

Leitfaden für die Präqualifikation von dargebotsabhängigen Einheiten für die Regelleistung

Leitfaden für die Präqualifikation von dargebotsabhängigen Einheiten für die Regelleistung

Windkraft und Photovoltaik (PV)

07.10.2026 / Version 1.02

Leitfaden für die Präqualifikation von dargebotsabhängigen Einheiten für die Regelleistung

Versionsverlauf

Version	Datum	Bemerkungen
1.01	01.12.2025	- Veröffentlichung
1.02	07.10.2026	- Zusätzliche Möglichkeit für die Bereitstellung von positiver Regelleistung

Leitfaden für die Präqualifikation von dargebotsabhängigen Einheiten für die Regelleistung

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
2	Bestimmung des Arbeitspunktes anhand der möglichen Einspeisung	2
2.1	Im Falle der negativen Regelleistungsvermarktung	2
2.2	Im Falle der positiven Regelleistungsvermarktung	3
2.2.1	Qualitätskriterien der möglichen Einspeisung werden voll erfüllt	3
2.2.2	Qualitätskriterien der möglichen Einspeisung werden nicht erfüllt	3
2.3	Methodische Vorgaben	5
2.4	An den ÜNB zu übertragende Datenpunkte	6
3	Präqualifikation einer Gruppe von Wind- und PV-Parks	7
4	IT-Anforderungen	8
5	Besicherung der Vorhaltung und Aktivierung von Regelleistung	9
6	Engpassmanagement und Regelreserve	10
7	Abschattungseffekte (nur für Windkraftanlagen relevant)	11

1 Einleitung

Dieses Dokument richtet sich an interessierte Marktteilnehmer und soll einen Überblick über die wesentlichen Anforderungen und Möglichkeiten zur Präqualifikation für Regelleistung von dargebotsabhängigen Einheiten (Wind und PV) geben. Das Dokument beruht auf den aktuellen Präqualifikationsbedingungen, insbesondere:

- [1]: Präqualifikationsverfahren für Regelreserveanbieter (FCR, aFRR, mFRR) in Deutschland ("PQ-Bedingungen")
- [2]: [IT-Mindestanforderungen](#), Stand: 01.11.2025
- [3]: [Anforderung für geschlossene Benutzergruppen zur Erbringung von Regelreserve](#), Stand: 01.05.2023

Darauf aufbauend bietet dieses Dokument den Marktteilnehmern Hinweise und Handlungsmöglichkeiten im Zusammenhang mit der Präqualifikation von Windkraft- und PV-Anlagen. Die Inhalte dieses Dokuments ersetzen oder ergänzen nicht die geltenden Präqualifikationsbedingungen für Windkraftanlagen. Da für die Präqualifikation von PV-Anlagen grundsätzlich dieselben Anforderungen wie für Windkraftanlagen gelten, lassen sich die nachfolgenden Hinweise und Handlungsmöglichkeiten gleichermaßen auf PV-Anlagen anwenden.

Die nachfolgenden Ausführungen können den folgenden Bereichen zugeordnet werden:

- Verfahren zur Bestimmung des Arbeitspunktes anhand der möglichen Einspeisung
- Präqualifikation einer Gruppe von Windparks bzw. von PV-Anlagen
- IT-Anforderungen
- Besicherung der Vorhaltung und Aktivierung von Regelleistung

Grundsätzlich bezieht sich die Präqualifikation auf einen gesamten Wind- oder PV-Park, der als Reserveeinheit betrachtet wird. Alternativ können auch mehrere Wind- oder PV-Parks als eine Reservegruppe präqualifiziert werden.

2 Bestimmung des Arbeitspunktes anhand der möglichen Einspeisung

Die Ermittlung des Arbeitspunktes auf Basis der möglichen Einspeisung stellt eine ergänzende Option zu den bestehenden Verfahren dar, die bei Wind- und PV-Anlagen angewendet werden kann.

2.1 Im Falle der negativen Regelleistungsvermarktung

Der Arbeitspunkt dient als Referenzpunkt, um im Fall des Regelenergieabrufs bei einer Anlage die tatsächliche Regelleistung bestimmen und abrechnen zu können (sog. Baseline). Die erbrachte Regelarbeit wird aus der Differenz zwischen dem Arbeitspunkt und der aktuellen Einspeisung P_{Ist} berechnet (siehe Abbildung 1).

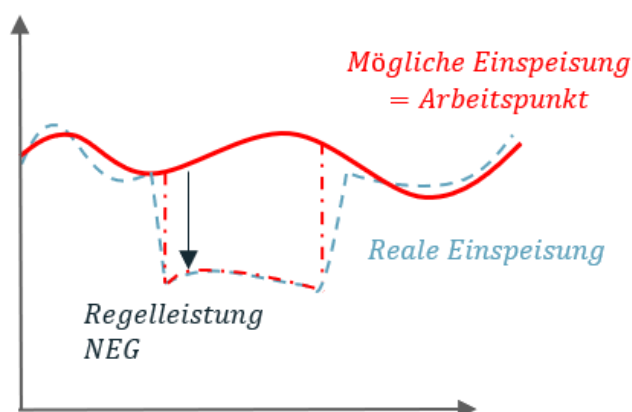


Abbildung 1: Schema der möglichen Einspeisung bei negativer Regelleistung

Für erneuerbare Energieträger wie Wind oder PV, bei denen der Arbeitspunkt nicht zwingend durch den Anbieter vorab festgelegt werden kann, kann das Verfahren der möglichen Einspeisung genutzt werden. Im Falle der aFRR ist der Anbieter verpflichtet, den 5 Minuten voraussiehenden Arbeitspunkt auch bei Wind- und PV-Anlagen zu ermitteln und zu übertragen, dieser darf jedoch bei Wind- und PV-Anlagen indikativ sein.

Die mögliche Einspeisung entspricht der hypothetischen Erzeugung (MW) ohne Regelenergieabruf. Sie ist sowohl für die Vorhaltungs- als auch die Erbringungsphase zu bestimmen und dient insbesondere während eines Regelenergieabrufs als Referenzwert für die Regelleistungserbringung. Die mögliche Einspeisung soll in jeder Phase das vorliegende Energiedargebot sowie die technischen Gegebenheiten widerspiegeln. Während der Vorhaltungsphase sollte sie die tatsächliche Erzeugungsleistung zu jedem Zeitpunkt möglichst genau abbilden.

2.2 Im Falle der positiven Regelleistungsvermarktung

Bei der positiven Regelleistungsvermarktung kann die mögliche Einspeisung direkt und ohne Abschlag als Regelband angesetzt werden, wenn die Qualitätskriterien vollständig erfüllt sind (siehe 2.2.1). Werden die Qualitätskriterien nicht vollständig erfüllt, ist eine Vermarktung mit reduziertem Regelband unter Berücksichtigung eines angemessenen Sicherheitsabschlages möglich (siehe Abschnitt 2.2.2).

2.2.1 Qualitätskriterien der möglichen Einspeisung werden voll erfüllt

Bei einer positiven Regelleistungsvermarktung, bei der Anlagen während der Regelleistungsvorhaltung auf ein abgesenktes Niveau oder auf 0 MW gedrosselt sind, dient die mögliche Einspeisung als positives Regelleistungspotential und kann als Regelband der Anlage verstanden werden (siehe Abbildung 2). Wird beispielsweise mit einem Windpark 10 MW positive Regelleistung vorgehalten und der Windpark ist auf 0 MW gedrosselt, darf die mögliche Einspeisung nicht kleiner 10 MW betragen, da andernfalls nicht genügend Leistung vorgehalten worden wäre.

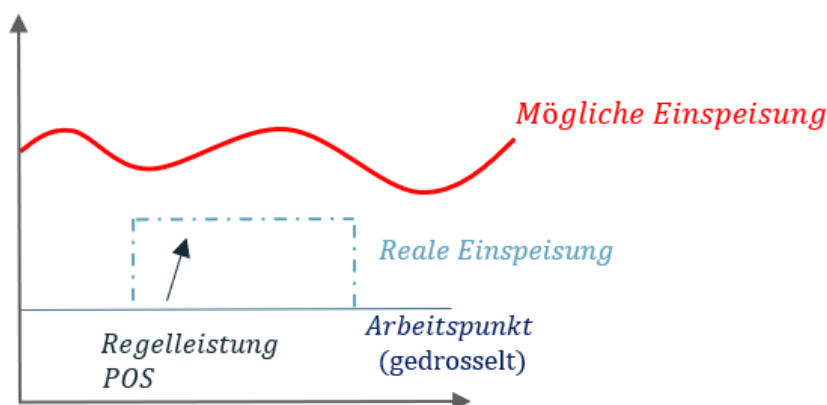


Abbildung 2: Schema der möglichen Einspeisung bei positiver Regelleistung

2.2.2 Qualitätskriterien der möglichen Einspeisung werden nicht erfüllt

Wenn die Qualitätskriterien an die mögliche Einspeisung für die Arbeitspunktbildung aus Kapitel 2.3 nicht erreicht werden, so kann die mögliche Einspeisung als Regelbandgröße mit einem Sicherheitsabschlag verwendet werden. Die Höhe des Sicherheitsabschlages richtet sich nach der Qualität der möglichen Einspeisung, d.h. je größer der Fehler, desto höher der Sicherheitsabschlag.

Prüflogik:

Da bei dieser Methode sowohl ein struktureller Fehler (größer 1 %) als auch stärkere Abweichungen (außerhalb des Kanals) akzeptabel sind, ist die Wahl eines ausreichend langen und repräsentativen Prüfzeitraums von besonderer Bedeutung. Nur so kann nachgewiesen werden, dass die positive Regelleistung auch unter ungünstigen Witterungsbedingungen zuverlässig vorgehalten werden kann (bei PV z.B. Wolkenzug und bei WKA entsprechend unregelmäßige Windstärke). Im Rahmen der Präqualifikation

sind hierfür mindestens 10.000 Messwerte aus einem zusammenhängenden Zeitraum mit ausreichend volatiler Einspeisung bereitzustellen.

Der erforderliche Grad der Volatilität der Einspeisung wird anhand der nachfolgend definierten Kenngröße bestimmt. Ziel ist es, sicherzustellen, dass die Bewertung des Verfahrens unter hinreichend anspruchsvollen Bedingungen erfolgt und die Qualität der prognostizierten Einspeiseleistung belastbar nachgewiesen werden kann.

$$VAR_{norm} = \frac{\frac{1}{n} \sum_{t=2}^n |P_t - P_{t-1}|}{P_{Nenn}} * 100 \%$$

- P_t : Leistung zum Zeitpunkt t
- P_{t-1} : Leistung zum vorherigen Zeitpunkt
- $|P_t - P_{t-1}|$: Betrag der Leistungsänderung zwischen zwei Messpunkten
- $\sum_{t=2}^n$: Summe aller Leistungsänderungen
- $\frac{1}{n} \sum$: Mittelwert dieser Leistungsänderungen
- P_{Nenn} : Nennleistung der Anlage/des Parks

Dabei soll der Volatilitätsgrad mindestens die folgenden Werte erreichen:

- PV-Parks: > 0,025 % der Nennleistung
- Wind-Parks: > 0,2 % der Nennleistung

Sicherheitsabschlag:

Liegt ein geeigneter Auswertungszeitraum vor, werden die 1 % der Werte mit der höchsten Abweichung (kritische Werte) betrachtet und hieraus ein Mittelwert gebildet. Bei 10.000 Datenpunkten entspricht dies den 100 Werten mit der größten positiven Abweichung zwischen prognostizierter und tatsächlicher Einspeisung. Als kritische Werte gelten diejenigen Zeitpunkte, an denen die mögliche Einspeisung die tatsächliche Einspeisung am stärksten überschätzt.

Das Ergebnis der Mittelwertbildung ergibt einen Sicherheitsabschlag in MW. Dieser Sicherheitsabschlag ist im operativen Betrieb bei der Bestimmung des verfügbaren Regelbandes zu berücksichtigen und von der möglichen Einspeisung abzuziehen.

Beispiel:

Der Sicherheitsabschlag wurde gemäß der Prüflogik mit 2,5 MW ermittelt. Beträgt die mögliche Einspeisung zu einem bestimmten Zeitpunkt 24 MW und ist die Anlage gleichzeitig auf 10 MW abgesenkt, ergibt sich eine für die Regelleistung anrechenbare Einspeisung von 21,5 MW. Daraus folgt ein verfügbares positives Regelband von 11,5 MW.

Rechnung:

Regelband_POS = Mögliche Einspeisung – Sicherheitsabschlag – Arbeitspunkt

Regelband_POS = 24MW – 2,5MW – 10MW = 11,5MW

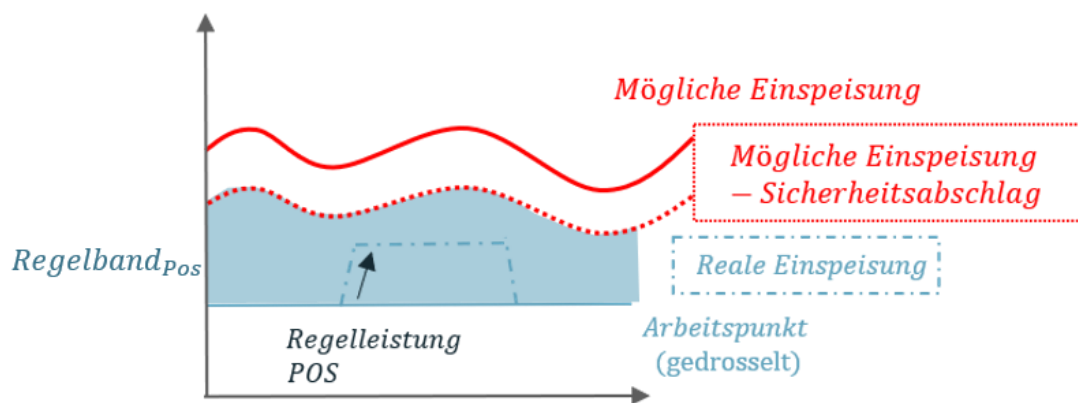


Abbildung 3: Schema der möglichen Einspeisung bei positiver Regelleistung mit Sicherheitsabschlag

2.3 Methodische Vorgaben

Das Verfahren der möglichen Einspeisung wird in Abschnitt 2.9 der PQ-Bedingungen erläutert und ist sowohl für Windkraft- als auch PV-Anlagen anwendbar. Bei der Bestimmung der möglichen Einspeisung kann der Anbieter entweder auf Datenpunkte aus der Anlagensteuerung zurückgreifen oder ein eigenes Verfahren aufsetzen, beispielsweise

- Berechnung anhand von lokalen Mess- und Sensordaten,
- Nutzung einer geeigneten Referenzmessung.

Das Verfahren zur Bestimmung der möglichen Einspeisung soll sich in den verschiedenen Phasen der Regelreservebereitstellung nicht unterscheiden und muss in allen Phasen die Genauigkeitsanforderungen gemäß Kapitel 2.9.4. der PQ-Bedingungen erfüllen. Die wesentlichen Merkmale des Verfahrens sind im Rahmen der Präqualifikation darzulegen.

Sofern eine Leistungsreduktion vorliegt (z. B. im Rahmen von Einspeisemanagement nach § 13 (2) EnWG oder aus wirtschaftlichen Gründen), wird der Arbeitspunkt aus dem Minimum der möglichen Einspeisung und dem Sollwert der Leistungsreduktion abgeleitet.

Das Verfahren zur Ermittlung der möglichen Einspeisung muss eine definierte Güte aufweisen. Die Überprüfung erfolgt im Rahmen des PQ-Prozesses. Die Gütebewertung basiert auf der Differenz zwischen der möglichen Einspeisung und der Ist-Einspeisung innerhalb eines zusammenhängenden Betrachtungszeitraums. Der (einfache) Mittelwert¹ des Erbringungsfehlers darf nicht größer als ± 1 % der zu präqualifizierenden Leistung sein. Der Auswertungszeitraum muss mindestens 10.000 Werte enthalten und zusammenhängend sein. Unberücksichtigt bleiben

- Werte mit einer Einspeiseleistung kleiner als 10 % der installierten Leistung
- Daten, die im Rahmen einer Leistungsreduktion (z. B. Einspeisemanagement-Maßnahmen) erfasst wurden.

Im Übrigen ist die Schwankung der Abweichungen vom Mittelwert begrenzt durch die zulässigen Schwankungen, wie sie für die Betriebsfahrt gelten (siehe nachfolgende Tabelle 1). Diese zulässigen Schwankungen gelten in jeder Phase der Vorhaltung und Erbringung von Regelleistung.

Tabelle 1: Zulässige Schwankungsbreiten

	"Erlaubtes" Intervall (mind. 95 % der Werte)	"Tolerierbares" Intervall (max. 5 % der Werte)
aFRR	+ / - 5 %	+ / - 10 %
mFRR	+ / - 10 %	+ / - 20 %

Um plausibel zu machen, dass der Wind bzw. der PV-Park die Vorgaben in Bezug auf die Güte der möglichen Einspeisung auch bei schwankenden Windverhältnissen bzw. schwankender solarer Einstrahlung im realen Betrieb einhält, ist die Betriebsfahrt unter realen Bedingungen und damit nicht in abgeregeltem Zustand zu absolvieren. Wird hingegen (im Ausnahmefall) nur die Vermarktung und Vorhaltung von Regelleistung im abgeregelten Betrieb angestrebt, ist dies im Erbringungskonzept und im Rahmen der PQ auszuführen, in diesem Fall kann die Betriebsfahrt auch im abgeregelten Betrieb durchgeführt werden.

2.4 An den ÜNB zu übertragende Datenpunkte

Grundsätzlich sind die Datenpunkte gemäß den PQ-Bedingungen bereitzustellen. Im Falle der möglichen Einspeisung als Methode für die Arbeitspunktbestimmung ist für die aFRR Vermarktung auch der 5 Minuten

¹ Hinweis: die Vermeidung eines strukturellen Fehlers kann über entsprechende Korrekturterme in der Berechnungslogik vermieden werden; die exakte Parametrierung kann abhängig von der Parkstruktur variieren.

vorauselende Arbeitspunkt (vAP) zu ermitteln und zu übertragen. Dabei hat der vAP jedoch lediglich indikative Verbindlichkeit, d. h. es wird nicht erwartet, dass er kontinuierlich eingehalten werden kann. Das Verfahren des indikativen 5 Minuten vorauselenden Arbeitspunkts ist dem ÜNB während der PQ ebenfalls in Grundzügen darzulegen.

Denkbar sind u. a. die folgenden Ansätze:

- Angabe des Fahrplanwerts für die Viertelstunde
- Fortschreiben der tatsächlichen Einspeisung (während der Vorhaltung) bzw. der möglichen Einspeisung (während der Regelenergieerbringung)
- Fortlaufende, kurzfristige Prognose
- Alternative oder Mischverfahren

Bei Anwendung des indikativen 5 Minuten vorauselenden Arbeitspunkt sind neben der möglichen Einspeisung alle weiteren Einflüsse, die zu einer Arbeitspunktverschiebung zum Zeitpunkt $t+5$ führen, zu berücksichtigen, sofern diese zum Zeitpunkt t bekannt sind. Innerhalb einer Viertelstunde können dies z. B. Sollwertvorgaben des Netzbetreibers (Engpassmanagement), des Direktvermarkters (bei negativen Börsenpreisen oder für das Bilanzkreismanagement) oder des Betreibers sein. Wird z. B. von der Möglichkeit Gebrauch gemacht, dass der indikative 5 Minuten vorauselende Arbeitspunkt den Fahrplanwert wiedergibt, würde jede Abweichung davon innerhalb einer Viertelstunde bedeuten, dass eine zusätzliche Sollwertvorgabe vorliegt.

3 Präqualifikation einer Gruppe von Wind- und PV-Parks

Wind- und PV-Parks können einzeln eine PQ anstreben und diese in Form einer Reserveeinheit (RE) erreichen oder bei mehreren Wind- und PV-Parks auch gemeinsam als eine Reservegruppe (RG) präqualifizieren.

Bei einer gemeinsamen PQ in einer RG ist jeweils ein Verfahren der möglichen Einspeisung bei allen Parks zu implementieren. Der Arbeitspunkt für die RG ergibt sich aus der Summe der möglichen Einspeisungen der an der Regelung beteiligten Parks. Hierbei ist zu beachten, dass

- Der strukturelle Fehler von maximal 1 % je Standort maßgeblich ist und
- Die sekundlichen Schwankungen (siehe Tabelle 1: Zulässige Schwankungsbreiten) je Gruppe bewertet werden.

Durch den zweiten Punkt ist es dem Regelreserveanbieter möglich, Durchmischungseffekte bzgl. der Schwankung der möglichen Einspeisung zu erreichen.

Es ergeben sich durch die Gruppenbildung mögliche Freiheitsgrade beim Anbieter:

- So kann das Betriebskonzept vorsehen, dass alle Wind- oder PV-Parks entsprechend der jeweils lokal bestimmten möglichen Einspeisung Regelenergie aktivieren.
- Alternativ kann es sinnvoll sein, dass ausgewählte Wind- oder PV-Parks die Regelenergie in größeren Stufen erbringen, während der andere Teil der Wind- oder PV-Parks der betreffenden Reservegruppe die fehlende Differenz erbringen. Dies kann z. B. bei herstellerbedingten Beschränkungen von Sollwertvorgaben ein möglicher Ansatz sein.

Die für das Produkt vorgesehene Erbringungsqualität ist zu jeder Zeit zu gewährleisten.

4 IT-Anforderungen

Die Kommunikation zwischen dem Anbieter-Leitsystem und den TE, die Regelleistung vorhalten und erbringen, muss wie in den IT-Mindestanforderungen aufgeführt, über eine geschlossene Benutzergruppe laufen. Die geschlossene Benutzergruppe darf ausschließlich zur Erbringung von Regelreserve eingesetzt werden. Eine Nutzung für verschiedene Regelleistungsarten ist dabei zulässig. Die Redundanz der Anbindung von TE an das Anbieterleitsystem kann alternativ zu einer SDH/PDH-Verbindung über eine geschlossene Benutzergruppe im Mobilfunk bereitgestellt werden.² Ein Sicherheitsmerkmal bei der Anbindung von TE an das Anbieter-Leitsystem ist der zwingend erforderliche Medienbruch. Ziel ist die Unterbrechung des Internetprotokolls (IP). Der Medienbruch kann über verschiedene Arten erfolgen, z. B. über eine serielle Schnittstelle.

- Die Anbindung von Technische Einheiten ab einer präqualifizierten Leistung von 30 MW, die über denselben Kommunikationsweg angebunden werden, muss nicht zwingend mehr redundant ausgelegt sein, sofern eine Besicherung über weitere Anlagen mit anderem Kommunikationsweg sichergestellt werden kann (C02).
- Die Anforderung an die maximale Leistung pro Netzanschlusspunkt von bisher 100 kW entfällt, sodass hier die Vor-Aggregation bei Bündelungen kleiner 10 MW flexibel ausgestaltet werden kann (C05).

² Vgl. [3], Kapitel 5, S. 23

5 Besicherung der Vorhaltung und Aktivierung von Regelleistung

Grundsätzlich unterliegen (Pools mit) Wind- und PV-Anlagen bei der Besicherung von technischen Ausfällen und Nichtverfügbarkeiten den gleichen Anforderungen wie andere Anlagen auch.³

Teilweise entstehen Nichtverfügbarkeiten nach einem Zuschlag im Regelleistungsmarkt (RLM) bei FRR durch

- technischen Ausfall von Anlagen oder
- aufgrund eines geringeren als ursprünglich prognostizierten Einspeisedargebots

Insb. die Nichtverfügbarkeiten aufgrund eines geringeren als in der Prognose des Anbieters berücksichtigten Einspeisedargebots beeinträchtigen die Möglichkeiten, Gebotsverpflichtungen im Regelarbeitsmarkt (RAM), die aus einem Zuschlag im RLM resultieren, zu erfüllen.

Nichtverfügbarkeiten können (wie andere Kraftwerks-Ausfälle) nicht nur in demselben Anbieter-Pool (poolintern) sondern auch durch einen anderen Pool (poolextern) besichert werden (desselben oder eines anderen Anbieters und in derselben oder in einer anderen RZ).

Der Anbieter ist verpflichtet, solche Fälle und ihr Ausmaß sowie die Wirkung auf die Vorhaltung von Regelleistung durch gute Prognose, Abschlüsse bei der Vermarktung und ein hinreichendes Besicherungskonzept zu vermeiden bzw. zu minimieren.

Unabhängig von technischen Nichtverfügbarkeiten können Anbieter ihrer Angebotsverpflichtung im RAM durch Kombination von Geboten in ihrem eigenen Portfolio (ein oder mehrere Pools unabhängig der RZ) nachkommen. Wirtschaftliche Erwägungen können berücksichtigt werden, solange die Angebotsverpflichtung gemäß RLM-Zuschlag im RAM erfüllt wird. Es ist z. B. denkbar, die innertäglich prognostizierte und im Vergleich zum Vortag unerwartet höhere Einspeisung aus Wind und PV bei der Vermarktung von negativer Regelleistung zu nutzen, indem zusätzliche Leistung aus den Wind- und PV-Anlagen im RAM angeboten wird oder verpflichtende RAM-Gebote gemäß RLM-Zuschlag aus anderen Anlagen durch die Wind- und PV-Anlagen ersetzt werden (Pool- und ggf. RZ-übergreifend).

Darüber hinaus können Wind- und PV-Anlagen zur Besicherung von technischen Nichtverfügbarkeiten bei anderen Anlagen bei der Vorhaltung und Erbringung von Regelleistung eingesetzt werden.

³ siehe [Leitfaden zur Nutzung der zentralen Besicherungsfunktion](#), ggfs. in Zusammenhang mit der [Bestätigungserklärung des Sicherungsgebers im Rahmen der Besicherung durch Dritte](#)

Bei der Verschiebung der Vorhaltung zwischen Pools mit unterschiedlichen EIC ist seitens des Anbieters darauf zu achten, die RAM-Gebote als Besicherungsgebot zu markieren (siehe „[Leitfaden zur Nutzung der zentralen Besicherungsfunktion](#)“). Es ist zu berücksichtigen, dass die zentrale Besicherungsfunktion bei einem technischen Ausfall des RAM nicht zur Verfügung steht. Die wirtschaftliche Optimierung durch Nutzung der Besicherungsfunktion mit Dritten ist nicht zulässig, damit können lediglich technische Nichtverfügbarkeiten zwischen verschiedenen Anbietern besichert werden.

6 Engpassmanagement und Regelreserve

Bei Technischen Einheiten mit Anschluss in der Übertragungsnetzebene meldet der Anbieter dem Anschluss-ÜNB die geplante Vorhaltung von Regelleistung über den KWEP-Datenprozess (siehe Art. 1.3 der Anlage 3 des Regelleistung-Rahmenvertrags). Diese Daten werden beim Engpassmanagement berücksichtigt. Für Technische Einheiten mit einem Anschluss unterhalb der Übertragungsnetzebene besteht bisher in der Regel kein etablierter Prozess zur Meldung von Daten bzgl. der Vorhaltung von Regelleistung.

Sofern der Wind- oder PV-Park durch die Anforderung von Redispatch in seiner geplanten oder tatsächlichen Vorhaltung von Regelleistung beeinträchtigt wird, insbesondere nach Ende des Regelleistungsmarkts bzw. des Regelarbeitsmarkts, bestehen für den Anbieter folgende Möglichkeiten:

- Verschiebung der Vorhaltung auf andere Anlagen in demselben oder einem anderen Pool des Anbieters
- Anpassung der Regelarbeitsgebote für betroffene Viertelstunden soweit notwendig (z. B. bei Einschränkung der technischen Möglichkeit der RLM-Gebotsverpflichtung nachzukommen)
- Korrektur der aktuellen Vorhalteleistung (siehe PQ-Bedingungen), mit Meldung einer nicht vermeidbaren, teilweisen Nichtverfügbarkeit sobald möglich.

7 Abschattungseffekte (nur für Windkraftanlagen relevant)

Durch eine Leistungsänderung von Windkraftanlagen durch die Aktivierung und Deaktivierung von Regelenergie kann die Einspeisung der restlichen Anlagen eines Windparks oder der Anlagen in benachbarten Windparks sich ändern (Abschattungseffekte).

Abschattungseffekte sind bis auf Weiteres nur optional von den Anbietern von Regelreserve zu berücksichtigen.

Hinweis:

Die ÜNB sind bestrebt – mit der Unterstützung der Anbieter (z. B. geeignete Daten) – Abschattungseffekte zu analysieren. D. h. auf Anforderung des ÜNB sind weitere Datenpunkte (z. B. bei Windparks Windrichtung und Windstärke) zur Verfügung zu stellen. Die ÜNB behalten sich weitere Konkretisierungen zu einem späteren Zeitpunkt vor.