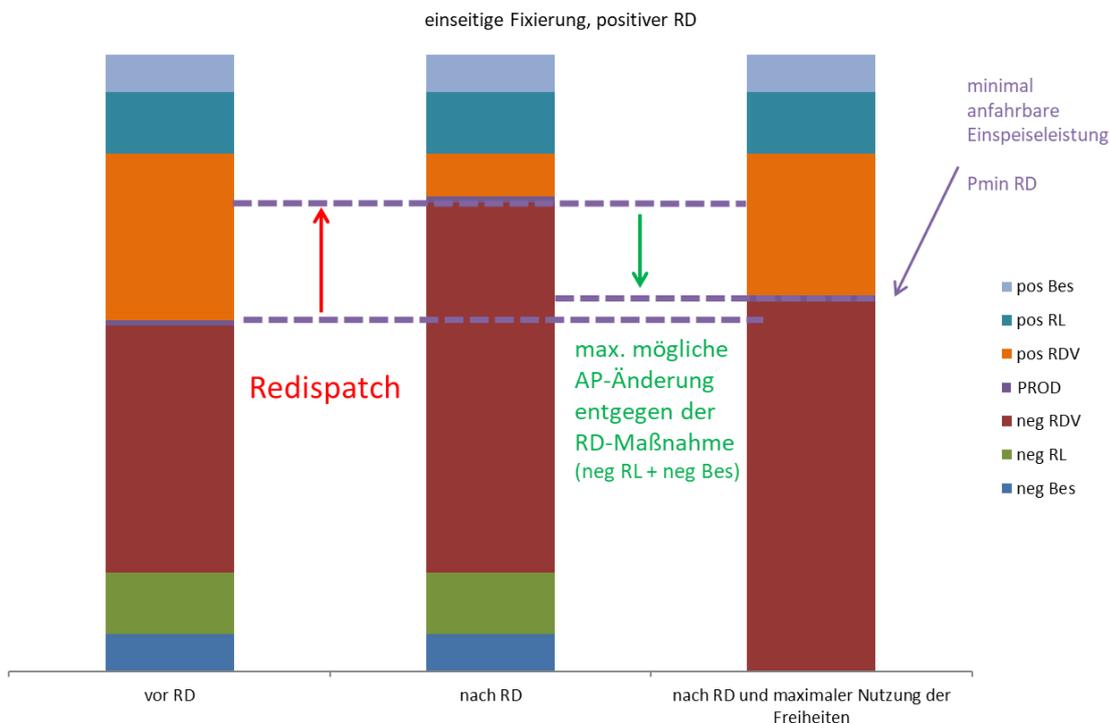


Abbildung 1: Beispiel positiver Redispatch mit einseitiger Fixierung

Für das Beispiel gemäß Abbildung 1 ergibt sich bei einem positiven Redispatch mit einseitiger Fixierung eine minimal anfahrbare Einspeiseleistung ($P_{\min RD}$) durch PROD vor der Redispatch-Maßnahme plus der Redispatch-Leistung minus der entgegen der Redispatch-Leistung vorgehaltenen Besicherungs- und Regelleistung. Die maximal anfahrbare Leistung ($P_{\max RD}$) entspräche der gemeldeten beanspruchbaren Leistung der Anlage (P_{\max}).

Bei einem negativem Redispatch mit einseitiger Fixierung ergibt sich dagegen ein $P_{\min RD}$ von 0 MW bzw. maximalem Wirkleistungsbezug bei Speicherkraftwerken. $P_{\max RD}$ ergibt sich aus PROD vor der Redispatch-Maßnahme minus der Redispatch-Leistung plus der vorgehaltenen positiven Besicherungs- und Regelleistung.

Bei einer kompletten Fixierung des Fahrplans wird der anfahrbare Leistungsbereich durch eine minimale Einspeiseleistung $P_{\min RD}$ beschränkt, welche sich auf Basis des um die Redispatch-Leistung korrigierten PROD minus der negativ vorgehaltenen Besicherungs- und Regelleistung ergibt und einer maximalen Einspeiseleistung $P_{\max RD}$, welche sich auf Basis des um die Redispatch-Leistung korrigierten PROD plus der vorgehaltenen positiven Besicherungs- und Regelleistung ergibt.

Im bilateralen Abstimmungsprozess zwischen ÜNB und EIV ist sicherzustellen, dass ein gleicher Stand der einer Redispatch-Maßnahme zu Grunde liegenden Daten vorhanden ist. Kommt es in Bezug auf die blockierte Leistung dennoch zu einem Unterschied in den Planungsständen, wird die Durchführung der Redispatch-Maßnahme nicht verhindert und beide Parteien bemühen sich um eine einvernehmliche Klärung im Nachgang.

2.1.6 Nutzung von Besicherungs- und Regelleistungsscheiben für Redispatch-Maßnahmen

Im Standardfall nutzt der anweisende ÜNB die für Redispatch-Maßnahmen gemeldeten Redispatch-Vermögen. In der Praxis ist es jedoch häufig möglich, dass der EIV durch eine Verlagerung von Besicherungs- oder Regelleistung zusätzliches Redispatch-Vermögen schaffen kann. Dies kann in folgenden Varianten geschehen:

- a) Der EIV verlagert die Besicherungs- und Regelleistungsscheiben ohne Geltendmachung zusätzlicher Kosten (Abwicklung wie Standard-Redispatch, Einverständnis des EIV notwendig).
- b) Der EIV verlagert die Besicherungs- und Regelleistungsscheiben unter der Bedingung der Vergütung zusätzlicher Kosten (Sonder-Redispatch, bilaterales Einverständnis notwendig).

Ist dem EIV die Verlagerung der Besicherungs- und Regelleistungsscheiben auch unter Ausgleich zusätzlicher Kosten nicht möglich, kann der ÜNB auf diese Anlage nur nach § 13 Abs. 2 EnWG zugreifen.

2.1.7 Auswirkungen auf die anzusetzende Leistung bei der Berechnung der Opportunitätskosten

Aus den beschriebenen Freiheiten zum Verfahren einer Anlage lassen sich folgende Regeln für den bei der Opportunitätskostenberechnung anzusetzenden Leistungsbereich ableiten:

anzusetzender Leistungsbereich = $P_{\max} - (P_{\max \text{ RD}} - P_{\min \text{ RD}})$

Der Unterschied zwischen Anweisungen mit einseitiger Fixierung des Fahrplans und Anweisungen mit kompletter Fixierung des Fahrplans ergibt sich aus der unterschiedlichen Berechnung der jeweils erlaubten maximalen ($P_{\max \text{ RD}}$) und minimalen ($P_{\min \text{ RD}}$) Einspeiseleistung.

Bei Speichern ist entsprechend obiger Logik ggf. VERB zu berücksichtigen.

2.2 Rahmenbedingungen

Die Anpassung der Wirkleistungseinspeisung umfasst sowohl die Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung bis auf 0 MW als auch die Erhöhung der Wirkleistungseinspeisung bis zur maximalen, technisch möglichen Einspeisung, auch aus einem Zustand, in dem die Anlage nicht einspeist. Für Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie kann die Wirkleistungseinspeisung auch negativ, d. h. ein Wirkleistungsbezug sein.

Redispatch-Anweisungen an Anlagen, die an ein Verteilnetz angeschlossen sind, erfolgen von den ÜNB in Abstimmung mit dem Anschluss-Verteilnetzbetreiber (VNB) der Anlage sowie ggf. weiteren betroffenen VNB. Alternativ kann auch die Redispatch-Maßnahme des ÜNB durch den Anschluss-VNB abgewickelt werden.

Leistungsscheiben von Anlagen zur Erzeugung elektrischer Energie, deren Einsatz aufgrund von gesetzlichen oder behördlichen Vorgaben bzw. aufgrund von an die Stromproduktion gekoppelten industriellen Produktionsprozessen nicht disponibel ist, sind nicht mittels Standard-

sondern Sonder-Redispatch heranzuziehen. Die ÜNB sind berechtigt, vom Anlagenbetreiber einen Nachweis über die eingeschränkte Disponibilität der Erzeugungsanlage einzufordern.

Die Wirkleistungsänderung kann bei PSW durch Eingriffe in den Turbinenbetrieb, aber auch in den Pumpbetrieb erfolgen. Je nach Arbeitsvermögen des PSW haben Eingriffe in den Turbinenbetrieb Auswirkungen auf den Pumpbetrieb und umgekehrt. Der AB ist nicht für eine Vorhaltung des entsprechenden Arbeitsvolumens bis zum Start der Redispatch-Maßnahme verantwortlich.

Grundsätzlich wird Redispatch unter Berücksichtigung der technischen und operativen Randbedingungen zum spätest möglichen Zeitpunkt abgerufen. Um sowohl die aktuelle Planung des Anlagenbetriebs als auch die aktuelle Netzsituation bzw. Netzprognosen zu berücksichtigen, sind folgende Aspekte zu beachten:

- rechtzeitige Anweisung zur Betriebsbereitschaft, z. B. bei Anlagen, die an bestimmten Tagen nicht verfügbar sind
 - Beschaffbarkeit von Brennstoffen
 - Buchung von Gastransportkapazitäten
 - Bereitschaftszustände von Anlagen
 - Disponibilität von bereits angekündigten und geplanten Revisionen
 - Verfügbarkeit von Betriebspersonal
- Disponibilität der Fernwärme-, Bahnstrom- oder Prozessdampfversorgung
- operative Vorlaufzeiten des Anlagenbetreibers für den Anlagen-Dispatch
- Anfahrzeiten von Anlagen
- Zeitzyklus der Netzberechnung und Netzprognosen
- operative Vorlaufzeiten des ÜNB, insbesondere bei hohem Redispatch-Volumen

Wenn diese Aspekte es zulassen, wird ein Redispatch erst ab 14:30 Uhr des Vortages abgerufen, da somit die geplante Fahrweise der Anlagen aus der Day-Ahead-Vermarktung berücksichtigt werden kann. Vor 14:30 Uhr des Vortages werden notwendige Änderungen des Bereitschaftszustandes sowie die Sicherstellung von Redispatch-Vermögen angefordert (z. B. bei prognostiziertem Redispatch-Bedarf am Wochenende). Hieraus entstehende Zusatzkosten können im Rahmen von Sonder-Redispatch geltend gemacht werden.

Aufgrund von Baumaßnahmen in einem Netz auftretende Engpässe (z. B. verminderte Abnahmekapazität von Netzanschlüssen) können mit einem längeren Vorlauf bekannt sein. In diesem Fall erfolgt eine Vorabinformation und Abstimmung mit den betroffenen Anlagenbetreibern. Mögliche baubedingte Redispatch-Maßnahmen können einen Vorlauf von bis zu sieben Tagen haben, liegen aber grundsätzlich außerhalb des in Abschnitt 2.4 beschriebenen Redispatch-Prozesses. Um bau- und revisionsbedingte Redispatch-Maßnahmen zu minimieren, versuchen die ÜNB im Rahmen der üblichen Revisions- und Freischaltplanung Anlagen-

Revisionen und die Abschaltungen von Netzbetriebsmitteln so weit wie möglich zu synchronisieren.

Des Weiteren kann sich zur Sicherstellung von Bereitschaftszuständen bei zum Sonder-Redispatch benötigten Anlagen die Notwendigkeit ergeben, Redispatch-Anweisungen frühzeitig, d. h. mit einem Vorlauf von bis zu sieben Tagen auszusprechen, wenn die technische Anfahrzeit der betroffenen Anlage dies erforderlich macht.

2.3 Operative Rahmenbedingungen für Redispatch-Anforderungen

Essentieller Teil der Datenbasis für die Dimensionierung des Redispatch-Abrufs durch die ÜNB sind die Kraftwerksdaten (beschrieben in Kapitel 2.5). Dazu stellt der EIV dem ÜNB die benötigten Daten zur Verfügung. Die Aktivierung von Redispatch erfolgt im Zeithorizont bis zu sieben Tagen vor Engpasseintritt in Abhängigkeit der zur Verfügung stehenden Eingangsdaten zur Engpassermittlung. Ziel ist es hier, auf Basis der Vorlaufzeiten der Kraftwerke den EIV eine möglichst frühzeitige Information über die Redispatch-Anweisung zur Verfügung zu stellen. Vor 14:30 Uhr D-1 werden in der Regel nur Anlagen der Netzreserve aktiviert, nach 14:30 Uhr, mit Bekanntwerden der Einsatzfahrpläne, erfolgt in der Regel die Aktivierung der Redispatch-Mengen in den übrigen Anlagen. Die Information über den Redispatch-Abruf steht nicht im Zusammenhang mit ggf. anfallenden Opportunitätskosten, insofern es sich hierbei nicht um Sonder-Redispatch vor 14.30Uhr D-1 handelt.

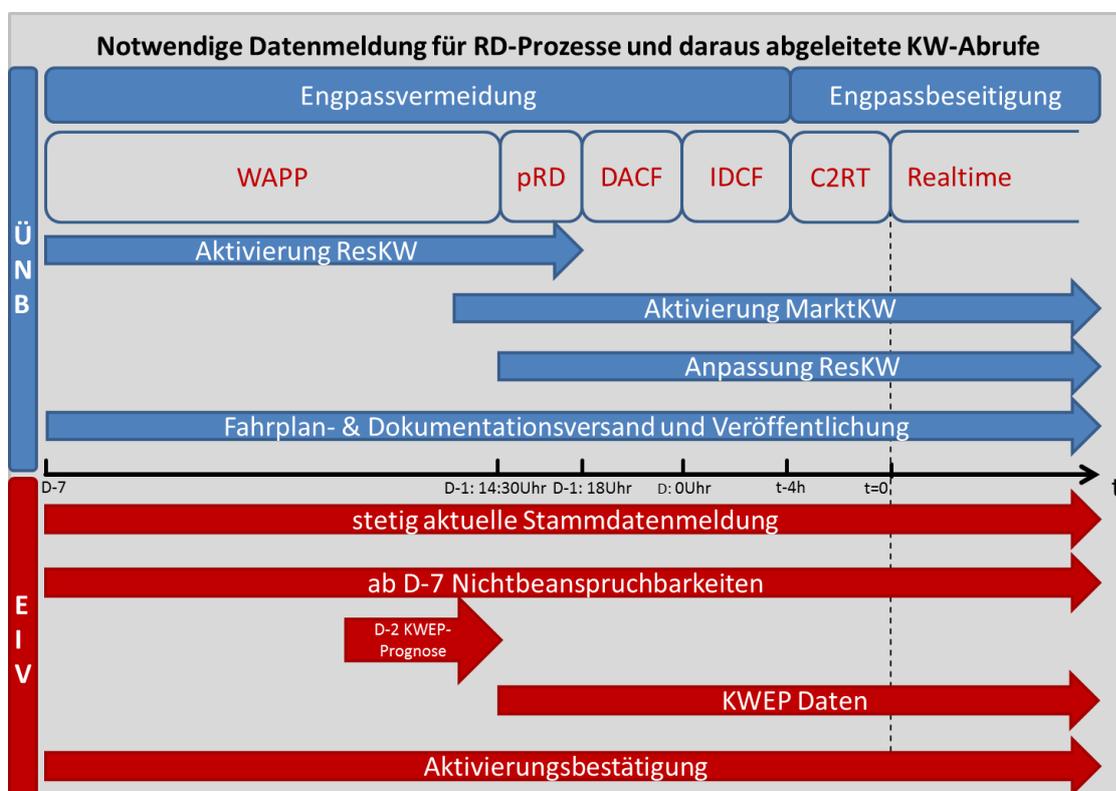


Abbildung 2: Datenaustausch und Redispatch-Aktivierung aus Redispatch-Prozessen

Die Dimensionierung von Redispatch-Maßnahmen und die Aktivierung von Redispatch-Leistung für den Tag D erfolgt aus den folgenden derzeitigen Redispatch-Prozessen der ÜNB:

- D-7 bis D-1, “Week-Ahead-Planning Process” (WAPP) zu:
 - der Identifizierung des Bedarfs von Redispatch-/Reserveanlagen mit langen Vorlauf-/Anfahrzeiten
 - der Identifikation des Bedarfs an der Erhöhung von Bereitschaftszuständen
 - der Notwendigkeit der Bestellung von Gastransportkapazitäten
 - der Herstellung der Betriebsbereitschaft für Zeitbereiche, in denen das Kraftwerk normalerweise nicht besetzt ist.
- D-1 14:30 bis 17:30 Uhr „pRD“ (Planungsprozess der 4-ÜNB) zur:
 - Ermittlung und Einleitung von Redispatch-Maßnahmen, um einerseits Anlagen mit langen Vorlaufzeiten anzufahren bzw. schrittweise das notwendige Redispatch-Vermögen sicherzustellen, wenn der Redispatch-Bedarf sehr hoch ist.
 - Anforderung der Änderung von Betriebsbereitschaftszuständen
- D-1 ab 18 Uhr “Day Ahead Congestion Forecast” (DACF) zur:
 - Überprüfung bereits eingeleiteter Maßnahmen
 - Ermittlung und Einleitung weiterer Maßnahmen
- D 0 Uhr bis t-4 “Intraday Congestion Forecast” (IDCF):
 - Stetige Netzsicherheitsrechnung zur Überprüfung bereits aktivierter und Ermittlung kurzfristiger Maßnahmen (Bedingt durch die Kurzfristigkeit, können lediglich technische und auf ein absolutes Mindestmaß beschränkte operative Vorlaufzeiten berücksichtigt werden).
- t-4 bis Echtzeit, „Close to Realtime“ (C2RT):
 - Ermittlung und Einleitung von Redispatch-Maßnahmen zur Engpassbeseitigung
 - ggf. nachrangiger Einsatz von Einspeisemanagement

Datenbereitstellung der EIV an die ÜNB

- Kraftwerksstammdaten
- Planungsdatenmeldung (KWEP-Daten Prognose D-2 und stets aktuellste KWEP-Daten ab D-1 14:30 Uhr).
- Nichtbeanspruchbarkeitsmeldungen (ab Bekanntwerden)

Die EIV stellen diese Daten dem ÜNB in stets aktueller Form zur effizienten Redispatch-Ermittlung zur Verfügung (siehe Kapitel 2.5).

2.4 Prozessrahmenbedingungen

- Ausgleichsenergie
 - Eine nachträgliche Änderung des zugehörigen Fahrplanes durch den EIV an die realisierte Fahrweise ist nicht zulässig, da der ÜNB keine Ausgleichsgeschäfte machen kann und eine nachträgliche Änderung dann zur Bilanzkreis-Abweichung führen würde.
- Rampen
 - Die technischen Randbedingungen sind einzuhalten.
 - Zur Orientierung für den ÜNB sind entsprechende Stammdaten (z. B. Leistungsänderungsgeschwindigkeit) für jede Anlage anzugeben.
- Anlage unter Redispatch
 - Steht eine Anlage unter Redispatch, so ist entsprechend der Anweisungsart gem. Kapitel 2.1 die weitere Fahrweise im Rahmen der Redispatch-Maßnahme einseitig oder komplett fixiert.
 - Wird eine Anlage unter Redispatch genommen und am Einspeiseknoten dieser Anlage speisen weitere Anlagen ein, erhält der ÜNB von deren Fahrweise mittels KWEP-Daten Kenntnis. Der ÜNB behält sich vor, eine Planänderung der anderen bisher nicht vom Redispatch betroffenen Anlagen rückgängig zu machen, indem er ggf. weitere Anlagen am Knoten unter Redispatch nimmt, damit angewiesene Redispatch-Maßnahmen nicht durch Änderungen der Fahrweise weiterer Anlagen am Einspeiseknoten konterkariert werden.
- Mindestlaufzeiten
 - Sind Mindestlaufzeiten zu beachten, so sind diese in den Stammdaten zu nennen bzw. ist bei der Stammdatenlieferung darauf hinzuweisen, und im Abstimmungsprozess sind die Zeiten zu konkretisieren.
- Besicherungen/Regelleistung/KWK
 - Leistungsscheiben von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung elektrischer Energie, die zur Besicherung von Anlagenausfällen als Ausfallreserve oder für die Erbringung von Regelenergie und zur Besicherung von Regelenergie oder zur Wärmeauskopplung vorgehalten werden, werden nach Möglichkeit bei Bedarf des ÜNB in Abstimmung mit dem EIV umdisponiert, wenn dies zur Erweiterung des Redispatch-Vermögens über die vorherigen KWEP-Daten hinausgehend notwendig ist. Mit den KWEP-Daten sollten Besicherungen und Vorgehaltung für Regelleistung vorab bekannt und in der Angabe des Redispatch-Vermögens berücksichtigt sein. Ein über das Redispatch-Vermögen hinausgehender Eingriff des ÜNB ist als Sonder-Redispatch möglich.

Der Zugriff auf wärmegeführte Anlagen erfolgt nur soweit technisch möglich.

- Redispatch-Vermögen
Im Standard-Redispatch-Fall wird der ÜNB auf die gemeldeten freien Redispatch-Vermögen zugreifen. Hierbei sind ggf. folgende Einschränkungen zu beachten:
 - Leistungsänderungsgeschwindigkeit
 - Mindestbetriebs- und Mindeststillstandzeiten
 - Vorlaufzeiten und Anfahr- bzw. Abfahrrampen bei Kraftwerksanfahrten bzw. -abfahrten (die je nach Temperaturen und Kraftwerkstillstandzeiten unterschiedlich sein können)
 - Arbeitsmengenbeschränkungen (im Rahmen der KWEP-Meldungen werden als +RDV und -RDV lediglich freie Leistungsscheiben übermittelt. Besonders bei längerfristiger Planung spielen jedoch Arbeitsmengenbeschränkungen insbesondere bei Pumpspeicherkraftwerken, aber auch bei thermischen Kraftwerken, wenn diese z. B. von Einschränkungen bei der Kühlwasserentnahme betroffen sind, eine große Rolle. Diese sind nicht in jedem Fall zu prognostizieren und können zu kurzfristigen Leistungsbeschränkungen führen.)
 - Aufgrund der zunehmenden Einspeisung durch Erneuerbare Energien ist eine immer höhere Frequenz von Planungsänderungen auf Seiten des Anlagenbetreibers zu beobachten bzw. abzusehen. Obwohl der Anlagenbetreiber zur unverzüglichen Meldung von Planungsänderungen verpflichtet ist, ist in der Praxis festzustellen, dass die Parallelität der Planungs-, Fahrplan- und Verarbeitungsprozesse auf Seiten des Anlagenbetreibers und des ÜNB zu Differenzen zwischen den vom ÜNB verarbeiteten KWEP-Daten und der aktuellen Planung des Anlagenbetreibers führt (im Fall paralleler Planungen bei Anlagenbetreiber und ÜNB, z. B. bei Optimierung der Erzeugungsanlage in der Intraday-Eröffnungsauktion oder im kontinuierlichen Handel des Intraday-Marktes). Deshalb erfolgt eine Abstimmung zwischen EIV und Anschluss-ÜNB zur Umsetzbarkeit der Redispatch-Maßnahmen unter Berücksichtigung des aktuellen Planungsstands des Anlagenbetreibers.
- Dauer einer Redispatch-Maßnahme
 - Die Dauer einer Redispatch-Maßnahme ist grundsätzlich nicht vorab festgelegt und beträgt eine oder mehrere Viertelstunden. Eine Mindestanforderung von einer Stunde ist operativ sinnvoll, Abweichungen sind nach Abstimmung zwischen ÜNB und EIV möglich. Eine Redispatch-Maßnahme endet spätestens mit Ende des Tages (24:00 Uhr). Bei mehrtägigem Redispatch handelt es sich nicht um eine, sondern um mehrere Redispatch-Maßnahmen.
- Änderungen der Redispatch-Maßnahme
 - Der Prozess kann durch den ÜNB jederzeit wiederholt werden, um auf geänderte Situationen reagieren zu können.

- Alle Änderungen sind gemäß den Vorgaben in Kapitel 3 unverzüglich zu dokumentieren.
- Nichterbringung
 - Eine Nichterbringung wegen technischer Unmöglichkeit muss umgehend durch den EIV beim ÜNB angezeigt werden. Der ÜNB entscheidet, ob ein wirksamer Ersatz angefordert werden muss. Eine Änderung der aus der Redispatch-Maßnahme resultierenden abgestimmten Fahrpläne ist in diesem Fall, wie unter dem Punkt „Änderungen“ beschrieben, durchzuführen.
 - Steht die angeforderte Anlage kurzfristig für die abgestimmte Redispatch-Maßnahme nicht zur Verfügung, darf der EIV den aus der Redispatch-Maßnahme resultierenden Fahrplan nicht eigenmächtig aus einer anderen Anlage seines Anlagen-Pools bedienen (Verfahren wie im vorherigen Spiegelstrich beschrieben).
 - Selbst wenn eine Alternative durch eine andere Anlage am selben Netzknoten gegeben ist, so ist diese Änderung in jedem Fall vom ÜNB zu bestätigen, also eine neue Redispatch-Anforderung auszusprechen.
- Umgang mit Anlagen-Ausfällen während eines Redispatch
 - Anlagen-Ausfälle werden dem ÜNB unverzüglich durch den EIV mitgeteilt.
 - Daraufhin erfolgt durch ÜNB und EIV gemeinsam die Abstimmung der Aufhebung bzw. Anpassung der betroffenen Redispatch-Maßnahme.

2.5 Notwendige Informationen für den Redispatch-Prozess

Meldung von KWEP-Daten

Der KWEP-Prozess besteht aus der Meldung von Planungsdaten und Nichtbeanspruchbarkeiten sowie den Stammdaten. Mit der Einführung des KWEP-Prozesses im Rahmen der Festlegung BK6-13-200 wurden alle konventionellen Kraftwerke mit einer Leistung von mindestens 10 MW und Anschluss an die Hoch- oder Höchstspannungsebene zur Meldung verpflichtet. Im Rahmen des GLPDM-Projekts zum Februar 2018 wurde der Redispatch-Prozess geringfügig weiterentwickelt sowie der Adressatenkreis um die Energieträger Biomasse und Laufwasser sowie um hauptsächlich stromgeführte Anlagen mit einer Leistung von mindestens 10 MW erweitert.

Zusätzliche Datenlieferungen

Folgende Informationen sind zusätzlich zu den KWEP-Daten durch den EIV regelmäßig an den ÜNB zu liefern:

- tägliche Meldung für den Folgetag (ex ante) der arbeitsabhängigen Kosten (je ein Wert für Leistungserhöhung und Leistungsreduktion) sowie für An- und Abfahrkosten (differenziert nach Kalt-, Warm- und Heißstart) bis 14:30 Uhr sowie die Preise für Tagesspeicher, soweit eine Preislieferung zwischen ÜNB und EIV vereinbart wurde, bis 15:45 Uhr. Die Meldung ist entbehrlich, wenn sich die Kosten nicht ändern.
- zusätzliche Daten für Speicher (siehe BDEW-„Branchenleitfaden zur Vergütung von Redispatch-Maßnahmen“; Kapitel 8.1 Zusammenfassung der Preis- und Kostenkomponenten)

Im Falle des Verzichts auf bestimmte Vergütungskomponenten meldet der EIV insoweit den Wert „0“.

Das positive/negative Redispatch-Vermögen stellt die freie Leistung einer jeden Anlage dar, über die der ÜNB unter Berücksichtigung der oben unter „Freies Redispatch-Vermögen“ beschriebenen Einschränkungen verfügen kann. Entsprechend dem Hinweispapier der BK6 vom 15.06.2015 sind die Anteile aufgrund Regelleistungsvorhaltung (einschließlich Regelarbeitsmarkt), Besicherung von Ausfällen und Wärmeauskopplung (KWK-Prozesse) ausgenommen.

Bei Sonder-Redispatch fallen beim Anlagenbetreiber in der Regel höhere Aufwendungen an. Diese sind dem ÜNB ggf. ex-post zu melden und abzustimmen.

Die im Rahmen des KWEP-Prozesses zu meldenden Leistungsscheiben werden nachfolgend exemplarisch für eine technische Ressource (hier nur Generator) aufgezeigt. Detaillierte Information sind den Anlagen zur Festlegung zu entnehmen.

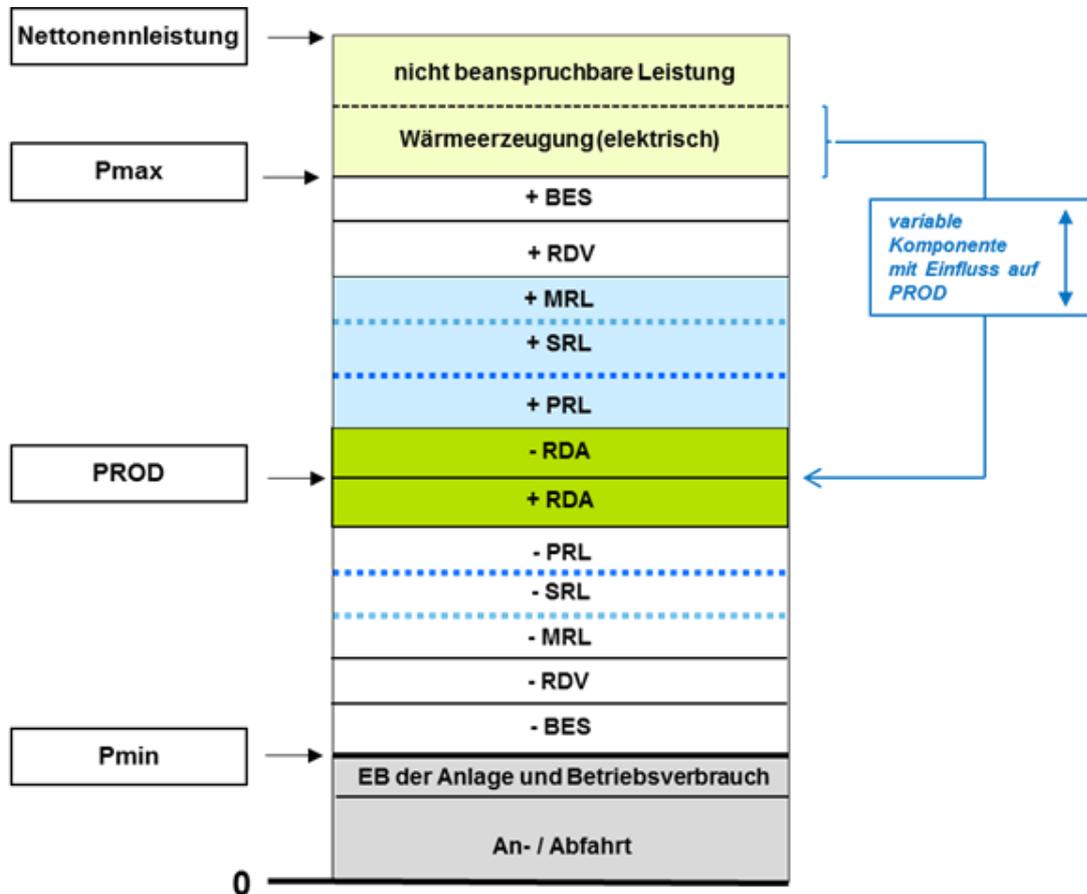


Abbildung 3: Übersicht über das Verhältnis der Leistungswerte einer technischen Ressource (Generator) am Netzanschlusspunkt entsprechend der „Prozessbeschreibung Übermittlung von Planungsdaten für Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchseinheiten Anlage 03A“

Alle oben aufgeführten Daten müssen für alle Anlagen anlagenscharf an den Anschluss-ÜNB übermittelt werden.

Die erstmaligen Datenlieferungen sollen bis (D-2) 14:30 Uhr vorliegen. Bei dieser (D-2)-Datenmeldung werden teilweise vorläufige, auf Vermarktungsabsichten basierende Werte übermittelt.

Eine Aktualisierung zwischen dem Zeitpunkt der geplanten (D-2)-Datenmeldung und der (D-1)-Datenmeldung zum Zeitpunkt (D-1) 14:30 Uhr ist nicht notwendig. Erfolgt jedoch eine Aktualisierung der Einsatzplanung nach der (D-1)-Datenmeldung, muss der ÜNB sofort in Form einer neuen Datenlieferung informiert werden über:

- Änderungen von mindestens 10 MW im Vergleich zur letzten Datenübermittlung bei technischen Ressourcen ≥ 100 MW Nettonennleistung
- Änderungen von mindestens 10 % der Nettonennleistung im Vergleich zur letzten Datenübermittlung bei technischen Ressourcen < 100 MW Nettonennleistung

Datenlieferung bei Umsetzung von Redispatch-Maßnahmen

Für den Redispatch-Prozess sind verlässliche Datenmeldungen als Planungsgrundlage notwendig. Die Datenmeldungen erfolgen gemäß den aktuellen Vorgaben⁴.

Die Umsetzung von Redispatch-Maßnahmen bedingt eine Änderung der Planungsdaten, d. h. der EIV meldet bei einem Abruf schnellstmöglich nach erfolgtem Anlagen-Dispatch aktualisierte Daten, die den Abruf berücksichtigen.

Beispiel: Ein EIV meldet 200 MW positives Redispatch-Vermögen (+RDV). Es folgt ein Abruf von 75 MW, dann ist die neue Meldung für +RDV 125 MW und der Planwert der Produktion ist entsprechend zu erhöhen (analog für -RDV).

3 Dokumentation

Im Folgenden sollen die Dokumentationsanforderungen für Redispatch-Maßnahmen und deren Abrechnung, sowie für Datenmeldungen an Behörden beschrieben werden.

Dokumentation von Redispatch-Maßnahmen

Redispatch-Maßnahmen werden auf Basis der Planungsdaten gem. Kapitel 2.5 und ggf. weiteren Abstimmungen von den ÜNB an die EIV angewiesen.

Zu jeder Maßnahme wird vor deren Beginn in maschinell lesbarer Form Folgendes dokumentiert und ausgetauscht:

- Betroffene Anlage (z.B. Stammdaten vom EIV / Kraftwerksname, -block / W-Code)
- Zeitraum der Maßnahme
- Leistungszeitreihen getrennt nach Leistungsreduktion und -erhöhung
- Art der Anweisung (einseitig oder komplett fixiert)
- Anweisung einer Anfahrt und ggf. Anfahrtsart je Kraftwerksblock (z.B. Heiß-, Kalt-, Warmstart)
- Anweisungsgrundlage (z.B. gem. § 13 Abs. 1 i.V.m. § 13a Abs. 1 EnWG)
- Ggf. Versionsnummer der Anweisung
- Ggf. ID der Maßnahme bzw. Vertragsnummer des ÜNB
- Ggf. für das Verfahren der Anlage relevante Maximal- bzw. Mindestleistung ($P_{\max RD}$ und $P_{\min RD}$), siehe Kapitel 2.1.5

Diese Daten sind relevant für das korrekte Verfahren der Anlage und sind Grundlage für die Handelsfahrplanversendung bzw. der späteren Abrechnung der Maßnahme.

Falls in einem Ausnahmefall nicht alle o.g. Daten vollständig vor Beginn der Maßnahme ausgetauscht werden können, bemühen sich beide Seiten um eine Durchführung der Maßnahme und eine nachträgliche, einvernehmliche Klärung.

⁴ Aktuelle Versionen zu finden unter <https://www.netztransparenz.de/EU-Network-Codes/SO-Verordnung/Daten-austausch>.

Fahrplananmeldung

Zum bilanziellen Ausgleich der Maßnahmen werden Fahrpläne für die in Summe vereinbarten Maßnahmen unmittelbar nach der Vereinbarung vom ÜNB und vom EIV angemeldet. Dabei gelten die aktuellen Fahrplanmanagementregeln. Die Informationen bezüglich der betroffenen Bilanzkreise auf Seiten von ÜNB und EIV sind bilateral auszutauschen.

Dokumentationsanforderungen für die Abrechnung von Redispatch-Maßnahmen

Die Abrechnung einer Redispatch-Maßnahme erfolgt wie in Kap. 4 beschrieben. Dabei wird die Abrechnung der Abschlagszahlung auf Basis der letzten Version der Maßnahmendokumentation im Zuge des Abstimmungsprozesses und der Kostenmeldungen erstellt. Innerhalb des Abstimmungsprozesses wird die Planungsbasis ermittelt, die für die Berechnung der gesperrten Leistung maßgeblich ist.

Zusätzlich werden im Rahmen der jährlichen Spitzabrechnung die Kostennachweise durch den EIV geliefert, durch den ÜNB geprüft und abgerechnet.

Datenmeldungen an Behörden

Die ÜNB müssen vielfältige Datenmeldungen zu Redispatch-Maßnahmen an Behörden, insb. BNetzA und ACER, vornehmen. Hierbei müssen insbesondere gem. § 13 Abs. 7 EnWG detaillierte Informationen zu den Redispatch-Maßnahmen an die BNetzA übermittelt werden. Im Rahmen der regulatorischen Kostenanerkennung müssen zudem weitere Daten an BNetzA und ACER gesendet werden. Darüber hinaus werden im Rahmen von zusätzlichen Monitoring-Prozessen der Behörden weitere Daten von den ÜNB gefordert. Für konsistente Datenmeldungen an Behörden sind daher sorgfältige Datenerhebungen und Datenabstimmungen zwischen EIV und ÜNB zwingend erforderlich.

4 Anforderungen für den Abrechnungsprozess

Im Folgenden wird der Abrechnungsprozess für die Vergütung von Redispatch-Maßnahmen zur Umsetzung des Leitfadens „Branchenleitfaden zur Vergütung von Redispatch-Maßnahmen“ beschrieben.

Abrechnungsmodalitäten

Abbildung 4 zeigt den Prozess von Datenmeldung und Abrechnung im zeitlichen Verlauf. Dabei erfolgen Kostenmeldungen wie im „Branchenleitfaden zur Vergütung von Redispatch-Maßnahmen“ beschrieben soweit möglich ex-ante jeweils um 14:30 Uhr für den Folgetag.

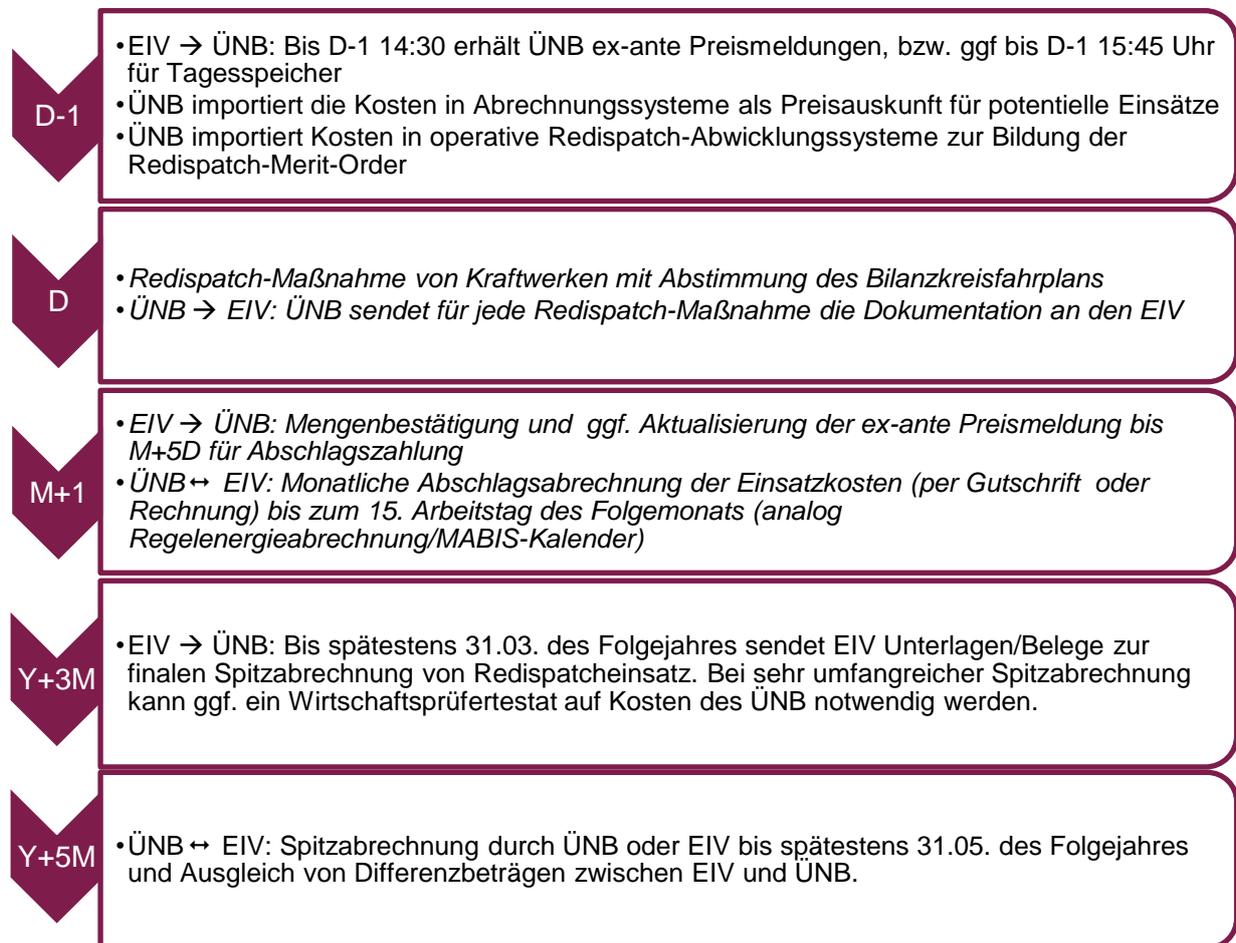


Abbildung 4: Schematische Darstellung des Abrechnungsprozesses (*kursive Prozessschritte sind nur einsatzabhängig notwendig*)

Die für die Berechnung der Vergütung benötigten Informationen müssen sowohl EIV als auch ÜNB zur Verfügung stehen. So wird zusammen mit der im „Branchenleitfaden zur Vergütung von Redispatch-Maßnahmen“ abgestimmten Methodik eine transparente Abrechnung zwischen den Parteien gewährleistet. Folglich kann nur vergütet werden, was durch den ÜNB aus den gemeldeten Werten berechnet werden kann.

Bei der Abrechnung sind sowohl Gutschrifterstellung durch ÜNB als auch Rechnungslegung durch EIV möglich. Die Art des Abrechnungsverfahrens wird bilateral in Abstimmung zwischen dem Anschluss-ÜNB und EIV festgelegt.

Eine Korrektur der ex-ante gemeldeten Daten durch EIV ist mit Begründung und ggf. Nachweis im Ausnahmefall bis zum 5. Kalendertag des Folgemonats möglich. Die Abrechnung erfolgt zunächst auf Basis der gemeldeten Daten bis zum 15. Arbeitstag des Folgemonats. Dies ermöglicht eine Inter-ÜNB-Verrechnung ohne Verzögerung. Die monatlichen Abschlagszahlungen bzw. -rechnungen enthalten ebenfalls Vergütungsbestandteile für Sonder-Redispatch, wenn die entsprechenden Kosten bis zum 5. Kalendertag des Folgemonats durch die EIV zur Verfügung gestellt werden.

Die Meldung aller übrigen ex-post Kosten erfolgt durch den EIV entweder bis zum 5. Kalendertag des Folgemonats zur Berücksichtigung in der monatlichen Abschlagszahlung oder bis 31.03. des Folgejahres zur Berücksichtigung in der Jahresspitzabrechnung. Dies gilt ebenfalls bei Rechnungslegung durch den EIV. Auf Basis der ex-post Meldung bis zum 31.03. erfolgt eine Jahresspitzabrechnung inklusive der ex-post gemeldeten Kosten bis spätestens zum 31.05. des Folgejahres. Eine Anpassung der bereits ex-ante gemeldeten Daten durch EIV kann nur mit Begründung und ggf. Nachweis erfolgen. Die Prüfung der Anpassung muss dem ÜNB ermöglicht werden.

Abrechnung von Erzeugungsauslagen und Startkosten bzw. Kosten für Abfahrt

Vergütungskomponenten auf Basis von Kosten für Hoch- und Runterfahren werden vom EIV für alle Anlagen bis 14:30 Uhr am Vortag tagesscharf gemeldet (vgl. „Branchenleitfaden zur Vergütung von Redispatch-Maßnahmen“; Kapitel 3). Ebenso erfolgt eine Meldung tagescharfer Kosten für An- und Abfahrt der Anlagen bis 14:30 Uhr am Vortag (siehe Kapitel 2.5).

Abrechnung der entgangenen Intraday-Erlöse

Nach „Branchenleitfaden zur Vergütung von Redispatch-Maßnahmen“ werden für die durch eine Redispatch-Anweisung gesperrte flexible Leistung des Kraftwerksblocks (siehe Kapitel 2.1.5 bis 2.1.7) entgangene Erlöse aus einer nicht mehr möglichen Intraday-Vermarktung vergütet. Die Bewertung der entgangenen Option in Höhe der gesperrten Leistung erfolgt wie im „Branchenleitfaden zur Vergütung von Redispatch-Maßnahmen“ in Kapitel 5.1 und Kapitel 8.7 beschrieben. Dabei sind für die Berechnung des Wertes der Option nicht Schätzwerte für die Intraday-Auktion, sondern die nach D-1 ab 15:15 Uhr bekannten Auktionsergebnisse maßgeblich. Der anzusetzende Leistungsbereich für die Opportunitätskostenberechnung wird dabei in Kapitel 2.1.7 näher beschrieben:

anzusetzender Leistungsbereich = $P_{\max} - (P_{\max \text{ RD}} - P_{\min \text{ RD}})$

P_{\max} ist der letzten ausgetauschten KWEP-Meldung der relevanten Viertelstunde zu entnehmen. Die für das Verfahren der Anlage relevante Maximal- bzw. Mindestleistung ($P_{\max \text{ RD}}$ und $P_{\min \text{ RD}}$) wird entweder im Rahmen des bilateralen Abstimmungsprozesses dokumentiert oder anhand der abgestimmten Planungsbasis und der Art der Anweisung berechnet.

Die Berechnung der Vergütung für entgangene Intraday-Erlöse erfolgt im Rahmen der Abrechnung. Aufgrund der auf Seiten der EIV und der ÜNB vorhandenen Informationen zu Kosten und gesperrter Leistung sowie klar definierten Regeln für die Berechnung der Vergütung sind Nachvollziehbarkeit und Transparenz stets sichergestellt.

Anteiliger Werteverbrauch (AWB)

Die Vergütung des AWB erfolgt wie im „Branchenleitfaden zur Vergütung von Redispatch-Maßnahmen“ in Kapitel 4.1 beschrieben aus dem Quotienten der handelsrechtlichen Restwerte zum 31.12. des Vorjahres und der handelsrechtlichen Restnutzungsdauer. Diese sollen auf Basis der Handelsbilanz des EIV abgeleitet werden. Stehen diese zum Ende des Vorjahres noch nicht fest, so liefert der EIV bis zum 31.12. des Vorjahres einen Schätzwert. Nach diesem Schätzwert werden die monatlichen Abschlagszahlungen für Redispatch zu Beginn

des Jahres berechnet. Bis spätestens zum 01.03. des laufenden Jahres liefert der EIV die endgültigen Werte auf Basis der Handelsbilanz sowie die im „Branchenleitfaden zur Vergütung von Redispatch-Maßnahmen“ in Kapitel 4.1 genannten Anlagen zur Nachvollziehbarkeit nach. Die bereits gezahlten Abschläge werden nach Abstimmung zwischen EIV und ÜNB entweder direkt im Anschluss oder im Rahmen der Spitzabrechnung im Folgejahr korrigiert.

AWB ist ebenfalls während einer Anfahrt zu vergüten, wenn die Anfahrt durch ÜNB verursacht wird. Die Anfahrtszeiträume entsprechen den gemeldeten Stammdatenwerten für Heiß-, Warm- und Kaltstart.⁵

5 Transparenz von Redispatch-Maßnahmen

Aufgrund gesetzlicher und regulatorischer Bestimmungen haben die deutschen ÜNB die Pflicht, Informationen über Abrufe, zugehörige Energiemengen und Kosten für Redispatch-Maßnahmen dem Strommarkt und damit auch der Öffentlichkeit zugänglich zu machen. Hierzu bestehen Anforderungen aus dem nationalen gesetzlichen und regulatorischen Rahmen sowie Anforderungen auf EU-Ebene.

Nationale Transparenzverpflichtungen für Engpassmanagement werden über die ÜNB-Plattform www.netztransparenz.de erfüllt. Die aktuelle Redispatch-Veröffentlichung basiert auf den widerrufenen Redispatch-Festlegungen der Bundesnetzagentur (insb. BK6-11-098). Für Details sei auf die Ausführungen auf der ÜNB-Plattform verwiesen.

Die EU-Transparenzanforderungen sind in der EU-Transparenzverordnung (EU-VO Nr. 543/2013) beschrieben, welche 2013 in Kraft getreten ist. Die Veröffentlichungsdaten werden auf der zentralen europäischen Transparenzplattform der ENTSO-E „ENTSO-E Transparency Plattform“ <https://transparency.entsoe.eu/> dargestellt. Sie sind kosten- und barrierefrei für den öffentlichen Zugriff zugänglich. Für die ÜNB ergeben sich für Engpassmanagement gem. EU-VO Nr. 543/2013 Verpflichtungen, die Mengen und Kosten im Zusammenhang mit Engpassbehebungsmaßnahmen zu veröffentlichen. Details sind den einschlägigen Dokumenten, insbesondere dem Handbuch der EU-Transparenzplattform, zu entnehmen. Eine Besonderheit hierbei ist, dass unter der Begrifflichkeit „Redispatch“ sämtliche Engpassbehebungsmaßnahmen (einschließlich Einspeisemanagement) subsumiert werden.

⁵ Dies setzt voraus, dass die Stammdaten folgendermaßen gebildet sind: Die Anfahrt startet mit den Aktivitäten zur Inbetriebnahme der Anlage (bspw. Vorwärmen des Kessels) und endet mit der Einspeisung von Wirkleistung nach der Synchronisation des Generators mit dem Netz.