

REZ

REZ

Erzman und Eisman

EEG-Einspeisemanagement: Verfahren
und Berechnungen der Erstattungshöhen

Prof. Dr. Walter Delabar, Stefan Igracki

Regenerative Energien Zernsee GmbH & Co. KG

- Gegründet 2002
- Sitz in Berlin
- 14 Mitarbeiter in Büros in Berlin und NRW
- Derzeit in Verwaltung: 77 WEA / 135 MW
- Ausbau 2015 voraussichtl. auf 108 WEA / 225 MW
- Gesamtportfolio techn. und kfm. Betriebsführung inkl. Geschäftsführung für Windparks und Umspannwerke
- Externe Dienstleistungen z.B. bei Berechnung von Härtefallerstattungen

**NATÜRLICH
KÖNNEN SIE
SICH UM
ALLES SELBER
KÜMMERN.
MÜSSEN SIE
ABER NICHT.**

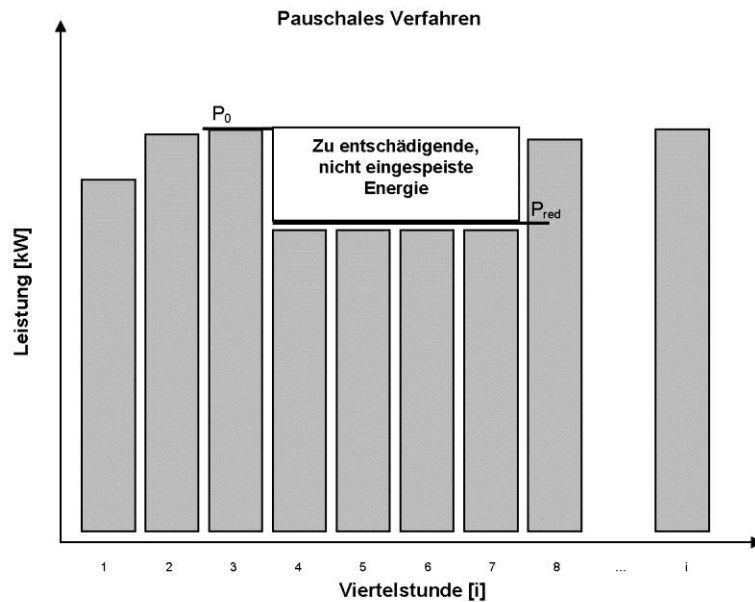
§ 15 EEG 2014 (Härtefallregelung) REZ

- Regelt Entschädigungen der Betreiber aufgrund von Netzsicherheitsmaßnahmen
- Keine wesentliche Veränderung zum EEG 2012
- Schadenersatzanspruch (EEG 2014): 95 Prozent der nachweisbar entgangenen Erträge, ab 1 Prozent der Jahresgesamterträge: 100 Prozent
- Ansprechpartner: Netzbetreiber, bei dem WEA angeschlossen ist

- Bezug auf Leitfaden Bundesnetzagentur, derzeit Version 2.1 (Stand März 2014)
- Keine Rechtsnorm, anderes Nachweisverfahren möglich
- Von Netzbetreibern werden zwei Verfahren akzeptiert: Pauschalverfahren, Spitzabrechnungsverfahren
- Möglich sind Sonderregelungen zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber
- Anlagenbetreiber muss sich pro Jahr für ein Verfahren entscheiden
- Entscheidend ist Messeinrichtung, die auch für Abrechnung der Einspeisevergütung Berücksichtigung findet
- Bei mehreren WP an einem Anschlusspunkt Verteilung nach Referenzertrag
- Achtung: Kein Verlust von Erstattungsverpflichtung durch Netzbetreiber bei fehlerhafter Reaktion der Fernsteuerung (keine Reaktion Windpark, Reduktion falsche WP-Teile, Reduzierung in falscher Höhe)

- Für Anlagen IB bis 31.12.2011: 100 der Ausfallarbeit
- Für Anlagen IB ab 1.1.2012: 95 Prozent / 100 Prozent ab 1 Prozent Jahresertrag
- Für alle WEA: Zusätzliche Aufwendungen sind zu entschädigen, eingesparter Aufwand ist aufzurechnen
- Aufwand nur dann, wenn direkter Zusammenhang mit Lastmanagementmaßnahme besteht: z.B. Stromverbrauch (analog zu Kraftstoffverbrauch in BKW)
- Nicht relevant: Verwaltungs- und Abrechnungskosten, Zinsen, Tilgung, Abschreibungen

- Prämisse: Windverhältnisse vor Maßnahme = während Maßnahme
- Bezugspunkt: letztes vollständiges Zeitintervall (15 Minuten) vor Maßnahme
- Gemessen wird Differenz zwischen letztem Leistungswert vor Maßnahme und Ist-Wert
- Berechnung nach Viertelstundenwerten
- Erstattet wird entgangene Einspeisung
- Mehraufwand/Minderaufwand muss berücksichtigt werden



Quelle: BNetzA, Leitfaden Version 2.1, Seite 8.

- Bezugspunkt ist 15 Minuten Status vor Maßnahme
- Einfaches Verfahren
- Angebot von Seiten Netzbetreiber
- Unregelmäßigkeiten wie Veränderung Windangebot, Wiederherstellung Betriebsbereitschaft etc. bleiben unberücksichtigt

- Berücksichtigung schwankendes Windangebot und Bereitschaftsmeldung WEA während Maßnahme
- Bestimmung Korrekturfaktor zu lokalen Gegebenheiten, Basis letzte 60 Minuten vor Maßnahme
- Korrekturfaktor für jede WEA und für jede Maßnahme neu zu bestimmen
- Erstattet wird entgangene Einspeisung
- Mehraufwand/Minderaufwand muss berücksichtigt werden

Schaubild Spitzabrechnung

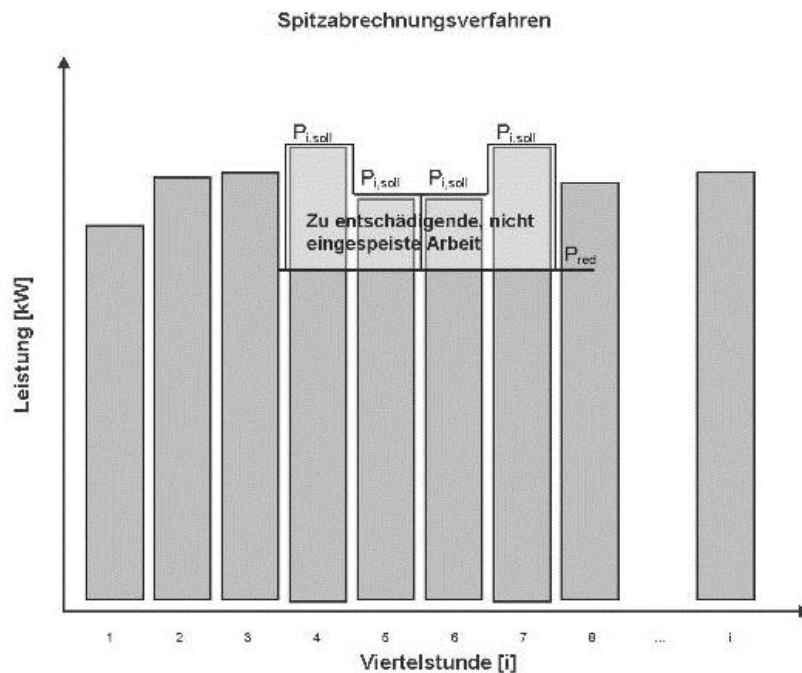


Abbildung 3: Darstellung der zu entschädigenden Ausfallarbeit im Spitzabrechnungsverfahren

Quelle: BNetzA, Leitfaden Version 2.1, Seite 10.

- Komplexes Berechnungsverfahren vom Betreiber durchzuführen
- Zum Teil Angebot von Netzbetreibern / dann Prüfung durch Betreiber
- Berücksichtigung aller betriebsbereiten WEA und Windangebot während Maßnahme

Pauschalverfahren

- Vorteile:
 - Schnelle Entschädigung, geringer Aufwand Betreiber
 - Höhere Entschädigung bei sinkender Windgeschwindigkeit
- Nachteil: Keine Berücksichtigung potentieller Mehrerträge während Einspeisung

Spitzabrechnung

- Vorteil: höhere Entschädigung bei steigender Windgeschwindigkeit
- Nachteile: Aufwand bei Betreiber, zeitliche Verzögerung durch Prüfung Netzbetreiber, i.d.R. keine Kompetenz bei Netzbetreibern, Frage Durchsetzbarkeit von Mehraufwand

- Abzug von Netzverlusten (nicht von Beispielrechnungen im Leitfaden gedeckt, aber EEG konform)
- Keine Akzeptanz von Mehraufwand durch Maßnahme (etwa Stromverbrauch)
- Automatische Umverteilung zwischen verschiedenen Windparks, die am selben Messeinheit angeschlossen werden / Verweigerung von korrekten Erstattungen
- Massive juristische Drohgebärden bei fehlerhafter Absenkung in Maßnahme
- Massive juristische Drohgebärden bei Abfrage Direktvermarktungshöhen
- Massive Verzögerungen und Einwände bei Kontrolle Spitzabrechnungsverfahren
- Keine ausreichende Information über Lastmanagementmaßnahmen (keine Windparkbezogene Information, gegen EEG)

- Leitfaden setzt voraus, dass im Spitzabrechnungsverfahren ein Zeitraum von 60 Minuten unmittelbar vor der Maßnahme als Bezugsrahmen für Berechnung Korrekturfaktor herangezogen wird
- Negative Leistung, Anlage im Service, niedrige Windgeschwindigkeit
- Siehe Fallbeispiele

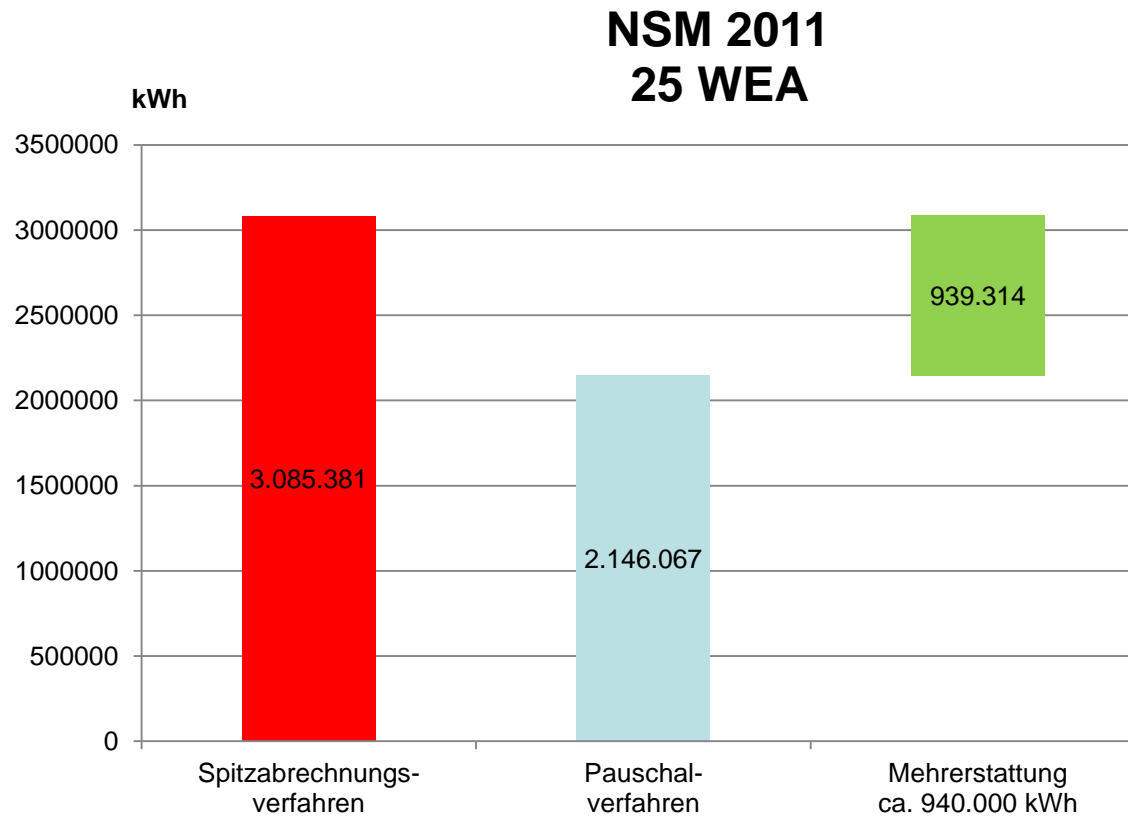
- EEG regelt, dass nur entgangene Erträge erstattet werden
- Leitfaden behandelt Netzverluste nicht
- Abgleich Abrechnungszähler/WEA-Zähler: Nur über Zeiträume möglich, die zur vollen oder halben Stunde beginnen.
- Siehe Fallbeispiele

- Mehrzahl der Betreiber wählt Pauschalverfahren
= Verzicht auf einen Teil der Entschädigung
- Vorschlag: Vergleich der Entschädigungshöhen
beider Verfahren nach Vorabprüfung

Fallbeispiel 2011

Gegenüberstellung Spitzabrechnung/Pauschalverfahren

REZ



Ca. 43 Prozent
Mehrerstattung
durch Spitz-
abrechnung im
Fallbeispiel

- Abweisung von frühzeitigen Erstattungsangeboten
- Keine frühzeitige Festlegung auf Verfahren
- Retrospektive Abschätzung des Umfangs der Maßnahmen (Entscheidung erst nach Abschluss Jahr)
- Abschätzung Ergebnis der Verfahren nach Jahresabschluss durch Abschätzung
- Bei >20 Prozent Durchführung der Berechnung
- Abrechnung bei Netzbetreiber

- Leitfaden als Standard, ohne rechtliche Grundlage
- Drohung Wegfall EEG-Vergütung bei techn. Fehlfunktion
- Unklare Regelung, wer Verfahren durchführt (generell ist von Aufwandsreduktion bei Netzbetreiber und Einspeisern die Rede)
- Unklare Regelung bei Bestimmung letzte vollständige 60 Min. (Einzelvereinbarung mit Netzbetreiber notwendig bei Berechnung Korrekturfaktor)
- Ggf. Ersatz der bisherigen Verfahren durch neue Regelung der Bundesregierung (EEG 2014 § 95 (1))
- Ggf. Ersatz durch Regelungen im Energiewirtschaftsgesetz

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

Brandenburgische Windenergietage 2014
Stand 114

Regenerative Energien Zernsee GmbH & Co. KG

Geschäftsführung:

Prof. Dr. Walter Delabar / Klaus Wolters

Büro Berlin:

Bergstraße 1

D-12169 Berlin

Tel.: 030-224 45 98-30

Fax: 030-224 45 98-31

Leitwarte: 030-224 45 98-44

Büro NRW:

Gewerbestraße Süd 50

D-41812 Erkelenz

Tel.: 02431-972 72 0

Fax: 02431-972 72 29

Mobil: 0171-417 66 50

Mail: w.delabar@rez-windparks.de

Eine NSM wird um 9.17 Uhr aufgerufen. Für die Ausfallberechnungen werden die 10Minuten-Lastgangdaten der WEA ab 9.20 Uhr verwendet. Für den Korrekturfaktor sollten nun die 10Minuten-Werte zwischen 8.20 Uhr und 9.10 Uhr herangezogen werden, um leitfadengenau zu rechnen. In diesem Zeitraum ist aber kein korrespondierender 60Minuten-Zeitraum für die 15Minuten-Lastgangdaten des Abrechnungszählers vorhanden.

Fazit: Wenn mit den 15Minuten-Lastgangdaten ein sachgerechtes Ergebnis erzielt werden soll, muss von dem Leitfaden für die Berechnung des Korrekturfaktors abgewichen werden und ein Berechnungsbeginn zur vollen und halben Stunde gewählt werden.

Wenn eine WEA in den 60 Minuten vor dem NSM-Aufruf während einer Schwachwindphase in einem 10Minuten Mittelwert mehr Strom bezogen hat, als sie produziert hat, ist P_{ist} in dem Fall negativ. Bildet man aus diesem 10Min-Wert den Korrekturfaktor, wird der Korrekturfaktor negativ. Verwendet man diesen negativen Korrekturfaktor gemeinsam mit den anderen 5 Werten zur Mittelwertbildung, wird der so gebildete Mittelwert erheblich dadurch verfälscht und unbrauchbar.

Wenn eine WEA wegen eines Serviceeinsatzes in den 60 Minuten vor der NSM stand, aber während der NSM wieder betriebsbereit war, wird auch der Korrekturfaktor als das Mittel der sechs 10-Minuten-Werte negativ. Multipliziert man diesen negativen Korrekturfaktor bei der Ausfallberechnung mit P_{theo} , um P_{soll} zu erhalten, wird auch P_{soll} negativ, was dazu führt, dass keine Ausfallarbeit (P_A) berechnet wird. Die Anwendung eines negativen Korrekturfaktors ist also absurd.

Wenn eine WEA in einer Schwachwindphase vor dem Aufruf der NSM eine Windgeschwindigkeit misst, der laut Leistungskennlinie eine Leistungsabgabe von 0 kW zugeordnet ist, wird $P_{\text{theo}}=0$. Verwendet man die 0 in der Berechnung für den Korrekturfaktor, entsteht das Problem, dass durch 0 dividiert wird. Das Ergebnis ist bekanntermaßen nicht definiert. Das Ergebnis der weiteren Verwendung ergibt, dass keine Ausfallarbeit berechnet wird.