

E.ON Energy Projects GmbH · Georg-Brauchle-Ring 52-54 · 80992 München

Bundesnetzagentur
Referat 610
Postfach 8001
53105 Bonn

per E-Mail: *eeg-einspeisemanagement@bnetza.de*

E.ON Energy Projects GmbH
EEP-ER
Georg-Brauchle-Ring 52-54
80992 München
www.eon-connecting-energies.com

Kerstin Schwalm
T 0 89-24 24 20-3 41
kerstin.schwalm@eon.com

Unser Zeichen KS

30. August 2017

Stellungnahme der E.ON Energy Projects GmbH zum Entwurf des Leitfadens zum Einspeisemanagement (Version 3.0)

Sehr geehrte Damen und Herren,

E.ON Energy Projects GmbH bedankt sich für die Möglichkeit zur Stellungnahme zu dem vorliegenden Entwurf des Leitfadens zum Einspeisemanagement (Version 3.0).

In unserer Rolle als Kraftwerksbetreiber und/oder als Betriebsführer von KWK-Kraftwerken im industriellen und gewerblichen Bereich sind wir mit praktischen Fragen bei der Umsetzung der gesetzlichen „EinsMan“-Vorgaben direkt betroffen.

Im Folgenden nehmen wir zu einzelnen Punkten des Leitfadens konkret Stellung. Im Anschluss haben wir einige grundsätzliche allgemeine Anmerkungen zu dem Leitfaden aus praktischer Sicht.

Zu Ziffer 2.1

1. Wir halten die Regelung, wonach sich der Anlagenbetreiber kalenderjährlich auf ein Verfahren zur Berechnung der Ausfallarbeit festlegen muss, nicht für zweckdienlich und erforderlich. Es liegt im Interesse aller Parteien, das für den jeweils konkreten Entschädigungsfall hinreichend genaue Verfahren zu wählen. Kommt es beispielsweise zu Beginn des Jahres zu einigen einfach abzurechnenden Entschädigungsfällen, welche sich für das pauschale Abrechnungsverfahren eignen, ist es allseitiges Interesse diese auch so abzurechnen, ohne für den Anlagenbetreiber bereits festzulegen, dass bei später im Jahr folgenden Entschädigungsfällen, bei welchen ggf. eine Spitzabrechnung zu genaueren Ergebnissen führt, auch auf das Pauschalverfahren zurückgegriffen werden muss. Es ist nicht ersichtlich, dass eine anfängliche kalenderjährliche Festlegung zu Vereinfachungseffekten oder administrativen Aufwandsminderungen führt, weder auf Seiten der Netz- noch der Anlagenbetreiber.
2. Es ist eine Klarstellung erforderlich, dass bei der Berechnung der Ausfallarbeit neben den Werten der abrechnungsrelevanten Messeinrichtungen auch anderwei-

Geschäftsführer:
René Matthies
Manfred Wirsing

Sitz: München
Amtsgericht München
HRB 149437
St.-Nr. 5105/5861/0015

Deutsche Bank AG Hannover
IBAN DE27 2507
0070 0060 6137 00
BIC DEUTDE2HXXX

tig vorhandene Betriebsmesseinrichtungen hinzugezogen werden dürfen, soweit diese den einschlägigen eichrechtlichen Vorschriften entsprechen bzw. deren Messwerte ausreichend kalibriert bzw. plausibilisiert werden können (z.B. ist im Bereich von Dampf als Wärmeträger eine Eichung technisch vielfach gar nicht möglich). Grund hierfür ist, dass gerade im Bereich thermischer Anlagen (Biomasse-BHKW, KWK-Anlagen) z.B. vielfältige Eigenversorgungskonzepte umgesetzt sind und auch weiterhin werden. Für solche Betriebskonzepte ist es unumgänglich, neben den reinen Einspeisezählern auch auf Betriebszähler zurückzugreifen, um ggf. Nachteile z.B. aus der Reduktion von Eigenversorgungsanteilen nachzuweisen. Dies gilt in gleichem Maße sowohl für Strom- als auch für Wärmemengen- und sonstige Zähler (z.B. Erdgas).

Zu Ziffer 2.3.5

1. Das pauschale Entschädigungsverfahren sollte auch bei Anlagen die gemäß der Festlegung BK6-13-200 der Bundesnetzagentur Kraftwerkseinsatzplanungsdaten (KWEP) an die Übertragungsnetzbetreiber übermitteln angewandt werden dürfen, soweit der Anlagenbetreiber nachweist, dass der letzte gemessene Leistungsmittelwert vor der Einspeisemanagement-Maßnahme (P_0) auch während der Zeit des Einspeisemanagements gefahren worden wäre (z.B. durch eine entsprechende Fahrplanmeldung). Falls dies der Fall ist, spricht aus unserer Sicht nichts gegen eine aufwandsmindernde Pauschalabrechnung auch für größere Erzeugungsanlagen.
2. Gemäß den Ausführungen in Ziffer 2.3.5 sind maßgeblich für die Ermittlung der Ausfallarbeit die letzten an den ÜNB gemeldeten Kraftwerkseinsatzplanungsdaten. Es sollte klargestellt werden, dass im Falle einer kurzfristigen Vermarktung z.B. am Intraday-Markt der dann resultierende, tatsächliche Fahrplan entschädigungsrelevant ist unabhängig davon, ob er im Rahmen der Kraftwerkseinsatzplanungsdaten oder auf Basis anderer Meldeverpflichtungen übermittelt worden ist. Beispiel: Wurde im Rahmen der KWEP eine durchgehende Leistung für den nächsten Tag von 20 MW gemeldet und dann am Liefertag kurzfristig ein Intraday-Geschäft für die Stunden 18-22 Uhr über zusätzliche 10 MW abgeschlossen und findet der Eingriff durch EinsMan während dieses Zeitraums statt, sind 30 MW als entschädigungsrelevante Leistung zu betrachten.

Zu Ziffern 2.4.1.2 und 2.4.1.3

Zur Vermeidung von Unklarheiten und Rechtsstreitigkeiten sollten folgende Punkte erfasst bzw. weitergehend erläutert werden:

1. Im Regelfall sollten sich EinsMan-Maßnahmen und der Abruf von Regelenergieleistungen einer Anlage durch die Kooperation der Netzbetreiber nicht überschneiden; sollte dies dennoch der Fall sein ist klarzustellen, dass sämtliche Zusatzaufwendungen des Anlagenbetreibers in diesem Zusammenhang entschädigt werden. Dies gilt insbesondere für die Inanspruchnahme von Besicherungsleistungen bei fehlender Einsatzfähigkeit der angebotenen Regelleistung sowie sämtliche entgangene Erlöse aus der Regelenergievermarktung. Weiterhin sollte klargestellt werden, dass vertragliche Regelungen mit negativen Folgen für den Anlagenbetreiber in Regelenergie-Verträgen mit Netzbetreibern (z.B. Pönalen, Entzug der Präqualifikation) nicht greifen.

2. Im Rahmen sehr vieler, in der Praxis bestehender Vertragskonstellationen besteht die Situation, dass entschädigungsrelevante Kosten und Erlöse nicht direkt beim Anlagenbetreiber entstehen. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund komplexer Contracting-Strukturen. Es sollte sichergestellt werden, dass auch solche Kosten, soweit sie nachgewiesen werden können und in einem kausalen Zusammenhang mit einer EinsMan-Maßnahme stehen, entschädigungsberechtigt sind, unabhängig davon, bei welchem Vertragspartner bzw. welcher legalen Geschäftseinheit sie anfallen.
3. Falls EinsMan-Maßnahmen zum Entfall bzw. Minderung von Eigenversorgungsmengen führen, sind die daraus resultierenden Nachteile zu entschädigen. Dazu zählen insbesondere neben den reinen Zusatzstromaufwendungen auch sämtliche Umlagen und Abgaben wie z.B. die EEG-Umlage und Netzentgelte, soweit diese im Falle einer Eigenversorgung bzw. Eigenerzeugung nicht anfallen würden. Dies gilt auch im Zusammenhang mit ggf. entfallenden Vorteilen aus der Anwendung des § 19 StromNEV, die im kausalen Zusammenhang mit einer EinsMan-Maßnahme stehen.
4. Entgangene Erlöse aus der Vermiedenen Netznutzung gemäß § 18 StromNEV sind vollumfänglich zu entschädigen, sowohl arbeits- als auch leistungsseitig.
5. Führen EinsMan-Maßnahmen indirekt zu einer Vollabschaltung einer Anlage ist die gesamte Leistung zu entschädigen, auch wenn nur eine geringere Stufenschaltung durch den Netzbetreiber angefordert wurde. Dies kann z.B. der Fall sein, wenn eine Anlage aufgrund einer vom Netzbetreiber geforderte Stufenabschaltung (60%) vollständig abgeschaltet werden muss, weil ansonsten gegen das BImSchG verstoßen werden würde (nicht fahrbarer Teillastbetrieb).
6. Gemäß des Leitfadentwurfs sind die beim Anlagenbetreiber zusätzlich entstehenden Abwicklungskosten für die Entschädigungsansprüche nicht bei der Entschädigungshöhe ansetzbar. Vor dem Hintergrund, dass eine Spitzabrechnung erheblichen Abwicklungsaufwand erfordert, ggf. auch durch Klärungsaufwand zwischen dem Anlagenbetreiber und Netzbetreiber, sollte hier zumindest ein gewisser pauschaler Aufwand (z.B. 200 €/EinsMan-Eingriff) als Kosten ansetzbar sein.

Ergänzend möchten wir grundsätzlich einige Anmerkungen zum Einspeisemanagement machen.

1. Bei den EinsMan-Abrufen wird die durch den Betreiber der Anlage abgegebene Kraftwerkseinsatzplanung zu Grunde gelegt. Abgestellt wird jeweils auf die angegebene Sollleistung der Anlage. Unberücksichtigt bleiben aus unserer Sicht die bereits vermarkteten und freizuhaltenden Leistungsbereiche für die Regellenergievermarktung. Dadurch kann es durch einen EinsMan-Abruf zu einer Nichtverfügbarkeit des Kraftwerkes für die Regelleistungserbringung kommen und somit automatisch zum Anfall von erheblichen Besicherungskosten. Im Falle einer Regellenergievermarktung zum Zeitpunkt des EinsMan-Eingriffes sollte die vermarktete Regelkapazität, die an den Übertragungsnetzbetreiber vermarktet wurde, bei der Festlegung der geforderten EinMan-Leistungsreduzierung berücksichtigt bzw.

freigehalten werden. So können anfallende Besicherungskosten im Falle des Regelenenergie-Abwurfes sowie entgangene Arbeitserlöse (die im Falle der EinsMan-Abrechnung nicht nachweisbar bewertet werden können) vermieden werden.

2. Ein weiterer wichtiger Punkt stellt die Definition des Bezugspunktes für eine „EinsMan-Vorgabe“ des Anschlussnetzbetreibers dar. Im Falle von (industriellen und gewerblichen) Biomasse und/oder KWK-Anlagen ist die Konstellation oftmals komplex, da an einem physikalischen Netzknoten (Einspeisepunkt mit abrechnungsrelevanter Messung) häufig lediglich die Summe aus Kraftwerkserzeugung und Kunden- bzw. Eigenverbrauch sichtbar ist. Ist dies der Fall, so führt ein EinsMan-Eingriff mit einer Reduzierung der Kraftwerksleistung aufgrund der Angaben in der Kraftwerkseinsatzplanung nicht 1:1 zu einer Reduzierung der Netzlast. Eine Reduzierung der Leistung des Kraftwerkes muss ggf. durch einen zusätzlichen Netzbezug ausgeglichen werden, so dass bei KWK-Anlagen dieser EinsMan-Eingriff doppelte Wirkung entfalten würde. In bestimmten Konstellationen kann ein (kurzfristiger) EinsMan-Eingriff aber auch zur Folge haben, dass kundenseitige Produktionsanlagen abfahren müssen, der Stromverbrauch dadurch sinkt und sich die Netzlast noch deutlich erhöhen kann. Daher empfehlen wir, dass klargestellt wird, dass sich in solchen Netzkonstellationen die EinsMan-Vorgaben auf die Einspeiseleistung am Netzanschlussknotenpunkt, nicht aber auf die Erzeugungsleistung des Kraftwerkes beziehen.
3. Grundsätzlich ist im Falle einer EinsMan-Maßnahme in einer KWK-Anlage einzelfallspezifisch mit dem Anlagenbetreiber zu überprüfen, welche Leistungsreduzierung der Technischen Einheit unter Einhaltung der genehmigungsrechtlichen Vorschriften (z.B. Emissionen) realisiert werden können und welche für das Netz unerwünschten Auswirkungen ein EinsMan-Eingriff in das Kraftwerk haben könnte und wie diese zu vermeiden sind. Auf dieser Grundlage sollten mögliche Schaltszenarien für einen EinsMan-Eingriff bilateral zwischen Anlagen- und Netzbetreiber vereinbart werden.
4. Grundsätzlich sollte das Schalten einer EinsMan-Vorgabe nicht direkt durch den Anschlussnetzbetreiber, sondern erst nach Rücksprache mit dem Kraftwerksbetreiber oder dessen Betriebsführer durch den Betreiber selbst erfolgen (in festzulegender, kurzer Frist, z.B. 15 min.). Die Verpflichtung die EinsMan-Maßnahme durchzuführen bleibt davon natürlich unberührt.
5. Die Regelungen des zukünftigen Leitfadens zum Einspeisemanagement sollten einen möglichst hohen Grad an Verbindlichkeit für alle Marktakteure aufweisen, um bei erfolgten Eingriffen zusätzliche Einzelfalldiskussionen mit den einzelnen Netzbetreibern zu vermeiden. Daher wäre es begrüßenswert, wenn so konkret und detailliert wie möglich auch die von uns angesprochenen Punkte Berücksichtigung finden würden.

Bei Fragen und auch zur weiteren Diskussion stehen wir gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüße

i.A. K. Schwalm i.V. Kaus