

Freiwillige Selbstverpflichtung nach § 11 Abs. 2 ARegV der deutschen Übertragungsnetzbetreiber für ein verbindliches Verfahren zum Engpassmanagement nach Artikel 16 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009

1 PRÄAMBEL

Gemäß Verordnung (EG) Nr. 714/2009 („VO 714/2009“) über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel sowie insbesondere der zugehörigen Engpassmanagement-Leitlinien sind Übertragungsnetzbetreiber („ÜNB“) verpflichtet, im Falle von strukturellen Netzengpässen die verfügbaren Leitungskapazitäten nach marktorientierten und transparenten Verfahren diskriminierungsfrei zu bewirtschaften, sofern die Entstehung solcher Engpässe nicht im Rahmen des wirtschaftlich Zumutbaren mit Hilfe von netz- und marktbezogenen Maßnahmen verhindert werden kann.

Der in der VO 714/2009 festgelegte Regulierungsrahmen sieht die Schaffung von harmonisierten Netzkodizes und Leitlinien für festgelegte Bereiche, u.a. Regeln für das Engpassmanagement, vor. Mit Inkrafttreten der Verordnung (EU) 2015/1222 vom 24.07.2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement (Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management; kurz CACM) („VO 2015/1222“) am 14.08.2015 wurden in Ergänzung zur VO 714/2009 harmonisierte Mindestvorschriften für eine einheitliche Kapazitätsallokation in den Zeitbereichen Day-Ahead bzw. Intraday sowie Rahmenbedingungen und Prozesse für die Weiterentwicklung eines effizienten Systems der Kapazitätsvergabe, Kapazitätsberechnung und des Engpassmanagements definiert.

Aus dem Regulierungsrahmen, insbesondere Art. 16 VO 714/2009 und Art. 8 VO 2015/1222, gehen konkrete Aufgaben in Verbindung mit der Marktkopplung und dem Engpassmanagement hervor, zu deren Erfüllung die ÜNB verpflichtet sind.

Die aus Art. 8 i.V.m. Art. 9 VO 2015/1222 hervorgehenden Geschäftsbedingungen und Methoden unterliegen gemäß Art. 9 VO 2015/1222 der Genehmigung durch die jeweils zuständigen Regulierungsbehörden. Hierbei wird aufgrund der unterschiedlichen Betroffenheit zwischen Geschäftsbedingungen und Methoden unterschieden, die einer Genehmigung durch „alle Regulierungsbehörden“ (Abs. 6), einer Genehmigung durch „alle Regulierungsbehörden der betroffenen Region“ (Abs. 7) oder einer „Einzelgenehmigung jeder Regulierungsbehörde oder sonstigen zuständigen Behörde der jeweils betroffenen Mitgliedstaaten“ (Abs. 8) unterliegen.

Die Vorschläge für die folgenden die ÜNB betreffenden Geschäftsbedingungen oder Methoden unterliegen der Genehmigung durch alle Regulierungsbehörden gemäß Art. 9 Abs. 6 VO 2015/1222:

- a) Vorschlag für die Definition der Kapazitätsberechnungsregionen gemäß Art. 15 Abs. 1 VO 2015/1222;
- b) Methode für die Bereitstellung von Erzeugungs- und Lastdaten gemäß Art. 16 Abs. 1 VO 2015/1222;
- c) Methode für das gemeinsame Netzmodell gemäß Art. 17 Abs. 1 VO 2015/1222;
- d) Vorschlag für die Umsetzung einer harmonisierten Kapazitätsberechnungsmethode gemäß Art. 21 Abs. 4 VO 2015/1222;
- e) Methode für die Bepreisung von Intraday-Kapazität gemäß Art. 55 Abs.1 VO 2015/1222;
- f) Vorschlag für Zeitpunkte der Öffnung und Schließung des zonenübergreifenden Intraday-Marktes gemäß Art. 59 Abs. 1 VO 2015/1222;
- g) Vorschlag des einheitlichen Day-ahead-Verbindlichkeitszeitpunktes gemäß Art. 69 VO 2015/1222;
- h) Methode für die Verteilung der Engpasserlöse gemäß Art. 73 Abs. 1 VO 2015/1222.

Die Vorschläge für die folgenden die ÜNB betreffenden Geschäftsbedingungen oder Methoden unterliegen der Genehmigung durch alle Regulierungsbehörden der betroffenen Region gemäß Art. 9 Abs. 7 VO 2015/1222:

- a) gemeinsame Kapazitätsberechnungsmethode gemäß Art. 20 Abs. 2 VO 2015/1222;
- b) Entscheidungen über die Einführung und die Verschiebung der lastflussgestützten Berechnung gemäß Art. 20 Abs. 2, 5 und 6 VO 2015/1222 und über Ausnahmen gemäß Art. 20 Abs. 7 VO 2015/1222;
- c) Methode für das koordinierte Redispatching und Countertrading gemäß Art. 35 Abs. 1 VO 2015/1222;
- d) gemeinsame Methoden für die Berechnung der fahrplanbezogenen Austausch gemäß Art. 43 Abs. 1 VO 2015/1222 und Art. 56 Abs. 1 VO 2015/1222;
- e) Ausweichverfahren zur Vergabe der Transportkapazitäten bei Versagen des Marktkopplungs-Algorithmus gemäß Art. 44 VO 2015/1222;
- f) Vorschlag zur Umsetzung ergänzender regionaler Auktionen in Zusammenarbeit mit NEMOs gemäß Art. 63 Abs. 1 VO 2015/1222;

- g) Vorschlag für die Bedingungen für die Bereitstellung einer expliziten Vergabe von Transportkapazitäten gemäß Art. 64 Abs. 2 VO 2015/1222;
- h) Kostenteilungsmethode für das Redispatching oder Countertrading gemäß Art. 74 Abs. 1 VO 2015/1222.

Die folgenden die ÜNB betreffenden Geschäftsbedingungen oder Methoden unterliegen der Einzelgenehmigung jeder Regulierungsbehörde oder sonstigen zuständigen Behörde der jeweils betroffenen Mitgliedstaaten gemäß Art. 9 Abs. 8 VO 2015/1222:

- a) gegebenenfalls der Vorschlag für die Vergabe zonenübergreifender Kapazität und sonstige Regelungen gemäß den Art. 45 und 57 VO 2015/1222;
- b) die Kosten für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement gemäß Art. 79 VO 2015/1222;
- c) gegebenenfalls das Teilen der regionalen Kosten der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung und der einheitlichen Intraday-Marktkopplung gemäß Art. 80 Abs. 4 VO 2015/1222.

Mit Inkrafttreten der Verordnung (EU) 2016/1719 vom 26.09.2016 zur Festlegung einer Leitlinie für die Vergabe langfristiger Kapazität (Guideline on Forward Capacity Allocation; kurz FCA) („VO 2016/1719“) am 17.10.2016 wurde die VO 714/2009 weiterhin ergänzt.

Aus dem Regulierungsrahmen, insbesondere Art. 16 VO 714/2009 und Art. 4 VO 2016/1719, gehen konkrete Aufgaben in Verbindung mit der Vergabe von langfristigen Kapazitäten hervor, zu deren Erfüllung die ÜNB verpflichtet sind.

Die aus der VO 2016/1719 hervorgehenden Modalitäten und Methoden unterliegen gemäß Art. 4 VO 2016/1719 der Genehmigung durch die jeweils zuständigen Regulierungsbehörden. Hierbei wird aufgrund der unterschiedlichen Betroffenheit zwischen Modalitäten und Methoden unterschieden, die entweder einer Genehmigung durch „alle Regulierungsbehörden“ (Abs. 6) oder einer Genehmigung durch „alle Regulierungsbehörden der betroffenen Region“ (Abs. 7) unterliegen.

Die Vorschläge für die folgenden die ÜNB betreffenden Modalitäten oder Methoden unterliegen der Genehmigung durch alle Regulierungsbehörden gemäß Art. 4 Abs. 6 VO 2016/1719:

- a) die Methode für die Bereitstellung der Erzeugungs- und Lastdaten gemäß Art. 17 VO 2016/1719;
- b) die Methode für das gemeinsame Netzmodell gemäß Art. 18 VO 2016/1719;
- c) die Anforderungen für die zentrale Vergabepattform gemäß Art. 49 VO 2016/1719;
- d) die harmonisierten Vergabevorschriften gemäß Art. 51 VO 2016/1719;
- e) die Methode für die Verteilung der Engpasserlöse gemäß Art. 57 VO 2016/1719;
- f) die Methode für die Aufteilung der Kosten der Einrichtung, der Weiterentwicklung und des Betriebs einer zentralen Vergabepattform gemäß Art. 59 VO 2016/1719;
- g) die Methode für die Aufteilung der zur Sicherstellung der Verbindlichkeit angefallenen Kosten und für die Vergütung langfristiger Übertragungsrechte gemäß Art. 61 VO 2016/1719.

Die Vorschläge für die folgenden die ÜNB betreffenden Modalitäten oder Methoden unterliegen der Genehmigung durch alle Regulierungsbehörden einer betroffenen Region gemäß Art. 4 Abs. 7 VO 2016/1719:

- a) die Kapazitätsberechnungsmethode gemäß Art. 10 VO 2016/1719;
- b) die Methode für die Aufteilung der zonenübergreifenden Kapazität gemäß Art. 16 VO 2016/1719;
- c) die regionale Ausgestaltung langfristiger Übertragungsrechte gemäß Art. 31 VO 2016/1719;
- d) die Festlegung von Ausweichverfahren gemäß Art. 42 VO 2016/1719;
- e) die regionalen Anforderungen der harmonisierten Vergabevorschriften gemäß Art. 52 VO 2016/1719, einschließlich der regionalen Ausgleichsvorschriften gemäß Art. 55 VO 2016/1719.

Die vorliegende FSV Engpassmanagement (FSV EPM) beschreibt die Kapazitätsberechnungsmethoden, Allokationsverfahren sowie die Anerkennung von Kosten, die im Rahmen der Sicherstellung vergebener Kapazitäten durch Redispatch, Countertrading oder Entschädigung im Falle notwendiger Kürzungen entstehen, sodass es der Bundesnetzagentur (BNetzA) ermöglicht wird, diese Kosten nach entsprechender Prüfung als wirksam verfahrensreguliert gemäß § 11 Abs. 2 Satz 4 ARegV zu behandeln.

Die ÜNB verpflichten sich zur Einhaltung aller hier beschriebenen Verfahren und zur Zusammenarbeit bei der Erstellung der Geschäftsbedingungen, Modalitäten und Methoden sowie in gemeinsamen Projekten mit dem Ziel der Entwicklung effizienter Methoden und Prozesse.

2 VERFAHREN ZUR AUFNAHME VON ANLAGEN IN DIE FSV ENGPASSMANAGEMENT

- 1) Alle Geschäftsbedingungen, Modalitäten und Methoden des Engpassmanagements, insbesondere
 - a. Kapazitätsberechnungsmethoden,
 - b. Auktionsregeln,
 - c. Regelungen zum Cross-Border-Redispatch und Cross-Border-Countertrading und
 - d. Regelungen zur Kosten- und Erlösteilung,

können durch die deutschen ÜNB zur Aufnahme in die FSV EPM beantragt werden.

- 2) Soweit die Geschäftsbedingungen, Modalitäten und Methoden nach der VO 2015/1222 oder der VO 2016/1719 der Genehmigung von Regulierungsbehörden unterliegen, kann der Antrag auf Aufnahme in die FSV EPM erst nach förmlicher Genehmigung der Bundesnetzagentur rückwirkend zum Zeitpunkt der jeweiligen Genehmigung der entsprechenden Geschäftsbedingungen, Modalitäten und Methoden von den deutschen ÜNB gestellt werden.
- 3) Ein ÜNB kann in Abstimmung mit den und im Namen der anderen betroffenen ÜNB einen Antrag auf Aufnahme oder Aktualisierung einer FSV EPM Anlage bei der Bundesnetzagentur stellen.
- 4) Die Aufnahme oder Aktualisierung der Anlage erfolgt mit schriftlicher Bestätigung durch die Bundesnetzagentur und beinhaltet zugleich die regulatorische Anerkennung der damit verbundenen Kosten und Erlöse.
- 5) Durch verschiedene Entwicklungen können Anpassungen von in Anlagen enthaltenen Geschäftsbedingungen, Modalitäten und Methoden, die im gemeinsamen Anlagenverzeichnis aufgelistet sind, notwendig werden. Die ÜNB verpflichten sich zur Anpassung der Geschäftsbedingungen, Modalitäten und Methoden (ggf. nach den prozessualen Vorgaben der VO 2015/1222 oder der VO 2016/1719) und zur erneuten Einreichung der entsprechenden FSV EPM Anlage, sofern dies notwendig ist.
- 6) Aufzunehmende Anlagen in englischer Sprache werden zeitnah durch die ÜNB um eine deutschsprachige Übersetzung ergänzt.

3 VERFAHRENSBESCHREIBUNG ZUR BEWIRTSCHAFTUNG VON NETZENG PÄSSEN

Die im Folgenden dargestellten Verfahren beschreiben die Durchführung des Engpassmanagements hinsichtlich Menge, Preis und Qualität. Des Weiteren wird die grenzüberschreitende Koordination von Engpassmanagementmaßnahmen erläutert.

3.1 KAPAZITÄTSBERECHNUNGSREGIONEN, GEMEINSAMES NETZMODELL UND GEBOTSZONEN-KONFIGURATION

Zum Zweck der harmonisierten Kapazitätsberechnung ist die Bildung von Kapazitätsberechnungsregionen gemäß Art. 15 Abs. 1 VO 2015/1222 und Art. 8 VO 2016/1719 sowie die Entwicklung eines gemeinsamen pan-europäischen Netzmodells unter Verwendung gemeinsamer Szenarien gemäß Art. 17 VO 2015/1222 und Art. 18 VO 2016/1719 vorgesehen. Für die Bildung des gemeinsamen Netzmodells sind Erzeugungs- und Lastdaten erforderlich, die nach einer gemäß Art. 16 Abs. 1 VO 2015/1222 und Art. 17 Abs. 1 VO 2016/1719 von allen ÜNB gemeinsam zu erstellen und von allen Regulierungsbehörden zu genehmigenden Methode von den entsprechenden Erzeugungs- und Lasteinheiten zur Verfügung zu stellen sind.

Sobald mindestens zwei Kapazitätsberechnungsregionen eine gemeinsame Kapazitätsberechnungsmethode gemäß Art. 20 Abs. 5 VO 2015/1222 umgesetzt haben, wird diese Kapazitätsberechnungsmethode von allen ÜNB gemäß Art. 21 Abs. 4 VO 2015/1222 einer Effizienzbewertung unterzogen. Gleichzeitig mit der Effizienzbewertung ist von allen ÜNB ein Vorschlag für den Übergang zu einer zwischen allen Kapazitätsberechnungsregionen harmonisierten Kapazitätsberechnungsmethode vorzulegen, der eine Umsetzung bis spätestens zum 31. Dezember 2020 vorsieht.

3.2 BESTIMMUNG DER HÖHE DER ÜBERTRAGUNGSKAPAZITÄT (MENGENBESTIMMUNG)

Prinzipiell kommen gem. Art. 20 Abs. 1 i.V.m. Abs. 7 VO 2015/1222 und Art. 10 Abs. 2 VO 2016/1719 folgende Berechnungsverfahren zur Anwendung:

- Lastflussbasierte Ansätze mit Betrachtung kritischer Netzelemente, welche unmittelbar in den Marktkopplungs-Algorithmus integriert werden
- NTC-basierte Ansätze innerhalb einer Kapazitätsberechnungsregion koordiniert
- NTC-basierte Ansätze zwischen angrenzenden Gebotszonen koordiniert

Die für die jeweiligen Auktionen zur Verfügung stehende Kapazität wird bevorzugt durch Lastflussberechnungen bestimmt. Bei diesen Berechnungen werden die physikalischen Auswirkungen von Handelsaktivitäten und daraus folgende Änderungen des Einspeise- und Entnahmeverhaltens untersucht. Dazu werden proportional zu den angenommenen Handelsgeschäften Erhöhungen / Reduzierungen der Erzeugung in den jeweils vom Handel tangierten Netzgebieten vorgenommen. Führt diese Modifikation der Erzeugung zu Überlastungen einzelner Netzelemente und somit zu einer Gefährdung der Netzsicherheit, muss der Handel entsprechend eingeschränkt werden. Aus dieser Einschränkung lässt sich die dem Markt maximal zur Verfügung stehende Übertragungskapazität ableiten.

Die Bestimmung der Höhe der Übertragungskapazität soll innerhalb der definierten und genehmigten Kapazitätsberechnungsregionen koordiniert erfolgen.

Als Zielmodell zur Kapazitätsberechnung gibt Art. 20 Abs. 1 VO 2015/1222 für die Marktzeitbereiche Day-Ahead und Intraday einen lastflussbasierten Ansatz vor. Art. 21 VO 2015/1222 definiert die Mindestanforderungen an eine gemeinsame Kapazitätsberechnungsmethode pro Kapazitätsberechnungsregion. Langfristige Kapazität ist nach Art. 9 VO 2016/1719 mindestens für die Zeitbereiche Monat und Jahr zu berechnen. Die deutschen ÜNB stimmen sich

diesbezüglich mit der BNetzA ab und werden deren Hinweise im Rahmen der erforderlichen Abstimmungen auf regionaler oder europäischer Ebene berücksichtigen.

Die deutschen ÜNB verpflichten sich in Abstimmung mit der BNetzA zur Anwendung der Verfahren nach den jeweils für die betroffene Kapazitätsberechnungsregion genehmigten Geschäftsbedingungen, Modalitäten und Methoden. Dabei setzen die deutschen ÜNB die in Art. 27 bis 30 VO 2015/1222 und Art. 21 bis 25 VO 2016/1719 definierten Prozesse um.

Gemäß Art. 20 Abs. 2 VO 2015/1222 und Art. 10 Abs. 1 VO 2016/1719 legen die ÜNB eine gemeinsame Kapazitätsberechnungsmethode innerhalb der jeweiligen Kapazitätsberechnungsregion fest. Wenn angrenzende Kapazitätsberechnungsregionen im gleichen Synchrongebiet einen lastflussgestützten Ansatz für die Kapazitätsberechnung im Day-Ahead- oder Intraday-Marktzeitbereich anwenden, gelten sie gem. Art. 20 Abs. 5 VO 2015/1222 für diesen Zweck als eine Region und übermitteln eine gemeinsame Kapazitätsberechnungsmethode auf Basis des lastflussgestützten Ansatzes.

Unter den in Art. 20 Abs. 6 und 7 VO 2015/1222 genannten Voraussetzungen kann ein Antrag auf die verzögerte Einführung des lastflussgestützten Ansatzes für den Day-Ahead- oder Intraday-Marktzeitbereich oder eine Ausnahmeregelung zugunsten eines koordinierten NTC-basierten Ansatzes erfolgen.

3.3 ALLOKATION DER ÜBERTRAGUNGSKAPAZITÄTEN IN FORM VON ÜBERTRAGUNGSRECHTEN, AUKTIONSVERFAHREN (PREIS UND QUALITÄT)

Nach der Feststellung der Höhe der Übertragungskapazität gemäß Abschnitt 3.2 werden entsprechende Nutzungsrechte im Rahmen einer Allokation vergeben. Die Nutzungsrechte können als physikalisches (PTR, „physical transmission right“) oder finanzielles Produkt (FTR, „financial transmission right“) allokiert werden. Bei PTRs erhält der Käufer eine Option auf die Nutzung der Kapazität zur physischen Übertragung von Elektrizität. Bei der Allokation von als Option ausgestalteten FTRs erwirbt der Käufer das Recht auf einen finanziellen Ausgleich auf Basis der Spotmarktpreisdifferenzen zwischen zwei Marktgebieten.

Grundsätzlich werden im Sinne der Engpassmanagement-Leitlinien, Anhang 1 VO 714/2009 (vgl. insbesondere Punkt 4), nach Abstimmung mit den betroffenen Regulierungsbehörden folgende Produkte angeboten:

- Langfristige Übertragungsrechte (Jahr, Monat)
- Kurzfristige Übertragungsrechte (Day-ahead, Intraday).

Die Kapazitätsvergabe für langfristige Übertragungsrechte erfolgt im Rahmen von expliziten Auktionen. Die Allokation von Day-Ahead- bzw. Intraday-Übertragungsrechten findet im Rahmen von expliziten oder impliziten Allokationen statt. Damit werden die Anforderungen gemäß Punkt 2.1, Anhang 1 VO 714/2009, erfüllt. Zielmodell der VO 2015/1222 ist eine implizite Vergabe von Übertragungskapazitäten für den Day-Ahead-Marktzeitbereich und ein kontinuierlicher Handel im Intraday-Marktzeitbereich.

Langfristige Übertragungsrechte dienen zur Absicherung gegenüber zukünftigen Preisdifferenzen zwischen zwei Marktgebieten. Gemäß Art. 30 Abs. 1 VO 2016/1719 legen die entsprechenden nationalen Regulierungsbehörden der jeweiligen Gebotszonengrenze fest, ob langfristige Übertragungsrechte allokiert werden sollen. Die Vergabe der Langfristrechte soll laut Art. 1 Abs. 1 VO 2016/1719 durch eine einheitliche europäische Vergabeplattform (Single Allocation Platform; kurz: SAP) stattfinden, welche gleichzeitig die Rückgabe und den Transfer von Langfristrechten sowie die entsprechende Abrechnung abwickelt. Die SAP ist von allen europäischen ÜNB gemeinsam zu implementieren (vgl. Art. 48 VO 2016/1719).

Beim Day-Ahead-Markt werden Kauf- und Verkaufsgebote mittels einer Auktion in einem Auftragsbuch zu einem festgelegten Zeitpunkt zu Geschäften zusammengeführt. Beim kontinuierlichen Intraday-Handel hingegen werden alle Kauf- und Verkaufsgebote im Auftragsbuch ständig auf Ausführbarkeit geprüft. Sobald sich zwei Aufträge ausführbar gegenüber stehen, werden sie sofort zu einem Geschäft zusammengeführt.

Die Bepreisung der Intraday-Kapazität erfolgt nach einer gemäß Art. 55 Abs. 1 VO 2015/1222 von allen ÜNB zu entwickelnden Methode.

Die ÜNB verpflichten sich unter Berücksichtigung des jeweils aktuellen Regulierungsrahmens sowie in Abstimmung mit den zuständigen Regulierungsbehörden zu einer Weiterentwicklung der Vergabeverfahren mit dem Ziel einer europäischen Marktharmonisierung bzw. möglichst effizienten Nutzung vorhandener Kapazitäten. Eine Anpassung von Produkten und/oder Algorithmen im kurzfristigen Zeitbereich erfolgt hauptverantwortlich durch die jeweiligen NEMOs (nominated electricity market operators, nominierte Strommarktbetreiber) und unter Einbindung der betroffenen ÜNB (vgl. Art. 36 und Art. 37 Abs. 1 (a) VO 2015/1222).

Im Falle von mehreren NEMOs in einem Marktgebiet und bei Interkonnektoren, die nicht von zertifizierten ÜNB betrieben werden, erfolgt eine Entwicklung von Methoden für die Vergabe zonenübergreifender Kapazität für den Day-Ahead- und Intraday-Marktzeitbereich nach den Art. 45 und 57 VO 2015/1222.

Für den Fall, dass bei der Day-Ahead- Marktkopplung keine Ergebnisse erzielt werden können, erarbeitet jeder ÜNB in Abstimmung mit allen anderen ÜNB einer Kapazitätsberechnungsregion gemäß Art. 44 VO 2015/1222 robuste und zeitnahe Ausweichverfahren für die Kapazitätsvergabe.

3.3.1 KOORDINIERTE EXPLIZITE AUKTION

Bei der expliziten Auktion wird das Nutzungsrecht der verfügbaren Übertragungskapazität in den durch das Berechnungsverfahren ermittelten zulässigen Mengen für definierte Zeiteinheiten von der Vergabeplattform vergeben. Maßgeblich sind die Zeiteinheiten Jahr, Monat und Tag. Explizite Auktionen stellen den Preis der Kapazität nach dem Prinzip des Markträumungspreises fest (vgl. Art. 40 VO 2016/1719). Das bedeutet, dass das letzte noch erfüllbare Gebot den einheitlichen Preis für alle Gebote bestimmt. Alle Auktionsteilnehmer, deren Gebote den Preis dieses letzten erfüllbaren Gebotes übersteigen oder deren Gebot(e) genau dem Preis des letzten erfüllbaren Gebotes entsprechen, erhalten die von ihnen nachgefragte Kapazität. Sofern die Nachfrage nach Übertragungskapazität das Angebot nicht übersteigt, folgt daraus eine unentgeltliche Allokation.

Im Fall einer Allokation von PTRs bedeutet die durch das Nutzungsrecht beschriebene Option das Recht auf Nominierung von Stromtransport über den Engpass hinweg, wie in Art. 32 VO 2016/1719 beschrieben. Sofern diese Option im Falle von in Jahres- und/oder Monatsauktionen erworbenen Nutzungsrechten nicht innerhalb einer in den Auktionsregeln gesetzten Frist zur Nutzung angemeldet wird, d. h. falls vom Inhaber der Option keine Nominierung erfolgt, verfällt dessen Recht zum physikalischen Transport (vgl. Art. 36 VO 2016/1719). In der Praxis endet diese Frist in angemessenem zeitlichen Abstand vor der Tagesauktion. Danach geht der ungenutzte Kapazitätsanteil aus Jahres- und/oder Monatsauktionen in die in der Tagesauktion allozierbare Kapazität ein (Use-it-or-sell-it Prinzip). Ziel ist dabei, das strategische Zurückhalten von Kapazität zu unterbinden. Für das nicht genutzte Übertragungsrecht oder für Übertragungsrechte, die aus der Jahresauktion in die Monatsauktion zurückgegeben werden, erhält der Inhaber gem. Art. 43 VO 2016/1719 den in der darauffolgenden Auktion erzielten Preis.

Explizite Auktionen folgen festen, im Vorfeld definierten Verfahren bezüglich Teilnehmerkreis, Fristen, Kommunikationswegen, finanzieller Sicherheiten etc., welche in Harmonisierten Vergaberegeln (Harmonised Allocation Rules, kurz: EU HAR) gem. Art. 51 Abs. 1 VO 2016/1719 von allen ÜNB definiert werden. Die EU HAR werden bei Bedarf aktualisiert und anschließend veröffentlicht. Bei Änderungen erfolgt vor der Einreichung bei allen europäischen Regulierungsbehörden eine öffentliche Konsultation gem. Art. 6 VO 2016/1719.

3.3.2 IMPLIZITE ALLOKATION (MARKET COUPLING)

Bei der impliziten Allokation stellen die ÜNB die verfügbare Übertragungskapazität den beteiligten Strombörsen unter der Prämisse der effizienten Kapazitätsnutzung zur Verfügung. Im Rahmen des Vergabeverfahrens werden Kapazitäten direkt mit Energie (implizit) alloziert. Beim Market Coupling geben Marktteilnehmer wie gewohnt Gebote

te für Energie an der heimischen Börse und gegebenenfalls weiteren Börsen ab. Die Börsen nutzen anschließend die verfügbare Übertragungskapazität, um möglichst eine Konvergenz der jeweiligen Marktpreise herbeizuführen.

Gemäß VO 2015/1222 verpflichten sich die ÜNB bei der Implementierung und Weiterentwicklung einer einheitlichen Marktkopplung in den Zeitbereichen Day-Ahead bzw. Intraday zur Zusammenarbeit mit den NEMOs.

Die Kapazitätsberechnung und Übermittlung der verfügbaren Übertragungskapazitäten an die Strombörsen erfolgt im Rahmen von mit den betreffenden NEMOs und Regulierungsbehörden abgestimmten Fristen (vgl. Art. 46 und 58 VO 2015/1222). Gemäß Art. 59 VO 2015/1222 legen die ÜNB in Abstimmung mit den betreffenden NEMOs und Regulierungsbehörden Handelsschlusszeiten für den Intraday-Marktzeitbereich je Gebotszonengrenze fest.

Sofern von den zuständigen Regulierungsbehörden verlangt, nehmen die ÜNB für den Intraday-Marktzeitbereich zusätzlich zur impliziten Allokation auch explizite Allokationen vor. Beim Eintreten dieses Falles erarbeiten die betroffenen ÜNB gem. Art. 64 VO 2015/1222 Bedingungen, die die Marktteilnehmer für die Teilnahme an der expliziten Allokation erfüllen müssen.

Zusätzlich zum kontinuierlichen Handel können die betroffenen NEMOs und ÜNB gem. Art. 63 Abs. 1 VO 2015/1222 gemeinsam einen Vorschlag für die Konzeption und Durchführung ergänzender regionaler Auktionen für den Intraday-Marktzeitbereich vorlegen.

3.3.3 NETTING ZUR MAXIMIERUNG DER DEM MARKT ZUR VERFÜGUNG GESTELLTEN KAPAZITÄT

Langfristige Kapazitätsnutzungsrechte, welche in eine bestimmte Handelsrichtung von Marktteilnehmern durch verbindliche Nominierung zur Nutzung angemeldet wurden, können in jeweils entgegen gesetzter Handelsrichtung kurzfristig erneut vergeben werden („Netting“). Die ÜNB setzen diese Anforderung der VO 714/2009 (vgl. Artikel 16 Abs. 5) im Rahmen der Kapazitätsvergabeverfahren um.

Die dem Markt in der Tagesauktion zur Verfügung gestellte Kapazität wird durch Netting maximiert. Dies basiert auf der Eigenschaft, dass sich gegenläufige Anmeldungen von Stromübertragungen kompensieren. Da dieser Effekt erst nach verbindlicher Anmeldung der Kapazitätsnutzung für Jahres- und Monatskapazität durch die Marktteilnehmer am Morgen des jeweiligen Vortags ermittelbar ist, wirkt sich Netting nur auf die in der jeweils nachfolgend stattfindenden Allokationsrunde zu vergebende Kapazität aus.

Im Anschluss an die Tagesauktion werden auf Basis der Nettopositionen für jede Zeiteinheit die geplanten grenzüberschreitenden Austauschflüsse ermittelt. Dazu erarbeiten die betroffenen ÜNB gem. Art. 43 Abs. 1 und Art. 56 Abs. 1 VO 2015/1222 eine gemeinsame Berechnungsmethode für den Day-Ahead und den Intraday-Marktzeitbereich. Ungenutzte bzw. frei werdende Übertragungskapazitäten gehen in die Bestimmung der Intraday-Kapazitäten ein.

Die Vergabe von Übertragungskapazitäten im Intraday-Marktzeitbereich ist kontinuierlich ausgestaltet, mit der Verpflichtung für den Erwerber die Kapazität zu nutzen. Nach jeder Vergabe von Übertragungskapazitäten im kontinuierlichen Handel kann dem Markt zusätzlich Kapazität in gleicher Höhe in Gegenrichtung zur Verfügung gestellt werden.

3.4 GRENZÜBERSCHREITENDE KOORDINATION VON REDISPATCH UND COUNTERTRADING

Zur Wahrung der Versorgungssicherheit haben die ÜNB die Möglichkeit, in die Erzeugungsleistung von Kraftwerken in ihrer Regelzone einzugreifen. Damit ändern sich die Lastflüsse, wodurch Überlastungen von Betriebsmitteln vermieden bzw. Verletzungen der „N-1 Sicherheit“ geheilt werden können.

Die VO 2015/1222 sieht eine regionale Abstimmung von Redispatch- und Countertrading-Maßnahmen mit grenzüberschreitender Relevanz vor. Dazu zählen insbesondere Maßnahmen zur Aufrechterhaltung vergebener Übertragungsrechte.

Gemäß Art. 35 i.V.m. Art. 12 VO 2015/1222 verpflichten sich die ÜNB einer Kapazitätsberechnungsregion unter Einbeziehung der betroffenen Stakeholder zur Entwicklung eines gemeinsamen Verfahrens zur grenzüberschreitenden Koordination von Redispatch und Countertrading. Dabei sollen Redispatchmaßnahmen nach den innerhalb einer Regelzone geltenden Bestimmungen und Mechanismen erfolgen.

Die ÜNB schließen in der Regel mit den ausländischen ÜNB bilaterale oder multilaterale Verträge ab, um die Grundlagen und die Abwicklung von grenzüberschreitenden Maßnahmen zu regeln. Solche Verträge umfassen grundsätzlich die operative Planung und die Durchführung der Maßnahmen sowie Kostenteilung und Rechnungslegung.

4 ERLÖSE UND KOSTEN DES ENGPASSMANAGEMENTS

4.1 ERLÖSE AUS DEM ENGPASSMANAGEMENT

Bei expliziten Auktionen ergeben sich die Erlöse je Zeiteinheit i. d. R. aus dem Produkt aus Markträumungspreis (siehe Abschnitt 3.3.1) je Zeiteinheit (Jahr, Monat, Stunde) und der in Form von Nutzungsrechten in dieser Zeiteinheit allokierten Kapazität.

Bei impliziten Allokationen ergeben sich die Erlöse je Stunde i. d. R. aus dem Produkt aus Marktpreisdifferenz und der über den Engpass übertragenen Energiemenge. Implizite Allokationen finden nur in den Zeitbereichen Day-Ahead und Intraday statt.

Die Höhe der Erlöse aus dem Engpassmanagement hängt daher von den in den vorhergehenden Schritten definierten Kapazitäten und daraus abgeleiteten Produkten sowie den Marktpreisdifferenzen ab.

Die Auktionserlöse sind nach abgestimmten Verfahren zwischen den ÜNB zu verteilen. Die Verteilungsmodalitäten der Auktionserlöse werden der BNetzA gegenüber transparent dargelegt. Die derzeit gültigen Verteilungskriterien sind Bestandteil der FSV EPM Anlagen.

Gemäß Art. 73 VO 2015/1222 und Art. 57 VO 2016/1719 teilen die beteiligten ÜNB die Engpasserlöse auf Basis der von den ÜNB nach Art. 73 Abs. 1 und 2 VO 2015/1222 erarbeiteten und von den Regulierungsbehörden genehmigten Methode zur Verteilung der Engpasserlöse auf.

4.2 KOSTEN AUS DEM ENGPASSMANAGEMENT

Die nach vereinbarten Geschäftsbedingungen, Modalitäten und Methoden erzielten Erlöse aus dem Engpassmanagement stehen bei den einzelnen ÜNB den Kosten aus dem Engpassmanagement gegenüber.

4.2.1 KOSTEN FÜR CROSS-BORDER REDISPATCH UND CROSS-BORDER COUNTERTRADING

Einnahmen aus der Allokation von Übertragungsrechten sind gemäß Art. 16 Abs. 6 lit. a) VO 714/2009 in erster Linie zur Gewährleistung der tatsächlichen Verfügbarkeit der zugewiesenen Kapazität zu verwenden. Dementsprechend sind anfallende Kosten für Cross-Border Redispatch und Cross-Border Countertrading zur Beseitigung grenzübergreifender Netzengpässe aus Engpasserlösen zu finanzieren. Tritt die kritische Netzsituation auf nationalen Zuleitungen auf, können die Kosten für Cross-Border Redispatch oder Countertrading dann angerechnet werden, wenn die Beseitigung oder die Vermeidung der kritischen Netzsituation mit nationalen netz- und marktbezogenen Maßnahmen nicht möglich oder die Durchführung der grenzüberschreitenden Maßnahme effektiver als die nationale Maßnahme ist und die Cross-Border-Maßnahme der Sicherstellung von in Auktionen vergebenen grenzüberschreitenden Kapazitäten dient. Der Nachweis der Angemessenheit / Wirksamkeit dieser Cross-Border-Maßnahmen ist von den ÜNB durch die Vorlage einer entsprechenden aussagekräftigen Auswertung von insb. DACF- (day-ahead congestion forecast), IDCF- (intraday congestion forecast) und Snapshot-Netzmodellen zu führen.

Für den Fall, dass ein ausländischer ÜNB auf Basis solcher Vereinbarungen Cross-Border Redispatch oder Countertrading einleitet und Kostenteilung einfordert, ist zwischen dem ausländischen und dem deutschen ÜNB zu vereinbaren, dass der ausländische ÜNB die Effizienz bzw. Notwendigkeit der konkreten Maßnahme gegenüber dem deutschen ÜNB nachweist. Diese Vereinbarung ist der BNetzA vorzulegen.

In diesem Kontext beteiligen sich die deutschen ÜNB an sogenannten Regional Security Cooperation Initiatives (RSCIs). Ein Beispiel dafür ist die „TSO Security Cooperation“ (TSC). Hierbei kooperieren europäische ÜNB mit dem Ziel einer verbesserten Versorgungssicherheit des europäischen Stromnetzes. Die Umsetzung erfolgt insbesondere durch Weiterentwicklung und Implementierung multilateraler Verfahren. So erfolgt eine vertraglich festgehaltene und verbesserte Koordination multilateraler Redispatchmaßnahmen (multilateral remedial actions, kurz MRAs). Wie

bei bestehenden Cross-Border Redispatchmaßnahmen führen MRAs zwangsläufig dazu, dass im Rahmen der FSV EPM Redispatchkosten in- und ausländischer Erzeugungseinheiten berücksichtigt werden.

Die Abrechnung der Kosten für MRAs zwischen den am MRA-Vertrag beteiligten ÜNB erfolgt unter Anwendung des im MRA-Vertrag geregelten Kostenteilungsverfahrens. Die darin berücksichtigten Kosten basieren wiederum auf Rechnungen und Gutschriften für die zur Durchführung der MRA erforderlichen Maßnahmen (Leistungsanpassung von Kraftwerken oder sonstige Maßnahmen wie z.B. Börsengeschäfte). Auf Anforderung legen die ÜNB der BNetzA zum Beleg der für eine MRA angefallenen Kosten die ihnen zur Verfügung stehenden Dokumente und weitere Daten und Informationen, die zur Plausibilisierung der Rechnungen beitragen, vor.

Für den Fall, dass keine direkte Einzelabrechnung von Redispatchmaßnahmen zwischen ÜNB und Kraftwerksbetreiber existiert, ist auch die Abrechnung eines äquivalenten Verrechnungspreises (z.B. für Regelenergie) zulässig. Falls einem ÜNB die Weitergabe der Originalrechnung des Kraftwerksbetreibers aufgrund vertraglicher Vereinbarungen nicht möglich ist, ist er angehalten, die für die Kostenermittlung relevanten Daten in einer äquivalenten Art und Weise zu belegen.

Die ÜNB führen Cross-Border Redispatch oder Countertrading auf Basis bestehender vertraglicher und betrieblicher Regelungen durch, welche den Anlagen dieser FSV entnommen werden können. Gemäß Art. 35 und 74 VO 2015/1222 verpflichten sich die ÜNB zur Weiterentwicklung der bestehenden Verfahren für Cross-Border Redispatch und Countertrading sowie der diesbezüglichen Kostenteilungsmethoden im Sinne einer verbesserten Koordination.

4.2.2 KOMPENSATIONSZAHLUNGEN FÜR KAPAZITÄTSKÜRZUNGEN BEI EXPLIZITER ODER IMPLIZITER ALLOKATION, EINSCHLIEßLICH INTRADAY-KAPAZITÄTSVERGABE

Regelungen zur Verfügbarkeit der Kapazitätsrechte sowie der dazugehörigen Kompensationszahlungen finden sich in den jeweils gültigen EU HAR (explizite Auktionen) bzw. den zugrunde liegenden vertraglichen Regelungen mit den Börsen und Clearinghäusern (implizite Auktionen). Die ÜNB verpflichten sich, die Auktionsregeln mit der BNetzA abzustimmen.

Gemäß Art. 69 Abs. 1 VO 2015/1222 erarbeiten die ÜNB einen gemeinsamen Vorschlag für einen einheitlichen Day-Ahead-Verbindlichkeitszeitpunkt. Im Rahmen der Vergabe von Day-Ahead Übertragungsrechten ist diese Frist einzuhalten. Die Möglichkeit zur Kürzung von vergebenen Übertragungsrechten für den Marktzeitbereich Day-Ahead bzw. Intraday durch die ÜNB ist in Art. 70 und 71 VO 2015/1222 geregelt.

Bezüglich der weiteren Entwicklung der Auktionsregeln wird zwischen den Regulierungsbehörden in allen Regionen und den ÜNB die Umsetzung der Vorgaben aus Punkt 2.13 der Engpassmanagementleitlinien als Anhang 1 zur VO 714/2009 diskutiert.

Kann die zugewiesene Kapazität aufgrund von Kapazitätskürzungen nicht durch Auktionsteilnehmer genutzt werden oder sollten im Falle der impliziten Kapazitätsallokation Bilanzkreise der beteiligten Börsen bzw. Clearinghäuser aufgrund von Kapazitätskürzungen unausgeglichen sein, sollen nach Art. 53 Abs. 2 VO 2016/1719, Art. 72 Abs. 3 VO 2015/1222 und nach Maßgabe der BNetzA seitens der ÜNB Kompensationszahlungen an die Marktteilnehmer bzw. die beteiligten Börsen bzw. Clearinghäuser geleistet werden.

Folgeschäden sind von einer Kompensation ausgeschlossen. Tritt die kritische Netzsituation, die zu einer Kapazitätskürzung führt, allein auf einer grenzüberschreitenden Leitung auf, werden die bei den beiden beteiligten ÜNB anfallenden Kompensationskosten hälftig geteilt. Bei netzinternen kritischen Netzsituationen werden die Kompensationskosten durch den ÜNB getragen, der die Kürzung verursacht hat.

Die Finanzierung derartiger Zahlungen erfolgt durch Engpasserlöse unter den Voraussetzungen der einschlägigen rechtlichen Vorgaben und der Regelungen der genehmigten Auktionsregeln. Dies gilt insbesondere, wenn nachfolgende Voraussetzungen erfüllt sind:

Sofern ein deutscher ÜNB zum Mittel der Kürzung der Kapazität greifen muss, sind in Anlehnung an § 13 Abs. 5 EnWG die Gründe für die Kürzung den direkt Beteiligten und der BNetzA anzuzeigen. Des Weiteren werden auf Verlangen der BNetzA die Gründe entsprechend nachfolgender Grundsätze belegt:

- ❑ die von dem/den ÜNB vorgenommene Kürzung der Kapazität war zum Zeitpunkt ihrer Veranlassung nicht durch Cross-Border Countertrading oder Cross-Border Redispatch vermeidbar;
- ❑ die Kürzung der Kapazität wurde von dem/den ÜNB nach sachlich-energiewirtschaftlichen Grundsätzen, insb. unter Wahrung der Verhältnismäßigkeit und der Nichtdiskriminierung, vorgenommen.

Der Nachweis ist von den ÜNB durch die Vorlage einer entsprechenden aussagekräftigen Auswertung zu führen, z.B. durch Auswertung von Netzmodellen (DACF, IDCF, Snapshot).

4.2.3 KOSTEN FÜR FINANZIELL NICHT ZEITGLEICH AUSGEGLICHENE VERGÜTUNGEN VON KAPAZITÄTSINHABERN

Wie in Kapitel 3.3 dieser FSV beschrieben, erhalten Inhaber von Kapazitätsrechten entweder – im Fall von PTRs – eine Vergütung aus nicht nominierten PTRs oder – im Fall von FTRs – eine Auszahlung.

Der Kapazitätsinhaber erhält in beiden Fällen den entsprechenden Erlös aus der vortäglichen Allokation. Im Rahmen der expliziten Allokation basiert dieser auf dem Gleichgewichtspreis der Tagesauktionen, im Rahmen der impliziten Allokation auf der Marktpreisdifferenz.

Auch für Fälle, in denen mit den allokierten langfristigen Übertragungsrechten keine entsprechenden Engpasseinnahmen erzielt wurden, erhalten die Kapazitätsinhaber auf Basis der jeweils geltenden Regelungen eine Kompensation. Hierdurch entstehen den ÜNB Kosten, denen keine zeitgleichen Erlöse gegenüberstehen. Die Finanzierung derartiger Zahlungen erfolgt daher im Allgemeinen durch die erwirtschafteten Engpasserlöse des Jahres, in dem entsprechende Fälle eingetreten sind.

4.3 UMGANG MIT ERLÖSEN UND KOSTEN AUS DEM ENGPASSMANAGEMENT

Die ÜNB sind berechtigt, die in Kapitel 4.2 beschriebenen Kosten vollumfänglich gegen die Erlöse aus dem Engpassmanagement zu verrechnen. Dazu sind die Kosten auf Basis detaillierter Nachweise von den Erlösen aus dem Engpassmanagement abzuziehen („aus diesen zu finanzieren“), da sie ausschließlich aus regulatorischen oder gesetzlichen Vorgaben entstehen. Die verbleibenden Erlöse werden in Übereinstimmung mit den Vorgaben des Art. 16 Abs. 6 VO 714/2009 verwendet.

Die Kosten im Zusammenhang mit den den ÜNB gemäß Art. 8 i.V.m. Art. 9 Abs. 6, 7 und 8 VO 2015/1222 und Art. 4 Abs. 1, 6 und 7 VO 2016/1719 auferlegten Verpflichtungen, insbesondere die in Art. 74 und 79 VO 2015/1222 und in Art. 61 VO 2016/1719 genannten Kosten, werden von den zuständigen Regulierungsbehörden geprüft und nach den Vorgaben der zuständigen Regulierungsbehörden zeitnah durch Netzentgelte oder andere geeignete Mechanismen gedeckt.

Übersteigen die in Kapitel 4.2 genannten jährlichen Kosten die jährlichen Engpassmanagementenerlöse, können die ÜNB auch negative Engpassmanagementenerlöse (d.h. Kosten) geltend machen, die sich entsprechend erhöhend auf die Erlösobergrenze auswirken.

Die Berücksichtigung dieser gemäß § 11 Abs. 2 S. 2 und S. 4 ARegV wirksam verfahrensregulierten Kosten und Erlöse erfolgt gemäß § 4 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 ARegV als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten mit einer zweijährigen Verzögerung („t+2“) für die jährliche Anpassung der Erlösobergrenze.

5 TRANSPARENZANFORDERUNGEN UND MONITORING

Gemäß Punkt 5 der „Leitlinien für das Management und die Vergabe verfügbarer Übertragungskapazitäten auf Verbindungsleitungen zwischen nationalen Netzen“ (Anhang 1 zur VO 714/2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel) und der Verordnung (EG) Nr. 543/2013 über die Übermittlung und die Veröffentlichung von Daten in Strommärkten und zur Änderung des Anhangs 1 der VO 714/2009 werden die für den Markt relevanten Informationen zum Engpassmanagement veröffentlicht.

Sollten gesetzliche Anforderungen eine Anpassung der zu veröffentlichenden und übermittelnden Informationen erfordern, so verpflichten sich die ÜNB, dies entsprechend umzusetzen.

Nach ihrer jeweiligen Genehmigung werden die ÜNB die nach VO 2015/1222 und VO 2016/1719 entwickelten Geschäftsbedingungen, Modalitäten und Methoden gemäß Art. 9 Abs. 14 VO 2015/1222 und Art. 4 Abs. 13 VO 2016/1719 im Internet veröffentlichen, sofern dies nicht durch Vertraulichkeitspflichten gemäß Art. 13 VO 2015/1222 und Art. 7 VO 2016/1719 oder andere begründete Sachverhalte ausgeschlossen ist.