



Rat der
Europäischen Union

Brüssel, den 2. Dezember 2016
(OR. en)

**Interinstitutionelles Dossier:
2016/0379 (COD)**

**15135/16
ADD 1**

**ENER 418
ENV 758
CLIMA 169
COMPET 637
CONSOM 301
FISC 221
IA 131
CODEC 1809**

VORSCHLAG

| | |
|----------------|--|
| Absender: | Herr Jordi AYET PUIGARNAU, Direktor, im Auftrag des Generalsekretärs der Europäischen Kommission |
| Eingangsdatum: | 1. Dezember 2016 |
| Empfänger: | Herr Jeppe TRANHOLM-MIKKELSEN, Generalsekretär des Rates der Europäischen Union |

| | |
|----------------|--|
| Nr. Komm.dok.: | COM(2016) 861 final - ANNEX 1 |
| Betr.: | ANHANG zum Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates über den Elektrizitätsbinnenmarkt |

Die Delegationen erhalten in der Anlage das Dokument COM(2016) 861 final - ANNEX 1.

Anl.: COM(2016) 861 final - ANNEX 1



EUROPÄISCHE
KOMMISSION

Brüssel, den 23.2.2017
COM(2016) 861 final

ANNEX 1

ANHANG

zum

Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates

über den Elektrizitätsbinnenmarkt

{SWD(2016) 410 final}

{SWD(2016) 411 final}

{SWD(2016) 412 final}

{SWD(2016) 413 final}

ANHANG I

LEITLINIEN FÜR DAS MANAGEMENT UND DIE VERGABE VERFÜGBARER ÜBERTRAGUNGSKAPAZITÄTEN AUF VERBINDUNGSLEITUNGEN ZWISCHEN NATIONALEN NETZEN

1. Allgemeine Bestimmungen

1.1. Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) setzen alle verfügbaren Mittel ein, um alle kommerziellen Transaktionen, einschließlich Transaktionen zum Zwecke des grenzüberschreitenden Handels, anzunehmen.

1.2. Besteht kein Engpass, darf der Netzzugang für den grenzüberschreitenden Handel nicht beschränkt werden. Wo üblicherweise keine Engpässe auftreten, ist kein ständiges, allgemeines Engpassmanagementverfahren erforderlich.

1.3. Soweit fahrplanmäßige kommerzielle Transaktionen mit dem sicheren Netzbetrieb nicht vereinbar sind, wirken die ÜNB dem Engpass im Einklang mit den Anforderungen an den sicheren Netzbetrieb entgegen und setzen entsprechende Maßnahmen ein, um sicherzustellen, dass alle damit verbundenen Kosten ein ökonomisch effizientes Niveau nicht überschreiten. Falls kostengünstigere Maßnahmen nicht angewandt werden können, ist ein Redispatching oder Countertrading als Abhilfemaßnahme in Betracht zu ziehen.

1.4. Falls strukturelle Engpässe auftreten, müssen die ÜNB unverzüglich geeignete, im Voraus festgelegte und vereinbarte Regeln und Vereinbarungen für das Engpassmanagement anwenden. Die Engpassmanagementmethoden gewährleisten, dass die mit der zugewiesenen Übertragungskapazität verbundenen physikalischen Stromflüsse mit den Netzsicherheitsstandards übereinstimmen.

1.5. Die für das Engpassmanagement angewandten Methoden senden effiziente ökonomische Signale an die Marktteilnehmer und ÜNB aus, fördern den Wettbewerb und sind für eine regionale und gemeinschaftsweite Anwendung geeignet.

1.6. Beim Engpassmanagement werden keine Unterschiede aufgrund der unterschiedlichen Transaktion gemacht. Ein Antrag auf Netzzugang für den grenzüberschreitenden Handel darf nur dann verweigert werden, wenn alle folgenden Voraussetzungen vorliegen:

a) Die zusätzlichen physikalischen Stromflüsse, die aus der Annahme dieses Antrags resultieren, lassen eine Situation entstehen, in der der sichere Betrieb des Stromversorgungsnetzes möglicherweise nicht mehr gewährleistet werden kann, und

b) der monetäre Wert dieses Antrags ist im Engpassmanagementverfahren niedriger als der aller anderen Anträge, die für dieselbe Leistung und zu denselben Bedingungen angenommen werden sollen.

~~1.7. Bei der Bestimmung der Netzgebiete, in denen und zwischen denen Engpassmanagement betrieben werden soll, lassen sich die ÜNB von den Grundsätzen der Rentabilität und der Minimierung negativer Auswirkungen auf den Elektrizitätsbinnenmarkt leiten. Insbesondere dürfen die ÜNB die Verbindungskapazität, außer aus Gründen der Betriebssicherheit, nicht beschränken, um einen Engpass innerhalb der eigenen Regelzone zu beheben, es sei denn aus den oben genannten Gründen und aus Gründen der Betriebssicherheit¹. Falls eine solche Situation eintritt, wird sie von den ÜNB beschrieben und allen Netznutzern in transparenter Weise dargelegt. Eine solche Situation kann nur so lange geduldet werden, bis eine langfristige Lösung gefunden wird. Die Methodik und die Projekte, durch die eine langfristige Lösung erreicht werden soll, werden von den ÜNB beschrieben und allen Netznutzern in transparenter Weise dargelegt.~~

~~1.8. Beim Einsatz von netztechnischen Maßnahmen und von Redispatching im Betrieb des Übertragungsnetzes in der eigenen Regelzone berücksichtigt der ÜNB die Auswirkungen dieser Maßnahmen auf benachbarte Regelzonen.~~

~~1.9. Bis zum 1. Januar 2008 werden koordinierte Mechanismen für das „intra day“-Engpassmanagement eingeführt, um die Handelsmöglichkeiten zu maximieren und den grenzüberschreitenden Austausch von Ausgleichsenergie zu ermöglichen.~~

~~1.10. Die nationalen Regulierungsbehörden bewerten die Engpassmanagementmethoden in regelmäßigen Abständen unter besonderer Berücksichtigung der Einhaltung der in dieser Verordnung und diesen Leitlinien festgelegten Grundsätze und Regeln sowie der von den Regulierungsbehörden gemäß diesen Grundsätzen und Regeln festgelegten Modalitäten und Bedingungen. Eine solche Bewertung umfasst die Konsultation aller Marktteilnehmer und einschlägige Studien.~~

~~2. Engpassmanagementmethoden~~

~~2.1. Die Engpassmanagementmethoden sind marktorientiert, um einen effizienten grenzüberschreitenden Handel zu erleichtern. Zu diesem Zweck erfolgt die Kapazitätsvergabe nur durch explizite (Kapazitäts-)Auktionen oder durch implizite (Kapazitäts- und Energie-)Auktionen. Beide Methoden können für ein und dieselbe Verbindungsleitung gleichzeitig bestehen. Für den „intra day“-Handel kann ein fortlaufendes Handelssystem verwendet werden.~~

~~2.2. In Abhängigkeit von den Wettbewerbsbedingungen müssen die Engpassmanagementmechanismen unter Umständen sowohl eine kurz als auch eine langfristige Kapazitätsvergabe ermöglichen.~~

~~2.3. Bei jedem Kapazitätsvergabeverfahren werden ein festgeschriebener Anteil der verfügbaren Verbindungskapazität, etwaige verbleibende, nicht zuvor zugewiesene Kapazitäten und Kapazitäten, die Kapazitätsinhaber aus früheren Vergaben freigegeben haben, zugewiesen.~~

~~2.4. Die ÜNB optimieren die Verlässlichkeit der Kapazitätsbereitstellung unter Berücksichtigung der Rechte und Pflichten der beteiligten ÜNB und der Rechte und Pflichten der Marktteilnehmer, um einen wirksamen und effizienten Wettbewerb zu erleichtern. Ein angemessener Anteil der Kapazitäten kann dem Markt mit einem geringeren~~

¹ ~~Betriebssicherheit bedeutet, dass „das Übertragungsnetz innerhalb der vereinbarten Sicherheitsgrenzen gehalten wird“.~~

~~Verbindlichkeitsgrad angeboten werden, die genauen Bedingungen für die Übertragung über grenzüberschreitende Leitungen müssen den Marktteilnehmern jedoch immer bekannt gegeben werden.~~

~~2.5. Die mit lang- und mittelfristigen Vergaben verbundenen Kapazitätsrechte müssen verbindliche Übertragungskapazitätsrechte sein. Für sie gilt zum Zeitpunkt der Nominierung der „use-it-or-lose-it“-Grundsatz oder der „use-it-or-sell-it“-Grundsatz.~~

~~2.6. Die ÜNB legen eine zweckmäßige Struktur für die Kapazitätsvergabe für die einzelnen Zeitraster fest. Hierzu kann die Option gehören, einen Mindestprozentsatz der Verbindungskapazität für die täglich oder mehrmals täglich erfolgende Vergabe zu reservieren. Diese Vergabestruktur wird von den jeweiligen Regulierungsbehörden überprüft. Bei der Erstellung ihrer Vorschläge berücksichtigen die ÜNB~~

~~a) die Merkmale der Märkte,~~

~~b) die Betriebsbedingungen, z. B. die Auswirkungen der Saldierung verbindlich angemeldeter Fahrpläne,~~

~~e) den Grad der Harmonisierung der Prozentsätze und der Zeitraster, die für die verschiedenen bestehenden Kapazitätsvergabemechanismen festgelegt wurden.~~

~~2.7. Bei der Kapazitätsvergabe dürfen Marktteilnehmer, die grenzüberschreitende Lieferungen durch die Nutzung bilateraler Verträge realisieren, und Marktteilnehmer, die ihre grenzüberschreitenden Lieferungen über die Strombörsen realisieren, nicht diskriminiert werden. Die höchsten Gebote, ob implizite oder explizite Gebote für ein bestimmtes Zeitraster, erhalten den Zuschlag.~~

~~2.8. In Regionen, in denen Terminstrommärkte gut entwickelt sind und sich als effizient erwiesen haben, kann die gesamte Verbindungskapazität durch implizite Auktionen vergeben werden.~~

~~2.9. Außer bei neuen Verbindungsleitungen, für die eine Ausnahme nach Artikel 7 der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 oder nach Artikel 17 der vorliegenden Verordnung gilt, dürfen bei den Kapazitätsvergabemethoden keine Mindestpreise festgesetzt werden.~~

~~2.10. Grundsätzlich dürfen alle potenziellen Marktteilnehmer uneingeschränkt am Vergabeverfahren teilnehmen. Um zu vermeiden, dass Probleme im Zusammenhang mit der potenziellen Nutzung der marktbeherrschenden Stellung eines Marktteilnehmers entstehen oder verschärft werden, können die jeweiligen Regulierungs- und/oder Wettbewerbsbehörden gegebenenfalls allgemeine oder für ein einzelnes Unternehmen geltende Beschränkungen aufgrund der Machtmarkt verhängen.~~

~~2.11. Die Marktteilnehmer nominieren ihre Kapazitätsnutzung bis zu einem für die einzelnen Zeitraster festgelegten Termin verbindlich bei den ÜNB. Der Termin ist so festzusetzen, dass die ÜNB in der Lage sind, ungenutzte Kapazitäten für eine Neuvergabe im nächsten relevanten Zeitraster, einschließlich „intra-day“, neu einzustellen.~~

~~2.12. Die Kapazität ist auf sekundärer Basis frei handelbar, sofern der ÜNB ausreichend rechtzeitig unterrichtet wird. Lehnt ein ÜNB den Sekundärhandel (Sekundärtransaktionen) ab, muss der ÜNB dies allen Marktteilnehmern in deutlicher und transparenter Form mitteilen und erklären und der Regulierungsbehörde melden.~~

~~2.13. Die finanziellen Folgen, die sich aus der Nichteinhaltung der mit der Kapazitätsvergabe verbundenen Verpflichtungen ergeben, werden denjenigen angelastet, die für diese Nichteinhaltung verantwortlich sind. Nutzen Marktteilnehmer die Kapazität, zu deren Nutzung sie sich verpflichtet haben, nicht, oder handeln sie diese im Falle einer durch eine explizite Auktion erworbenen Kapazität nicht auf sekundärer Basis oder geben sie die Kapazität nicht rechtzeitig zurück, verlieren sie ihren Anspruch auf diese Kapazität und zahlen ein kostenorientiertes Entgelt. Die kostenorientierten Entgelte für die Nichtnutzung von Kapazität müssen gerechtfertigt und angemessen sein. Ebenso muss ein ÜNB, der seiner Verpflichtung nicht nachkommt, den Marktteilnehmer für den Verlust von Kapazitätsrechten entschädigen. Folgeverluste werden dabei nicht berücksichtigt. Die zentralen Konzepte und Methoden zur Bestimmung der Haftungsansprüche aus der Nichteinhaltung von Verpflichtungen sind, was die finanziellen Konsequenzen betrifft, im Voraus festzulegen und von der jeweiligen nationalen Regulierungsbehörde bzw. den jeweiligen nationalen Regulierungsbehörden zu überprüfen.~~

~~3. Koordinierung~~

~~3.1. Die Kapazitätsvergabe auf einer Verbindungsleitung wird mit Hilfe gemeinsamer Vergabeverfahren der beteiligten ÜNB koordiniert und vorgenommen. In Fällen, in denen damit zu rechnen ist, dass der kommerzielle Handel zwischen ÜNB aus zwei Ländern erhebliche Auswirkungen auf die physikalischen Lastflüsse in einem ÜNB aus einem Drittland haben wird, werden die Engpassmanagementmethoden zwischen allen auf diese Weise betroffenen ÜNB durch ein gemeinsames Verfahren für das Engpassmanagement koordiniert. Die nationalen Regulierungsbehörden und die ÜNB gewährleisten, dass es nicht zu einer einseitigen Anwendung eines Engpassmanagementverfahrens kommt, das erhebliche Auswirkungen auf die physikalischen Stromflüsse in anderen Netzen hat.~~

~~3.2. Bis 1. Januar 2007 werden zwischen den Ländern in den folgenden Regionen eine gemeinsame, koordinierte Methode für das Engpassmanagement und ein gemeinsames, koordiniertes Verfahren, durch das dem Markt auf mindestens jährlicher, monatlicher und vortäglicher Grundlage Kapazitäten zugewiesen werden, angewandt:~~

~~a) Nordeuropa (d. h. Dänemark, Schweden, Finnland, Deutschland und Polen);~~

~~b) Nordwesteuropa (d. h. Benelux, Deutschland und Frankreich);~~

~~e) Nordgrenzen Italiens (d. h. Italien, Frankreich, Deutschland, Österreich, Slowenien und Griechenland);~~

~~d) Mitteleuropa (d. h. Deutschland, Polen, Tschechische Republik, Ungarn, Österreich und Slowenien);~~

~~e) Südwesteuropa (d. h. Spanien, Portugal und Frankreich);~~

~~f) Vereinigtes Königreich, Irland und Frankreich;~~

~~g) Baltische Staaten (d. h. Estland, Lettland und Litauen).~~

~~Bei einer Verbindungsleitung, die Länder betrifft, die mehr als einer Region angehören, kann die jeweils angewandte Engpassmanagementmethode verschieden sein, um die Vereinbarkeit mit den in den anderen Regionen, zu denen diese Länder gehören, angewandten Methoden zu~~

~~gewährleisten. In diesem Fall schlagen die maßgeblichen ÜNB die Methode vor, die von den jeweiligen Regulierungsbehörden überprüft wird.~~

~~3.3. In Regionen, auf die unter Nummer 2.8 Bezug genommen wird, kann die gesamte Verbindungskapazität durch eine Vergabe für den Folgetag zugewiesen werden.~~

~~3.4. In allen genannten sieben Regionen sind miteinander kompatible Engpassmanagementverfahren im Hinblick auf die Bildung eines wirklich integrierten Elektrizitätsbinnenmarkts festzulegen. Die Marktteilnehmer dürfen sich nicht regionalen Netzen gegenüber sehen, die miteinander nicht kompatibel sind.~~

~~3.5. Mit Blick auf die Förderung eines fairen und effizienten Wettbewerbs und des grenzüberschreitenden Handels umfasst die Koordinierung zwischen den ÜNB innerhalb der unter Nummer 3.2 genannten Regionen alle Stufen von der Kapazitätsberechnung und der Vergabeoptimierung bis zum sicheren Netzbetrieb, wobei die Verantwortlichkeiten klar zugeordnet sind. Zu einer solchen Koordinierung gehören insbesondere~~

~~a) die Verwendung eines gemeinsamen Übertragungsnetzmodells, das auf effiziente Weise mit voneinander abhängigen physikalischen Ringflüssen umgeht und Abweichungen zwischen den physikalischen und den kommerziellen Lastflüssen berücksichtigt;~~

~~b) die Vergabe und die Nominierung von Kapazität für einen effizienten Umgang mit voneinander abhängigen physikalischen Ringflüssen;~~

~~e) identische Verpflichtungen der Kapazitätsinhaber zur Bereitstellung von Informationen über ihre beabsichtigte Kapazitätsnutzung, z. B. die Nominierung von Kapazität (für explizite Auktionen);~~

~~d) einheitliche Zeitraster und Termine für die letzte Mitteilung von Fahrplänen;~~

~~e) eine hinsichtlich der Zeitraster (z. B. 1 Tag, 3 Stunden, 1 Woche usw.) und der verkauften Kapazitätsblöcke (Leistung in MW, Energie in MWh usw.) einheitliche Struktur für die Kapazitätsvergabe;~~

~~f) ein einheitlicher Rahmen für die Verträge mit den Marktteilnehmern;~~

~~g) die Überprüfung von Stromflüssen, um die Anforderungen an die Netzsicherheit für die Betriebsplanung und für den Echtzeitbetrieb einzuhalten;~~

~~h) Rechnungslegung und Bezahlung von Maßnahmen des Engpassmanagements.~~

~~3.6. Die Koordinierung umfasst auch den Informationsaustausch zwischen ÜNB. Art, Zeitpunkt und Häufigkeit des Informationsaustauschs müssen mit den in Nummer 3.5 genannten Tätigkeiten und mit dem Funktionieren der Elektrizitätsmärkte vereinbar sein. Dieser Informationsaustausch muss es insbesondere den ÜNB ermöglichen, die bestmöglichen Prognosen zur allgemeinen Netzsituation zu erstellen, um die Stromflüsse in ihrem Netz und die verfügbaren Verbindungskapazitäten zu bewerten. Ein ÜNB, der Informationen im Auftrag anderer ÜNB kompiliert, meldet den beteiligten ÜNB die Ergebnisse der Datenerhebung zurück.~~

~~4. Zeitplan für den Marktbetrieb~~

~~4.1. Die Vergabe der verfügbaren Übertragungskapazität erfolgt mit ausreichendem Vorlauf. Vor jeder Vergabe veröffentlichen die beteiligten ÜNB gemeinsam die zuzuweisende Kapazität, wobei sie gegebenenfalls die aus etwaigen verbindlichen Übertragungsrechten freigewordene Kapazität und, sofern relevant, die damit verbundenen saldierten Nominierungen sowie alle Zeiträume, in denen die Kapazität (z. B. aus Wartungsgründen) reduziert wird oder nicht zur Verfügung steht, berücksichtigen.~~

~~4.2. Unter umfassender Berücksichtigung der Netzsicherheit erfolgt die Nominierung von Übertragungsrechten mit ausreichendem Vorlauf vor den vortäglichen Sitzungen aller relevanten organisierten Märkte und vor der Veröffentlichung der Kapazität, die nach dem Mechanismus der am Folgetag oder „intra-day“ erfolgenden Vergabe zugewiesen werden soll. Nominierungen von Übertragungsrechten in gegenläufiger Richtung werden saldiert, um die Verbindungsleitung effizient zu nutzen.~~

~~4.3. Sukzessive, mehrmals täglich („intra-day“) stattfindende Vergaben der verfügbaren Übertragungskapazität für den Tag d erfolgen an den Tagen d-1 und d nach der Veröffentlichung der prognostizierten oder der tatsächlichen Erzeugungsfahrpläne für den Folgetag.~~

~~4.4. Bei der Vorbereitung des Netzbetriebs für den Folgetag tauschen die ÜNB Informationen mit den benachbarten ÜNB aus, darunter Informationen über ihre prognostizierte Netztopologie, die Verfügbarkeit und die prognostizierte Erzeugung von Erzeugungseinheiten und Lastflüsse, um die Nutzung des gesamten Netzes durch betriebliche Maßnahmen im Einklang mit den Regeln für den sicheren Netzbetrieb zu optimieren.~~

~~5. Transparenz~~

~~5.1. Die ÜNB veröffentlichen alle relevanten Daten, die die Netzverfügbarkeit, den Netzzugang und die Netznutzung betreffen, einschließlich eines Berichts, in dem die Engpässe und die Gründe dafür, die für das Engpassmanagement angewandten Methoden und die Pläne für das künftige Engpassmanagement dargelegt werden.~~

~~5.2. Die ÜNB veröffentlichen auf der Grundlage der elektrischen und physikalischen Netzgegebenheiten eine allgemeine Beschreibung der einzelnen, in Abhängigkeit von den jeweiligen Rahmenbedingungen zur Maximierung der dem Markt zur Verfügung stehenden Kapazität angewandten Methoden für das Engpassmanagement und ein allgemeines Modell für die Berechnung der Verbindungskapazität für die verschiedenen Zeitraster. Ein derartiges Modell unterliegt der Überprüfung durch die Regulierungsbehörden der betroffenen Mitgliedstaaten.~~

~~5.3. Die angewandten Engpassmanagement und Kapazitätsvergabeverfahren sowie die Zeiten und Verfahren für die Beantragung von Kapazitäten, eine Beschreibung der angebotenen Produkte und der Rechte und Pflichten sowohl der ÜNB als auch der Partei, die die Kapazität bezieht, einschließlich der Haftungsansprüche aus der Nichteinhaltung von Verpflichtungen, werden von den ÜNB ausführlich dargelegt und allen potenziellen Netznutzern in transparenter Weise zugänglich gemacht.~~

~~5.4. Die Betriebs- und Planungsstandards sind fester Bestandteil der Informationen, die die Übertragungsnetzbetreiber in öffentlich zugänglichen Unterlagen veröffentlichen. Auch diese Unterlagen werden von den nationalen Regulierungsbehörden überprüft.~~

~~5.10. Die ÜNB tauschen regelmäßig einen Satz ausreichend genauer Netz- und Lastflussdaten aus, um dem ÜNB in ihrem jeweiligen Gebiet die Berechnung von Lastflüssen zu ermöglichen. Der gleiche Datensatz ist den Regulierungsbehörden und der Kommission auf Anfrage zur Verfügung zu stellen. Die Regulierungsbehörden und die Kommission gewährleisten, dass sie und jedweder Berater, der für sie auf der Grundlage dieser Daten analytische Arbeiten durchführt, diesen Datensatz vertraulich behandeln.~~

~~6. Verwendung von Engpasserlösen~~

~~6.1. Außer bei neuen Verbindungsleitungen, die eine Ausnahmeregelung nach Artikel 7 der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 oder nach Artikel 17 der vorliegenden Verordnung in Anspruch nehmen können, dürfen Engpassmanagementverfahren, die für ein vorher festgelegtes Zeitraster gelten, Erlöse nur aus Engpässen erzielen, die in Bezug auf dieses Zeitraster entstehen. Das Verfahren für die Verteilung dieser Erlöse wird von den Regulierungsbehörden überprüft und darf weder die Vergabe zugunsten einer Kapazität oder Energie nachfragenden Partei verzerren noch einen Negativanreiz für die Verringerung von Engpässen darstellen.~~

~~6.2. Die nationalen Regulierungsbehörden müssen hinsichtlich der Verwendung der Erlöse aus der Vergabe von Verbindungskapazität Transparenz walten lassen.~~

~~6.3. Die Engpasserlöse teilen sich die beteiligten ÜNB gemäß den zwischen den beteiligten ÜNB vereinbarten und von den jeweiligen Regulierungsbehörden überprüften Kriterien.~~

~~6.4. Die ÜNB legen im Voraus genau fest, wie sie etwaige Engpasserlöse verwenden werden, und erstatten über die tatsächliche Verwendung dieser Erlöse Bericht. Die Regulierungsbehörden prüfen, ob die Verwendung mit dieser Verordnung und diesen Leitlinien übereinstimmt und ob die Gesamterlöse aus der Vergabe von Verbindungskapazität für mindestens einen der drei in Artikel 16 Absatz 6 dieser Verordnung genannten Zwecke bestimmt sind.~~

~~6.5. Die Regulierungsbehörden veröffentlichen jährlich bis zum 31. Juli eines jeden Jahres einen Bericht, in dem die Erlöse für den Zeitraum von 12 Monaten bis zum 30. Juni desselben Jahres und die Verwendung der betreffenden Erlöse dargelegt werden, sowie das Prüfergebnis, dem zufolge die Verwendung mit dieser Verordnung und diesen Leitlinien übereinstimmt und die gesamten Engpasserlöse für mindestens einen der drei vorgeschriebenen Zwecke bestimmt sind.~~

~~6.6. Die Verwendung von Engpasserlösen für die Erhaltung oder den Ausbau der Verbindungskapazität ist vorzugsweise für spezielle, im Voraus festgelegte Projekte bestimmt, die zur Behebung des jeweiligen Engpasses beitragen und auch, insbesondere hinsichtlich des Genehmigungsverfahrens, innerhalb eines vernünftigen zeitlichen Rahmens verwirklicht werden können.~~

↓ neu

AUFGABEN DER REGIONALEN BETRIEBSZENTREN

1. Koordinierte Kapazitätsberechnung

- 1.1. Die regionalen Betriebszentren nehmen koordinierte Berechnungen der zonenüberschreitenden Kapazitäten vor.
- 1.2. Die koordinierte Kapazitätsberechnung erfolgt für jeden Marktzeitbereich rechtzeitig und im Intraday-Marktzeitbereich so oft wie erforderlich.
- 1.3. Die koordinierte Kapazitätsberechnung erfolgt auf der Grundlage eines gemeinsamen Netzmodells im Einklang mit Nummer 2 und auf der Grundlage einer von den Übertragungsnetzbetreibern der betreffenden Netzbetriebsregion entwickelten Methode für die koordinierte Kapazitätsberechnung.
- 1.4. Mit der koordinierten Kapazitätsberechnung wird ein effizientes Engpassmanagement gemäß den in dieser Verordnung festgelegten Grundsätzen für das Engpassmanagement gewährleistet.

2. Koordinierte Sicherheitsanalyse

- 2.1. Zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs führen die regionalen Betriebszentren eine koordinierte Sicherheitsanalyse durch.
- 2.2. Die Analyse erfolgt für alle Betriebsplanungszeitbereiche auf der Grundlage der gemeinsamen Netzmodelle.
- 2.3. Die regionalen Betriebszentren stellen die Ergebnisse der koordinierten Sicherheitsanalyse mindestens den Übertragungsnetzbetreibern der Netzbetriebsregion zur Verfügung.
- 2.4. Ermittelt ein regionales Betriebszentrum bei der koordinierten Sicherheitsanalyse eine mögliche Einschränkung, legt es Entlastungsmaßnahmen zur Optimierung der wirtschaftlichen Effizienz fest.

3. Schaffung gemeinsamer Netzmodelle

- 3.1. Die regionalen Betriebszentren richten wirksame Verfahren ein, um für jeden Betriebsplanungszeitbereich ein gemeinsames Netzmodell zu schaffen.
- 3.2. Die Übertragungsnetzbetreiber beauftragen ein regionales Betriebszentrum, ein gemeinsames Netzmodell für alle Regionen zu entwickeln.
- 3.3. Die gemeinsamen Netzmodelle müssen einschlägige Daten für die effiziente Betriebsplanung und Kapazitätsberechnung in allen Betriebsplanungszeitbereichen enthalten.
- 3.4. Die gemeinsamen Netzmodelle werden auf Anfrage allen regionalen Betriebszentren, den Übertragungsnetzbetreibern, dem ENTSO (Strom) und der Agentur zur Verfügung gestellt.

4. Bewertung der Kohärenz der Schutz- und Netzwiederaufbaupläne der Übertragungsnetzbetreiber

- 4.1. Alle Übertragungsnetzbetreiber vereinbaren einen Schwellenwert, oberhalb dessen die Auswirkungen der von einem oder mehreren Übertragungsnetzbetreibern im Notzustand, Blackout-Zustand oder Netzwiederaufbau-Zustand getroffenen Maßnahmen für andere synchron oder asynchron verbundene Übertragungsnetzbetreiber als signifikant anzusehen sind.
- 4.2. Anhand des Schwellenwerts nach Nummer 4.1 helfen die regionalen Betriebszentren den Übertragungsnetzbetreibern der jeweiligen Netzbetriebsregion bei der Bewertung der Kohärenz der Schutz- und Netzwiederaufbaupläne der Übertragungsnetzbetreiber.
- 4.3. Die regionalen Betriebszentren helfen den Übertragungsnetzbetreibern, indem sie
 - (a) potenzielle Unvereinbarkeiten ermitteln;
 - (b) Abhilfemaßnahmen vorschlagen.
- 4.4. Die Übertragungsnetzbetreiber berücksichtigen die vorgeschlagenen Abhilfemaßnahmen.

5. Koordinierung und Optimierung des regionalen Netzwiederaufbaus

- 5.1. Die regionalen Betriebszentren sind mit Systemen zur echtzeitnahen Überwachung und Datenerfassung ausgestattet, wobei der zu beobachtende Bereich durch den gemäß Nummer 4.1 festgelegten Schwellenwert bestimmt wird.
- 5.2. Die betreffenden regionalen Betriebszentren unterstützen die benannten Frequenz- und Synchronisationskoordinatoren, mit dem Ziel, die Effizienz und Wirksamkeit der Netzwiederaufbaus zu verbessern. Die Übertragungsnetzbetreiber können die regionalen Betriebszentren um Unterstützung ersuchen, wenn sich ihr Netz im Blackout-Zustand oder Netzwiederaufbau-Zustand befindet.

6. Nachträgliche Betriebs- und Störungsanalyse und entsprechende Berichterstattung

- 6.1. Die regionalen Betriebszentren untersuchen jeden Störfall oberhalb des Schwellenwerts gemäß Nummer 4.1. und erstellen einen entsprechenden Bericht. Auf Anfrage können die Regulierungsbehörden der Netzbetriebsregion und die Agentur an der Untersuchung beteiligt werden. Der Bericht enthält Empfehlungen, um ähnliche Störfälle in Zukunft zu vermeiden.
- 6.2. Der Bericht ist allen Übertragungsnetzbetreibern, den Regulierungsbehörden, der Kommission und der Agentur zur Verfügung zu stellen. Die Agentur kann Empfehlungen abgeben, um ähnliche Störfälle in Zukunft zu vermeiden.

7. Bestimmung der Höhe der Reservekapazität in der Region

- 7.1. Die regionalen Betriebszentren ermitteln die erforderliche Reservekapazität für die Netzbetriebsregion. Für die Ermittlung der erforderlichen Reservekapazität gilt:
 - (a) Sie dient dem allgemeinen Ziel der möglichst kostenwirksamen Wahrung der Betriebssicherheit;

- (b) sie erfolgt im Day-Ahead- und/oder Intraday-Zeitbereich;
- (c) es wird die Höhe der insgesamt erforderlichen Reservekapazität für die Netzbetriebsregion ermittelt;
- (d) es wird die für jede Reservekapazitätsart die mindestens erforderliche Reservekapazität bestimmt;
- (e) mögliche Substitutionen verschiedener Reservekapazitätsarten werden berücksichtigt, um die Beschaffungskosten möglichst gering zu halten;
- (f) es werden etwaige Bedingungen für die geografische Verteilung der erforderlichen Reservekapazität festgelegt.

8. Erleichterung der regionalen Beschaffung von Regelenergiekapazität

8.1. Die regionalen Betriebszentren unterstützen die Übertragungsnetzbetreiber der Netzbetriebsregion bei der Ermittlung der Höhe der zu beschaffenden Regelenergiekapazität. Für die Ermittlung der Höhe der Regelenergiekapazität gilt:

- (a) Sie erfolgt im Day-Ahead- und/oder Intraday-Zeitbereich;
- (b) mögliche Substitutionen verschiedener Reservekapazitätsarten werden berücksichtigt, um die Beschaffungskosten möglichst gering zu halten;
- (c) es wird die Menge der erforderlichen Reservekapazität berücksichtigt, die voraussichtlich aus Regelenergiegeboten bereitgestellt wird, die nicht auf der Grundlage eines Vertrags für Regelenergiekapazität abgegeben wurden.

8.2. Die regionalen Betriebszentren unterstützen die Übertragungsnetzbetreiber der Netzbetriebsregion bei der Beschaffung der nach Nummer 8.1 ermittelten erforderlichen Regelenergiekapazität. Für die Beschaffung der Regelenergiekapazität gilt:

- (a) Sie erfolgt im Day-Ahead- und/oder Intraday-Zeitbereich;
- (b) mögliche Substitutionen verschiedener Reservekapazitätsarten werden berücksichtigt, um die Beschaffungskosten möglichst gering zu halten.

9. Erstellung regionaler Prognosen zur Angemessenheit des Stromnetzes und Vorbereitung von Maßnahmen zur Risikominderung

9.1. Die regionalen Betriebszentren erstellen auf regionaler Ebene Abschätzungen zur Angemessenheit für den Week-Ahead- bis zum Intraday-Zeitbereich.

9.2. Die regionalen Betriebszentren legen bei den Abschätzungen zur Angemessenheit die Informationen zugrunde, die ihnen durch die Übertragungsnetzbetreiber der Region zur Verfügung gestellt werden, um Situationen zu ermitteln, in denen in einer Regelzone oder auf regionaler Ebene ein Leistungsbilanzmangel zu erwarten ist. Die regionalen Betriebszentren berücksichtigen den möglichen zonenübergreifenden Austausch und betriebliche Sicherheitsgrenzwerte in allen Betriebsplanungszeitbereichen.

9.3. Bei der Durchführung von Abschätzungen zur Angemessenheit der Stromerzeugung auf regionaler Ebene arbeitet jedes regionale Betriebszentrum mit den anderen regionalen Betriebszentren auf koordinierte Weise zusammen, um

- (a) die zugrunde liegenden Annahmen und Prognosen zu überprüfen;
- (b) mögliche Situationen zu ermitteln, in denen ein überregionaler Leistungsbilanzmangel besteht.

9.4. Die einzelnen regionalen Betriebszentren übermitteln die Ergebnisse der Abschätzungen zur Angemessenheit der Stromerzeugung auf regionaler Ebene zusammen mit ihren Vorschlägen für Maßnahmen zur Verringerung der Gefahren eines Leistungsbilanzmangels an die Übertragungsnetzbetreiber der Netzbetriebsregion und an die anderen regionalen Betriebszentren.

10. Regionale Nichtverfügbarkeits-Koordination

10.1. Im Rahmen der Nichtverfügbarkeits-Koordination überwachen die regionalen Betriebszentren den Verfügbarkeitsstatus der betreffenden Anlagen und koordinieren deren Verfügbarkeitspläne, um die Betriebssicherheit des Übertragungsnetzes zu gewährleisten und gleichzeitig die Kapazität der Verbindungsleitungen und/oder der Übertragungsnetze, die sich auf zonenübergreifenden Stromflüsse auswirken, zu maximieren.

10.2. Jedes regionale Betriebszentrum führt eine Liste der einschlägigen Netzbetriebsmittel, Stromerzeugungsanlagen und Verbrauchsanlagen der Netzbetriebsregion und stellt sie in der OPDE von ENTSO (Strom) zur Verfügung.

10.3. Die regionalen Betriebszentren führen im Rahmen der Nichtverfügbarkeits-Koordination in der Netzbetriebsregion die folgenden Tätigkeiten aus:

- (a) Bewertung der Vereinbarkeit bei der Nichtverfügbarkeitsplanung anhand der Year-Ahead-Verfügbarkeitspläne der Übertragungsnetzbetreiber;
- (b) Erstellung einer Liste der ermittelten Unvereinbarkeiten bei der Planung und der zu ihrer Beseitigung vorgeschlagenen Lösungen für die Übertragungsnetzbetreiber der Netzbetriebsregion.

11. Optimierung der Ausgleichsmechanismen zwischen den Übertragungsnetzbetreibern

11.1. Die regionalen Betriebszentren unterstützen die Übertragungsnetzbetreiber der Netzbetriebsregion bei der Verwaltung der Finanzflüsse im Zusammenhang mit Abrechnungen zwischen Übertragungsnetzbetreibern, an denen mehr als zwei Übertragungsnetzbetreiber beteiligt sind; Beispiele hierfür sind Kosten für Redispatch, Engpasserlöse, unbeabsichtigte Abweichungen oder Kosten für die Beschaffung von Reserven.

12. Training und Zertifizierung

12.1. Die regionalen Betriebszentren müssen Trainings- und Zertifizierungsprogramme vorbereiten und durchführen, deren Schwerpunkt auf dem regionalen Netzbetrieb

liegt und die sich an die Mitarbeiter der Planung und der Leitwarten der Übertragungsnetzbetreiber der Netzbetriebsregion richten.

12.2. In den Trainingsprogrammen werden alle relevanten Komponenten des Netzbetriebs einschließlich regionaler Krisenszenarien behandelt.

13. Ermittlung regionaler Krisensituationen und Erstellung von Szenarien zur Risikobegrenzung bei gleichzeitiger Überprüfung der in den Mitgliedstaaten erstellen Risikovorsorgepläne

13.1. Wenn der ENTSO (Strom) diese Aufgabe auf die regionalen Betriebszentren überträgt, müssen diese anhand der in Artikel 6 Absatz 1 der [Verordnung über die Risikovorsorge gemäß COM(2016) 862] festgelegten Kriterien regionale Krisenszenarien ermitteln.

13.2. Die regionalen Betriebszentren müssen in Zusammenarbeit mit den zuständigen Behörden gemäß Artikel 12 Absatz 3 der [Verordnung über die Risikovorsorge gemäß COM(2016) 862] jährliche Krisensimulationen vorbereiten und durchführen.