

# **Day-Ahead-Kapazitätsberechnungsmethode für die Kapazitätsberechnungsregion Mitteleuropa**

gemäß Artikel 20 ff. der Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission vom 24.  
Juli 2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Eng-  
passmanagement

## **Bereinigte Version**

**Januar 2025**

---

## Inhaltsverzeichnis

Präambel	4
TITEL 1 - Allgemeine Bestimmungen .....	9
Artikel 1. Gegenstand und Anwendungsbereich .....	9
Artikel 2. Begriffsbestimmungen und Interpretation .....	9
Artikel 3. Anwendung dieser Methode .....	15
TITEL 2 - Allgemeine Beschreibung der Day-Ahead-Kapazitätsberechnungsmethode .....	16
Artikel 4. Day-Ahead-Kapazitätsberechnungsprozess .....	16
TITEL 3 – Kapazitätsberechnungsinput .....	19
Artikel 5. Definition der kritischen Netzelemente und Ausfälle .....	19
Artikel 6. Methode für betriebliche Sicherheitsgrenzen.....	20
Artikel 7. Methode für Vergabebeschränkungen .....	21
Artikel 8. Methode für die Zuverlässigkeitsmarge.....	23
Artikel 9. Methode für den Erzeugungsverlagerungsschlüssel .....	25
Artikel 10. Methode für Entlastungsmaßnahmen bei der Day-Ahead-Kapazitätsberechnung.....	27
TITEL 4 - Beschreibung des Day-Ahead-Kapazitätsberechnungsprozesses .....	28
Artikel 11. Berechnung der Energieflussverteilungsfaktoren und der Referenzströme .....	28
Artikel 12. Integration von HGÜ-Interkonnektoren an Gebotszonengrenzen der CE CCR .....	30
Artikel 13. Berücksichtigung von Gebotszonengrenzen außerhalb Mitteleuropas .....	32
Artikel 14. Ursprüngliche lastflussbasierte Berechnung .....	33
Artikel 15. Definition der endgültigen Liste der CNEC und MNEC für die Intraday-Kapazitätsberechnung	33
Artikel 16. Optimierung kostenneutraler Entlastungsmaßnahmen.....	34
Artikel 17. Anpassung auf Mindest-RAM .....	37
Artikel 18. Einbeziehung vergebener Langfristkapazitäten (LTA).....	39
Artikel 19. Berechnung der Lastflussparameter vor der Validierung .....	41
Artikel 20. Validierung der Lastflussparameter .....	42
Artikel 21. Berechnung und Veröffentlichung der endgültigen Lastflussparameter .....	49
Artikel 22. Fallbackverfahren für die Day-Ahead-Kapazitätsberechnung .....	51
Artikel 23. Berechnung der Kapazitäten für integrierte technische Vertragspartner .....	52
Artikel 24. Berechnung der ATCs für das SDAC-Ausweichverfahren.....	53
Artikel 25. Aktualisierung der verbleibenden gebotszonenzübergreifenden Übertragungskapazitäten nach SDAC zur Nutzung für Intraday .....	56
TITEL 5 – Aktualisierungen und Datenbereitstellungen .....	62
Artikel 26. Überprüfung und Aktualisierungen .....	62
Artikel 27. Veröffentlichung von Daten .....	63
Artikel 28. Qualität der veröffentlichten Daten .....	66
Artikel 29. Monitoring, Berichterstattung und Unterrichtung der CE-Regulierungsbehörden .....	67
TITEL 6 - Umsetzung.....	69

Artikel 30. Implementierungszeitrahmen.....	69
TITEL 7 - Schlussbestimmungen .....	70
Artikel 31. Sprache .....	70
Anhang 1: Liste der CE ÜNB und ihre Begründungen der Anwendung und Methode zur Berechnung von Vergabebeschränkungen.....	71
Anhang 2: Liste der Netzelemente, die von Artikel 6 Absatz 1 und 2 ausgenommen sind .....	80
Anhang 3: IVA-Validierungsprozess für aktualisierte Intraday-Kapazitäten .....	81
Anhang 4: ATC-basierter Validierungsprozess für aktualisierte Intraday-Kapazitäten.....	83

## Präambel

- (1) Dieses Dokument legt die Methode zur Kapazitätsberechnung gemäß Artikel 20 ff. der Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission vom 24. Juli 2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement in der durch die Durchführungsverordnung (EU) 2021/280 der Kommission vom 22. Februar 2021 geänderten Fassung (im Folgenden als „CACM-Verordnung“ bezeichnet) fest. Die Methode wird im weiteren Verlauf als „Day-Ahead-Kapazitätsberechnungsmethode“ bezeichnet.
- (2) Die Day-Ahead-Kapazitätsberechnungsmethode berücksichtigt die allgemeinen Grundsätze und Ziele der CACM-Verordnung sowie der Verordnung (EU) Nr. 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (im weiteren Verlauf als „Verordnung (EU) 2019/943“ bezeichnet). Das Ziel der CACM-Verordnung besteht in der Koordination und Harmonisierung der Kapazitätsberechnung und -vergabe in den grenzüberschreitenden Day-Ahead- und Intraday-Märkten. Zu diesem Zweck legt die Verordnung die Anforderungen für die Erarbeitung einer Day-Ahead-Kapazitätsberechnungsmethode fest, um eine effiziente, transparente und diskriminierungsfreie Kapazitätsvergabe zu gewährleisten.
- (3) Die zu erwartenden Auswirkungen der Day-Ahead-Kapazitätsberechnungsmethode auf die Ziele der CACM-Verordnung müssen gemäß Artikel 9 Absatz 9 der CACM-Verordnung beschrieben werden und werden nachfolgend vorgestellt.
- (4) Die Day-Ahead-Kapazitätsberechnungsmethode dient dazu, einen effektiven Wettbewerb in Bezug auf die Erzeugung und Lieferung von sowie den Handel mit Strom zu fördern (Artikel 3 Buchstabe a der CACM-Verordnung), da sie sicherstellt, dass die gebotszonenübergreifende Kapazität so berechnet wird, dass eine unangemessene Diskriminierung zwischen Marktteilnehmern vermieden wird, und dieselbe Day-Ahead-Kapazitätsberechnungsmethode für alle Marktteilnehmer an den jeweiligen Gebotszongrenzen der CCR Mitteleuropas gilt und so einheitliche Rahmenbedingungen für die Marktteilnehmer gewährleistet. Marktteilnehmer erhalten gleichzeitig und in transparenter Weise Zugang zu denselben verlässlichen Informationen zu gebotszonenübergreifenden Kapazitäten und Vergabebeschränkungen für die Day-Ahead-Vergabe.
- (5) Die CACM-Verordnung zielt darauf ab, die Kapazitätsberechnung der CCR zu harmonisieren. Dies beinhaltet die Möglichkeit, CCR zusammenzulegen, falls dies als am effizientesten erachtet wird. Daher genehmigte ACER am 19. März 2024 die Änderung zur Festlegung der Kapazitätsberechnungsregionen (Beschluss Nr. 04/2024). Diese Entscheidung beinhaltet die Fusion der Core CCR und der CCR Norditalien zur CCR Mitteleuropa. Vorerst wird nur die Methode zur Berechnung der Day-Ahead-Kapazität in der CCR Mitteleuropa umgesetzt.
- (6) Die Day-Ahead-Kapazitätsberechnungsmethode trägt zur optimalen Nutzung der Übertragungsinfrastruktur und zur Gewährleistung der Betriebssicherheit bei (Artikel 3 Buchstaben b und c der CACM-Verordnung), da der lastflussbasierte Mechanismus das Ziel hat, den Marktteilnehmern die maximal verfügbare Kapazität im Day-Ahead-Zeitbereich - unter Einhaltung der betrieblichen Sicherheitsgrenzen - zur Verfügung zu stellen.
- (7) Die Day-Ahead-Kapazitätsberechnungsmethode trägt dazu bei, dass die gebotszonenübergreifende Kapazität nicht eingeschränkt wird, um Engpässe innerhalb von Regelzonen zu beheben, indem (i) klare Kriterien festgelegt werden, nach denen die innerhalb von Gebotszonen befindlichen Netzelemente als begrenzend für die Kapazitätsberechnung angesehen werden können, und (ii) sichergestellt wird, dass ein Mindestanteil der Kapazität für den kommerziellen Austausch zur Verfügung gestellt wird, während gleichzeitig die Betriebssicherheit gewährleistet wird (Artikel 3 Buchstaben a bis c der CACM-Verordnung und der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung)
- (8) Die Day-Ahead-Kapazitätsberechnungsmethode dient dem Ziel der Optimierung der gebotszonenübergreifenden Kapazitätsvergabe (Artikel 3 Buchstabe d der CACM-Verordnung), da sie den

lastflussbasierten Ansatz verwendet, der die Art und Weise optimiert, wie die gebotszonenübergreifenden Kapazitäten an die Marktteilnehmer vergeben werden, und da sie die Effizienz des Engpassmanagements durch den Vergleich der Kapazitätsvergabe mit anderen Engpassmanagementalternativen, wie z. B. der Anwendung von Entlastungsmaßnahmen, der Neukonfiguration von Gebotszonen und Netzinvestitionen, erleichtert.

- (9) Die Day-Ahead-Kapazitätsberechnungsmethode soll eine faire und diskriminierungsfreie Behandlung von ÜNB, nominierten Strommarktbetreibern („NEMO“), der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden, den Regulierungsbehörden und den Marktteilnehmern (Artikel 3 Buchstabe e der CACM-Verordnung) gewährleisten, da die Methode zur Berechnung der Day-Ahead-Kapazität im Rahmen eines Prozesses entwickelt und angenommen wurde, der die Beteiligung aller relevanten Stakeholder und die Unabhängigkeit des Genehmigungsverfahrens gewährleistet.
- (10) Die Day-Ahead-Kapazitätsberechnungsmethode legt die zentralen Grundsätze und wesentlichen Prozesse für den Day-Ahead-Zeitbereich fest. Es ist erforderlich, dass die ÜNB in Mitteleuropa den Marktteilnehmern zuverlässige Informationen über gebotszonenübergreifende Kapazitäten und Vergabebeschränkungen für die Day-Ahead-Vergabe auf transparente Weise und gleichzeitig zur Verfügung stellen. Dies umfasst Informationen über alle Schritte der Kapazitätsberechnung und regelmäßige Berichte über spezifische Prozesse innerhalb der Kapazitätsberechnung. Die Day-Ahead-Kapazitätsberechnungsmethode leistet daher einen Beitrag zum Ziel der Transparenz und Zuverlässigkeit von Informationen (Artikel 3 Buchstabe f der CACM-Verordnung).
- (11) Die Day-Ahead-Kapazitätsberechnungsmethode schafft die Voraussetzungen für eine effiziente Nutzung der vorhandenen Strominfrastruktur und erleichtert den wettbewerbsorientierten und gleichberechtigten Zugang zur Übertragungsinfrastruktur, insbesondere bei Engpässen. Dies setzt ein langfristiges Signal für effiziente Investitionen in die Übertragung, Erzeugung und den Verbrauch und leistet daher einen Beitrag zum effizienten langfristigen Betrieb und Ausbau des Stromübertragungsnetzes und Elektrizitätssektors in der Union (Artikel 3 Buchstabe g der CACM-Verordnung).
- (12) Die Day-Ahead-Kapazitätsberechnungsmethode trägt auch zur Verwirklichung des Ziels bei, die Notwendigkeit eines fairen und geordneten Marktes und einer geordneten Preisbildung zu respektieren (Artikel 3 Buchstabe h der CACM-Verordnung), indem die Informationen über die auf dem Markt freizugebenden gebotszonenübergreifenden Kapazitäten rechtzeitig zur Verfügung gestellt werden, indem die verfügbaren gebotszonenübergreifenden Kapazitäten maximiert werden und indem eine Backup-Lösung für die Fälle sichergestellt wird, in denen die Kapazitätsberechnung keine Lastflussparameter liefert.
- (13) Die Day-Ahead-Kapazitätsberechnungsmethode erleichtert die Schaffung gleicher Wettbewerbsbedingungen für NEMOs (Artikel 3 Buchstabe i der CACM-Verordnung), da alle NEMOs und alle ihre Marktteilnehmer innerhalb der CCR Mitteleuropa den gleichen Regeln und einer nichtdiskriminierenden Behandlung unterliegen (einschließlich Zeitvorgaben, Datenaustausch, Ergebnisformate usw.).
- (14) Schließlich unterstützt die Day-Ahead-Kapazitätsberechnungsmethode das Ziel der Bereitstellung eines diskriminierungsfreien Zugangs zu gebotszonenübergreifender Kapazität (Artikel 3 Buchstabe j) der CACM-Verordnung), indem sie einen transparenten und diskriminierungsfreien Ansatz zur Förderung der gebotszonenübergreifenden Kapazitätsvergabe gewährleistet.
- (15) Zusammenfassend fördert die Day-Ahead-Kapazitätsberechnungsmethode die allgemeinen Zielsetzungen der CACM-Verordnung zum Wohl aller Marktteilnehmer und Stromendverbraucher.
- (16) Die Day-Ahead-Kapazitätsberechnungsmethode ist in drei Phasen unterteilt: (i) die Definition und Bereitstellung von Kapazitätsberechnungs-Inputs durch die ÜNB in Mitteleuropa, einschließlich der

zugrunde liegenden Grundsätze und Berechnungsmethoden für diese Inputs, (ii) der Kapazitätsberechnungsprozess durch den koordinierten Kapazitätsberechner in Abstimmung mit den ÜNB in Mitteleuropa und (iii) die Kapazitätsvalidierung durch die ÜNB in Mitteleuropa in Abstimmung mit dem koordinierten Kapazitätsberechner. Die Rollen und Verantwortlichkeiten der ÜNB in Mitteleuropa und des koordinierten Kapazitätsberechners müssen klar definiert werden.

- (17) Die Day-Ahead-Kapazitätsberechnungsmethode basiert auf Vorhersagemodellen des Übertragungssystems. Die Inputs werden zwei Tage vor der Stromlieferungsstunde anhand des zu diesem Datum verfügbaren Wissens erstellt. Daher sind die Ergebnisse möglicherweise von Ungenauigkeiten und Ungewissheiten beeinflusst. Das Ziel der Sicherheitsmarge ist es, einen gewissen Teil des Risikos aufgrund dieser Vorhersagefehler abzudecken.
- (18) Die Methodik wendet temporäre Lösungen für Sicherheitsmargen, Erzeugungsverlagerungsschlüssel und Vergabebeschränkungen an. Was die Zuverlässigkeitsspannen betrifft, so kann die erste echte Berechnung erst durchgeführt werden, nachdem einige Betriebserfahrungen mit der Anwendung dieser Methode gesammelt wurden. Für Erzeugungsverlagerungsschlüssel benötigen ÜNB auch etwas Betriebserfahrung, um sie verbessern zu können. Die endgültige Definition dieser Inputs für die Kapazitätsberechnung sollte daher nach der effektiven Umsetzung dieser Methodik überprüft und bei Bedarf neu definiert werden.
- (19) Einige Betriebssicherheitseinschränkungen können in Beschränkungen von Wirkleistungsflüssen auf kritischen Netzelementen umgewandelt werden, wobei das bei anderen nicht möglich ist und diese als Vergabebeschränkungen modelliert werden können. Einige der betrieblichen Sicherheitsgrenzen (*u. a.* Margen, Frequenzregelung, Spannung und dynamische Stabilität) können durch Wirkleistungsflüsse auf kritischen Netzelementen nicht kontrolliert werden. Daher sind spezifische Einschränkungen von Produktion und Verbrauch notwendig, und diese werden als maximale Import- und Exportbeschränkungen der Gebotszonen oder von/zu einer Reihe von Interkonnektoren ausgedrückt.
- (20) Um unzulässige Diskriminierung zwischen internen und gebotszonenübergreifenden Austauschen (und die zugrundeliegende Diskriminierung zwischen Marktteilnehmern, die innerhalb oder zwischen Gebotszonen handeln) zu verhindern, führt diese Methode zwei wichtige Maßnahmen ein. Die erste Maßnahme dient der Limitierung von Situationen, in denen gebotszonenübergreifende Austausche durch Engpässe innerhalb von Gebotszonen eingeschränkt werden. Die zweite Maßnahme dient der Minimierung des Ausmaßes, zu dem die Lastflüsse aus den Austauschen innerhalb einer Gebotszone auf innerhalb dieser Zone befindlichen Netzelementen (d.h. interne Lastflüsse) oder auf Netzelementen an den Gebotszonengrenzen und innerhalb benachbarter Gebotszonen (d.h. Ringflüsse) die verfügbare gebotszonenübergreifende Kapazität reduzieren.
- (21) Im Rahmen des durch die CACM-Verordnung eingeführten zonalen Engpassmanagementmodells sollten Gebotszonen so eingerichtet werden, dass physische Engpässe nur an Netzelementen auftreten, die sich an den Grenzen solcher Gebotszonen befinden. Die Netzelemente, die sich innerhalb von Gebotszonen befinden, sollten daher *a priori* die gebotszonenübergreifende Kapazität nicht einschränken und deshalb bei der Kapazitätsberechnung nicht berücksichtigt werden. Dennoch sind zum Zeitpunkt der Annahme dieser Methodik einige Netzelemente innerhalb der Gebotszonen in Mitteleuropa häufig überlastet, weshalb die ÜNB eine Übergangszeit benötigen, um schrittweise von der Begrenzung der gebotszonenübergreifenden Kapazität als Hauptmethode zur Behebung dieser internen Engpässe zu anderen Methoden überzugehen, bei denen interne Engpässe die gebotszonenübergreifende Kapazität nur dann begrenzen, wenn dies unter Berücksichtigung anderer Alternativen (wie Entlastungsmaßnahmen, Neukonfiguration von Gebotszonen oder Netzinvestitionen) die effizienteste Lösung ist. Nur wenn sich diese Alternativen als ineffizient erweisen, sollten die ÜNB in der Lage sein, interne Engpässe auch nach der Übergangszeit durch eine Begrenzung der gebotszonenübergreifenden Kapazität zu beheben.

- (22) In stark vermaschten Stromnetzen erzeugen Austauschvorgänge innerhalb von Gebotszonen Stromflüsse durch andere Gebotszonen (d. h. Ringflüsse), welche die Handelskapazität zwischen Gebotszonen erheblich verringern können. Um eine unzulässige Diskriminierung zwischen internem und gebotszonenübergreifendem Austausch zu vermeiden, zielt diese Methode darauf ab, die negativen Auswirkungen dieser Ringflüsse zu minimieren. Dies wird zunächst dadurch erreicht, dass die ÜNB die Möglichkeit erhalten, die anfänglichen Einstellungen für Entlastungsmaßnahmen festzulegen, um die Ringflüsse auf ihren Interkonnektoren zu reduzieren. Diese Entlastungsmaßnahmen werden dann im Rahmen des Kapazitätsberechnungsprozesses weiter koordiniert, wobei die Einschränkung gilt, dass die Ringflüsse nicht über einen definierten Schwellenwert hinaus erhöht werden dürfen. Diese Maßnahme ist erforderlich, um eine unzulässige Diskriminierung in Situationen zu vermeiden, in denen die Koordinierung von Entlastungsmaßnahmen die Ringflüsse erheblich erhöhen würde, um Engpässe innerhalb von Gebotszonen zu beheben. Da diese erste Maßnahme für ÜNB optional ist, soll mit der zweiten Maßnahme sichergestellt werden, dass das Endergebnis der Kapazitätsberechnung die vereinbarten Schwellenwerte für verfügbare gebotszonenübergreifende Kapazitäten erfüllt, sofern solche Schwellenwerte durch Begrenzung der Anzahl und Größe der Variablen, welche die gebotszonenübergreifenden Kapazitäten verringern, festgelegt werden. Zu diesem Zweck sollen mindestens 70 % der technischen Kapazität kritischer Netzelemente, die bei der Kapazitätsberechnung berücksichtigt werden, für den gebotszonenübergreifenden Handel in allen CCR im Day-Ahead-Zeitrahmen zur Verfügung stehen. Bei Ausnahmen oder Abweichungen, die gemäß den einschlägigen Rechtsvorschriften der Union gewährt werden, kann der Sollwert von 70 % jedoch vorübergehend durch eine lineare Zielvorgabe ersetzt werden.
- (23) Die ÜNB bleiben ungeachtet dessen, ob eine koordinierte Anwendung der Kapazitätsberechnung erfolgt oder nicht, verantwortlich für die Aufrechterhaltung der Betriebssicherheit. Aus diesem Grund müssen sie die berechneten gebotszonenübergreifenden Kapazitäten validieren, um sicherzustellen, dass diese keine betrieblichen Sicherheitsgrenzen verletzen. Diese Validierung wird zunächst koordiniert durchgeführt, um zu überprüfen, ob eine koordinierte Anwendung von Entlastungsmaßnahmen mögliche Probleme der Betriebssicherheit beheben kann. Schließlich kann jeder ÜNB die gebotszonenübergreifenden Kapazitäten individuell validieren. Beide Validierungsschritte können zu Reduktionen bei den gebotszonenübergreifenden Kapazitäten unter die für die Vermeidung von unzulässiger Diskriminierung notwendigen Werte führen. Daher sind Transparenz, Überwachung und Berichterstattung sowie die Erforschung alternativer Lösungen im Falle einer Reduzierung der gebotszonenübergreifenden Kapazitäten erforderlich.
- (24) Transparenz und Monitoring der Kapazitätsberechnung sind für die Gewährleistung ihrer Effizienz und ihres Verständnisses von wesentlicher Bedeutung. Die vorliegende Methode legt signifikante Anforderungen an die ÜNB dahingehend fest, die von den Stakeholdern benötigten Informationen zu veröffentlichen, um die Auswirkungen der Kapazitätsberechnung auf die Funktionsweise des Marktes analysieren zu können. Darüber hinaus sind zusätzliche Informationen erforderlich, damit die Regulierungsbehörden ihren Überwachungspflichten nachkommen können. Schließlich legt die Methode signifikante Anforderungen an das Berichtswesen fest, damit Stakeholder, Regulierungsbehörden und andere betroffene Parteien verifizieren können, ob die Übertragungsinfrastruktur effizient und im Interesse der Verbraucher genutzt wird.
- (25) Im Rahmen der Day-Ahead-Kapazitätsberechnung ermittelte gebotszonenübergreifende Kapazitäten müssen gewährleisten, dass alle Kombinationen von Nettopositionen, die gegebenenfalls aus einer zuvor vergebenen gebotszonenübergreifenden Kapazität resultieren – vergebenen Langfristkapazitäten (LTA) – berücksichtigt werden können. Zu diesem Zweck stellen die ÜNB auf die LTA-Einbeziehung um, die eine einzige Flow-Based Domain, einschließlich LTA, für die einheitliche Day-Ahead-Kopplung vorsieht. Der Ansatz der erweiterten LTA-Einbeziehung unterscheidet sich durch die separate Übermittlung der Flow-Based Domain ohne Einbeziehung der LTA und der LTAs an die einheitliche Day-Ahead-Marktkopplung. Der Marktkopplungsalgorithmus bestimmt sodann, welche Vereinigung beider Domains den größten Nutzen erzeugt.

- (26) Um eine genauere und effizientere Darstellung der Leitungen mit benachbarten CCR zu ermöglichen, ist in der DA CCM Mitteleuropa die fortgeschrittene Hybridkopplung (AHC) vorgesehen, welche die Standard-Hybridkopplung ersetzen und Effizienzsteigerungen in der Kapazitätsberechnung- und Vergabe an den Grenzen, an denen AHC angewendet wird, ermöglichen soll. Die AHC-Grundsätze können auch recht effizient auf eine schwach vermaschte Wechselstromgrenze zwischen einer Gebotszone in Mitteleuropa und einer Gebotszone außerhalb Mitteleuropas angewendet werden, während ihre Effizienz und Genauigkeit der Netzdarstellung mit zunehmender Vermaschung der Wechselstromgrenzen abnimmt. Die Umsetzung der AHC ist an allen Grenzen vorgesehen, welche die mitteleuropäischen Gebotszonen mit den Gebotszonen benachbarter CCR verbinden und Teil des SDAC sind, mit Ausnahme der gemeinsamen Grenzen mit der GRIT CCR, wo im Vergleich zu den Herausforderungen, die AHC mit sich bringt, nur ein geringer Effizienzgewinn erwartet wird.
- (27) Es besteht eine hohe Interdependenz der Kapazitätsberechnung mit der Schweiz und den Regionen Norditalien und Core. Die Zusammenlegung der CCRs Core und Norditalien ermöglicht es den ÜNB in Mitteleuropa, die Schweizer Grenzen maximal in den Kapazitätsberechnungsprozess einzubeziehen und zu koordinieren. Dadurch wird die effizienteste Kapazitätsberechnung für die gesamte CCR Mitteleuropa unter allen realisierbaren Alternativen bereitgestellt und somit ein Beitrag zu den Zielen der CACM-Verordnung und der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung geleistet. Swissgrid soll durch einen vertraglichen Rahmen als integrierter technischer Vertragspartner einbezogen werden.
- (28) Die CE ÜNB und die integrierten technischen Vertragspartner entwickeln und implementieren Prozesse für die Day-Ahead-Kapazitätsberechnung. Damit diese Methodik für die integrierte(n) technische(n) Vertragspartner wirksam und verbindlich wird, ist ein vertraglicher Rahmen erforderlich. Eine zwischen den Parteien gesondert zu schließende integrierte technische Vertragspartnereinbarung ist erforderlich, um die Koordination zwischen den integrierten technischen Vertragspartnern und den CE ÜNB in Bezug auf die in der Methodik beschriebenen Prozesse, Vorgänge und Verpflichtungen zu ermöglichen.

## **TITEL 1 - Allgemeine Bestimmungen**

### **Artikel 1. Gegenstand und Anwendungsbereich**

Die Day-Ahead-Kapazitätsberechnungsmethode ist als Methode der ÜNB in Mitteleuropa gemäß Artikel 20 ff. der CACM-Verordnung zu betrachten und betrifft die Day-Ahead-Kapazitätsberechnungsmethode für die Gebotszonengrenzen der Kapazitätsberechnungsregion Mitteleuropa.

### **Artikel 2. Begriffsbestimmungen und Interpretation**

1. Die in diesem Dokument verwendeten Begriffe haben für die Zwecke der Day-Ahead-Kapazitätsberechnungsmethode die in Artikel 2 der CACM-Verordnung, der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung, der Richtlinie 2019/944, der Verordnung (EU) 2016/1719 der Kommission (im Folgenden als „FCA-Verordnung“ bezeichnet), der Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission und der Verordnung (EU) Nr. 543/2013 der Kommission definierten Bedeutungen. Zusätzlich gelten die folgenden Begriffsbestimmungen, Abkürzungen und Vermerke:
  1. „Betroffenes Element“ bezeichnet ein Netzelement (d. h. Freileitungen, Kabel oder Umspannwerke), bei dem die maximale thermische Grenze erhöht wird, um die Auswirkungen eines zusätzlichen Austauschs über nicht modellierte Leitungen an derselben Grenze zu berücksichtigen (siehe Anhang 3).
  2. „AHC“ bezeichnet die fortgeschrittene Hybridkopplung, die eine Lösung zur vollständigen Berücksichtigung der Einflüsse der benachbarten CCR bei der Kapazitätsvergabe darstellt;
  3. „AHC-Grenze“ bezeichnet eine Grenze zwischen einer Gebotszone innerhalb und außerhalb der CCR Mitteleuropa, bei welcher beide Gebotszonen Teil der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung sind und auf der AHC angewandt wird;
  4. „Vergabebeschränkungen“ bezeichnet die Beschränkungen, die bei der Kapazitätsvergabe einzuhalten sind, um das Übertragungsnetz innerhalb der betrieblichen Sicherheitsgrenzen zu halten, und die nicht durch gebotszonenübergreifende Kapazität abgebildet wurden oder die zur Verbesserung der Effizienz der Kapazitätsvergabe (Artikel 2 Absatz 6 der Verordnung (EU) 2015/1222-CACM) erforderlich sind;
  5. „AMR“ bezeichnet die Anpassung an die verbleibende Mindestmarge;
  6. „Jahresbericht“ bezeichnet den jährlichen vom CCC und den ÜNB der CCR Mitteleuropa erstellten Bericht zur Day-Ahead-Kapazitätsberechnung;
  7. „ATC“ bezeichnet die verfügbare Übertragungskapazität, die jene Übertragungskapazität darstellt, die nach dem Vergabeverfahren unter Berücksichtigung der physikalischen Grenzen des Übertragungsnetzes verbleibt;
  8. „CCC“ bezeichnet den koordinierten Kapazitätsberechner gemäß der Definition in Artikel 2 Absatz 11 der CACM-Verordnung der CCR Mitteleuropa, sofern nicht anderweitig genannt;
  9. „CCR“ bezeichnet die Kapazitätsberechnungsregion gemäß der Definition in Artikel 2 Absatz 3 der CACM-Verordnung;
  10. „CE“ bezeichnet Mitteleuropa

11. „CE CCR“ bezeichnet die Kapazitätsberechnungsregion Mitteleuropa, wie in der Bestimmung der Kapazitätsberechnungsregionen gemäß Artikel 15 der CACM-Verordnung festgelegt;
12. „CGM“ bezeichnet das in Artikel 2 Absatz 2 der CACM-Verordnung definierte gemeinsame Netzmodell und bezeichnet ein D-2 CGM gemäß der CGMM;
13. „CGMM“ bezeichnet die Methode zur Erstellung des gemeinsamen Netzmodells gemäß Artikel 17 der CACM-Verordnung;
14. „CNE“ bezeichnet ein kritisches Netzelement;
15. „CNEC“ bezeichnet ein mit einer Ausfallvariante verbundenes kritisches Netzelement (CNE), das in der Kapazitätsberechnung verwendet wird. Zum Zwecke der vorliegenden Methode umfasst der Begriff CNEC auch den Fall, in dem ein CNE ohne eine konkrete Ausfallvariante in der Kapazitätsberechnung verwendet wird;
16. „CE-Nettoposition“ bezeichnet eine Nettoposition einer Gebotszone in der CCR CE oder eines VH, die sich aus der gebotszonenübergreifenden Kapazitätsvergabe innerhalb der CCR CE und an AHC-Grenzen ergibt;
17. CE ÜNB sind 50Hertz Transmission GmbH („50Hertz“), Amprion GmbH („Amprion“), Austrian Power Grid AG („APG“), CREOS Luxembourg S.A. („CREOS“), ČEPS, a.s. („ČEPS“), EirGrid PLC („EirGrid“), Eles d.o.o, operater kombiniranega prenosnega in distribucijskega elektroenergetskega omrežja („ELES“), Elia System Operator S.A. („ELIA“), Croatian Transmission System Operator Plc („HOPS“), MAVIR Hungarian Independent Transmission Operator Company Ltd. („MAVIR“), Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. („PSE“), RTE Réseau de transport de transport d'électricité („RTE“), Slovenská elektrizačná prenosová sústava, a.s. („SEPS“), System Operator for Northern Ireland Ltd. (SONI), TenneT TSO GmbH („TenneT GmbH“), TenneT TSO B.V. („TenneT B.V.“), TERNA - Rete Elettrica Nazionale S.p.A. („TERNA“), National Power Grid Company Transselectrica S.A. („Transselectrica“), TransnetBW GmbH („TransnetBW“);
18. „Gebotszonenübergreifender CNEC“ bezeichnet einen CNEC, der sich an der Gebotszongrenze befindet oder mit einem derartigen Netzelement in Reihe geschaltet ist und dieselbe Leistung überträgt (ohne Berücksichtigung von Netzverlusten);
19. „Kurative Entlastungsmaßnahme“ bezeichnet eine Entlastungsmaßnahme, die erst nach Eintritt einer bestimmten Ausfallvariante angewendet wird;
20. „D-1“ bezeichnet den Tag vor der Stromlieferung;
21. „D-2“ bezeichnet den Tag zwei Tage vor der Stromlieferung;
22. „DA CC MTU“ ist die Marktzeiteinheit für die Day-Ahead-Kapazitätsberechnung, d. h. die Zeiteinheit für die Day-Ahead-Kapazitätsberechnung, die 60 Minuten entspricht;
23. „Standard-Lastflussparameter“ bezeichnet Backup-Werte, die in Situationen berechnet werden, in denen die Day-Ahead-Kapazitätsberechnung die Lastflussparameter in drei oder mehr als drei aufeinanderfolgende Stunden nicht liefern kann. Diese Lastflussparameter basieren auf langfristige vergebenen Kapazitäten;
24. „Externer virtueller Hub (EVH)“ bezeichnet eine virtuelle Gebotszone ohne jedwede Kauf- und Verkaufsaufträge, die der Darstellung der Importe und Exporte an einer AHC-Grenze gemäß Artikel 13 der vorliegenden Methode dient;

25. „ $F_{0,CE}$ “ bezeichnet den Lastfluss pro CNEC in der Situation ohne kommerziellen Austausch innerhalb der CE CCR einschließlich der iTCP und mit den EVH;
26. „ $F_{0,alle}$ “ bezeichnet den Lastfluss pro CNEC in einer Situation ohne kommerziellen Austausch zwischen Gebotszonen innerhalb Kontinentaleuropas und zwischen Gebotszonen innerhalb Kontinentaleuropas und Gebotszonen anderer Synchrongebiete;
27. „ $F_i$ “ bezeichnet den erwarteten Lastfluss in einer kommerziellen Situation  $i$ ;
28. „Flow-Based Domain“ (lastflussbasierte Domain) bezeichnet eine Zusammenstellung von Beschränkungen, welche die anhand einer lastflussbasierten Methode berechnete gebotszonenübergreifende Kapazität beschränkt;
29. „FRM“ oder „ $FRM$ “ bezeichnet die Lastfluss-Zuverlässigkeitsmarge (Flow Reliability Margin), d. h. die Sicherheitssmarge gemäß Artikel 2 Absatz 14 der CACM-Verordnung, angewandt auf ein CNE;
30. „ $F_{LTN}$ “ bezeichnet den erwarteten Lastfluss nach nominierten Langfristkapazitäten ;
31. „ $F_{max}$ “ bezeichnet den maximal zulässigen Wirkleistungsfluss;
32. „ $F_{nr\alpha o}$ “ bezeichnet die erwartete Änderung des Lastflusses aufgrund der Optimierung kostenneutraler Entlastungsmaßnahmen;
33. „ $F_{ref}$ “ bezeichnet den Referenzlastfluss;
34. „ $F_{ref,init}$ “ bezeichnet den Referenzlastfluss bei der ersten lastflussbasierten Berechnung gemäß Artikel 14;
35. „GRIT CCR“ bezeichnet die Kapazitätsberechnungsregion Griechenland-Italien.
36. „GSK“ oder „ $GSK$ “ bezeichnet den Erzeugungsverlagerungsschlüssel, wie in Artikel 2 Absatz 12 der CACM-Verordnung definiert;
37. „HGÜ“ bezeichnet ein Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungselement unter Bezugnahme auf die Interkonnektoren innerhalb der CE CCR;
38. „ID CC MTU“ ist die Marktzeiteinheit der Intraday-Kapazitätsberechnung, was die Zeiteinheit für die Intraday-Kapazitätsberechnung bedeutet und 60 Minuten beträgt;
39. „IGM“ bezeichnet das D-2-Einzelnetzmodell gemäß Artikel 2 Absatz 1 der CACM-Verordnung;
40. „Interner CNEC“ bezeichnet einen CNEC, der nicht gebotszonenübergreifend ist;
41. „Interner virtueller Hub (IVH)“ bezeichnet eine virtuelle Gebotszone ohne Kauf- und Verkaufsaufträge, die zur Darstellung des kommerziellen Austauschs auf einem internen CE HGÜ-Interkonnektor verwendet wird, wobei der weiterentwickelte lastflussbasierte Ansatz gemäß Artikel 12 dieser Methodik angewendet wird;
42. „ $I_{max}$ “ bezeichnet den maximal zulässigen Strom;
43. „LTA“ bezeichnet die vergebene Langfristkapazität;

44.  $LTA_{Marge}$  bezeichnet die Anpassung der verbleibenden verfügbaren Marge zur Einbeziehung langfristig vergebener Kapazitäten;
45. „LTN“ bezeichnet die langfristige Nominierung, d. h. die nominierten Langfristkapazitäten;
46. „Zusammenführungsbeauftragter“ bezeichnet eine Stelle, die von den CE ÜNB mit der Zusammenführung von individuellen Netzmodellen zu einem gemeinsamen Netzmodell gemäß Artikel 20ff der CGMM beauftragt wird;
47. „MNEC“ bezeichnet ein überwachtes Netzelement mit einer Ausfallvariante;
48. „Nicht modellierte Leitungen“ bezeichnet Kuppelleitungen unter 220 kV an der Nordgrenze Italiens, die im CGM nicht modelliert sind;
49. „NP“ oder „ $NP$ “ bezeichnet eine Nettoposition einer Gebotszone, die dem Erzeugungs- und Verbrauchsnettwert in einer Gebotszone entspricht;
50. „NRAO“ bezeichnet die Optimierung der kostenneutralen Entlastungsmaßnahmen;
51. „Orientierte Gebotszonengrenze“ bezeichnet die vorgegebene Richtung einer Gebotszonengrenze (z.B. von Deutschland nach Frankreich);
52. „Presolved Domain“ bezeichnet die endgültige Zusammenstellung verbindlicher Beschränkungen für die Kapazitätsvergabe nach dem Vorlösungsvorgang;
53. „Vorlösungsvorgang“ bezeichnet die Identifizierung und Entfernung überflüssiger Beschränkungen aus der Flow-Based Domain;
54. „Präventive Entlastungsmaßnahme“ bezeichnet eine Entlastungsmaßnahme, die vor dem Auftreten einer Ausfallvariante auf das Netzwerk angewandt wird;
55. „Vorher vergebene Kapazitäten“ bezeichnet die langfristigen Kapazitäten, die bereits in früheren Zeitbereichen (jährlich und/oder monatlich) vergeben wurden;
56. „PST“ bezeichnet einen Querregeltransformator;
57. „PTDF“ oder „ $PTDF$ “ bezeichnet Energieflussverteilungsfaktoren;
58. „ $PTDF_{init}$ “ bezeichnet eine Matrix von Energieflussverteilungsfaktoren, die sich aus der ursprünglichen lastflussbasierten Berechnung ergibt;
59. „ $PTDF_{nrao}$ “ bezeichnet eine Matrix von Energieflussverteilungsfaktoren, die während der NRAO verwendet werden;
60. „ $PTDF_f$ “ bezeichnet eine Matrix von Energieflussverteilungsfaktoren, welche die endgültige Day-Ahead Flow-Based Domain beschreiben;
61. „PTR“ bezeichnet ein physikalisches Übertragungsrecht;
62. „Quartalsbericht“ bezeichnet den vierteljährlichen vom CCC und den ÜNB der CE CCR erstellten Bericht zur Day-Ahead-Kapazitätsberechnung;

63. „Rampenbeschränkungen“ (Ramping Constraints) bezeichnet die bei der Kapazitätsvergabe einzuhaltenden Beschränkungen zur Begrenzung der Schwankungen der Nettoposition oder des Imports/Exports auf einer Gruppe von Interkonnektoren von einer MTU zur nächsten
64. „RA“ bezeichnet eine Entlastungsmaßnahme, wie in Artikel 2 Absatz 13 der CACM-Verordnung definiert;
65. „RAM“ oder „RAM“ bezeichnet eine verbleibende verfügbare Marge;
66. „Referenznettoposition oder Austausch“ bezeichnet eine Position einer Gebotszone oder einen prognostizierten Austausch über einen HGÜ-Interkonnektor innerhalb des CGM ;
67. „SDAC“ bezeichnet die Single-Day-Ahead-Kopplung;
68. „Schattenpreis“ bezeichnet den dualen Preis eines CNEC bzw. einer Vergabebeschränkung, der die Erhöhung der ökonomischen Rente bei Erhöhung einer Beschränkung um ein 1 MW abbildet;
69. „Bilanzierungsknoten“ bezeichnet den einheitlichen Referenzknoten, der zur Bestimmung der PTDF-Matrix genutzt wird, d.h. wenn die Leistungseinspeisung von Erzeugungsanlagen erhöht wird, wird diese Leistungsverschiebung im Bilanzierungsknoten absorbiert. Ein Bilanzierungsknoten bleibt bei jeder DA CC MTU konstant;
70. „Spanning“ steht für eine Precoupling-Backup-Lösung in Situationen, in denen die Kapazitätsberechnung für den Folgetag die Lastflussparameter für weniger als drei aufeinander folgende Stunden nicht liefern kann. Die Berechnung basiert auf vorherigen und nachfolgend verfügbaren Lastflussparametern;
71. „SO-Verordnung“ bezeichnet die Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Stromübertragungsnetzbetrieb;
72. „Standard-Hybridkopplung“ bezeichnet eine Lösung zur Identifizierung der Auswirkungen des Austauschs in Gebotszonen außerhalb der CE CCR auf CNEC, die nicht explizit während der Kapazitätsvergabe-Phase berücksichtigt werden;
73. „Statisches Netzmodell“ bezeichnet eine Liste der relevanten Netzbetriebsmittel des Übertragungssystems, einschließlich der elektrischen Parameter;
74. „U“ steht für die Referenzspannung;
75. „UAF“ ist ein außerplanmäßig vergebener Lastfluss;
76. „Vertikale Last“ bezeichnet die Gesamtlast, die vom Übertragungsnetz einer gegebenen Gebotszone an angeschlossene Verteilnetze, an das Übertragungsnetz angeschlossene Endverbraucher und an Stromproduzenten für den Eigenbedarf übertragen wird;
77. „Virtueller Hub“ (VH) bezeichnet einen externen oder internen virtuellen Hub.
78. „Zone-zu-Bilanzierungsknoten-PTDF“ bezeichnet den PTDF eines kommerziellen Austauschs zwischen einer Gebotszone und dem Bilanzierungsknoten oder zwischen einem VH und dem Bilanzierungsknoten;
79. „Zone-zu-Zone-PTDF“ bezeichnet den PTDF eines kommerziellen Austauschs zwischen zwei Gebotszonen, zwischen zwei VHs oder zwischen einem VH und einer Gebotszone;;

80. Das Zeichen  $x$  bedeutet einen Skalar;
  81. Das Zeichen  $\vec{x}$  bedeutet einen Vektor;
  82. Das Zeichen  $\mathbf{x}$  bedeutet eine Matrix;
  83. „CZC“ bezeichnet die gebotszonenübergreifende Kapazität, wobei diese Kapazität als Vereinigung von „Lastflussparameter“ (Flow-Based Domain) und „LTA-Werten“ (LTA-Domain) zu verstehen ist;
  84. „LTA-Domain“ bezeichnet eine Auswahl bilateraler Austauschbeschränkungen, welche die vorher vergebenen gebotszonenübergreifenden Kapazitäten umfassen;
  85. „Technische Vertragspartner“ bezeichnet einen ÜNB, der kein CE ÜNB ist und in einem Land tätig ist, das nicht zu den Mitgliedstaaten der Europäischen Union gehört;
  86. „Integrierte technische Vertragspartner“ (iTCP) bezeichnet einen ÜNB, der kein CE ÜNB ist und in einem Land tätig ist, das kein Mitgliedstaat der Europäischen Union ist, der aber in die Berechnung der CE-Day-Ahead-Kapazität durch eine entsprechende separate Vereinbarung (Vereinbarung über die integrierte technische Vertragspartner) einbezogen wird;
  87. „Integrierte technische Vertragspartner-Vereinbarung“: eine Vereinbarung, die gemeinsam von allen CE ÜNB und der iTCP gemäß Artikel 13 dieser Methodik geschlossen wird;
  88. „CGMES“ bezeichnet die gemeinsame Spezifikation für den Austausch von Netzmodellen, die von ENTSO-E gemäß der CGMM entwickelt wird;
  89. „Umstand“ bezeichnet eine gemäß der CZC mögliche Kombination von Nettopositionen, die für die jeweilige Validierungsphase verwendet wird. Ein Umstand umfasst mindestens die CE-Gebotszonen und, wenn AHC angewendet wird, die jeweiligen externen virtuellen Hubs. Er kann zusätzlich Gebotszonen von integrierten technischen Vertragspartnern enthalten.
2. Darüber hinaus gilt in dieser Day-Ahead-Kapazitätsberechnungsmethode Folgendes, sofern nicht anders durch den Kontext gefordert:
- (a) Der Singular schließt den Plural mit ein und umgekehrt;
  - (b) die Abkürzungen sowohl in Normal- als auch in Kursivschrift stehen jeweils für den Begriff und die entsprechende Variable;
  - (c) das Inhaltsverzeichnis und die Überschriften dienen lediglich der Übersichtlichkeit und haben keine Auswirkung auf die Interpretation dieser Day-Ahead-Kapazitätsberechnungsmethode;

- (d) jede Bezugnahme auf die „Day-ahead“-Kapazitätsberechnung, den „Day-ahead“-Kapazitätsberechnungsprozess oder die „Day-ahead“-Kapazitätsberechnungsmethode“ bedeutet eine gemeinsame „Day-ahead“-Kapazitätsberechnung, einen gemeinsamen „Day-ahead“-Kapazitätsberechnungsprozess bzw. eine gemeinsame „Day-ahead“-Kapazitätsberechnungsmethode, die von allen ÜNB und der iTCP in gemeinsamer und koordinierter Weise an allen Gebotszonengrenzen des CE CCR angewandt wird; und
- (e) jeder Verweis auf gesetzliche oder verordnungsrechtliche Regelungen, Verordnungen, Richtlinien, Urkunden, Gesetze oder andere Rechtsakte umfasst jede Änderung, Erweiterung oder Wiederinkraftsetzung derselben, solange diese anwendbar sind.

### **Artikel 3. Anwendung dieser Methode**

Diese Day-Ahead-Kapazitätsberechnungsmethode gilt ausschließlich für die Day-Ahead-Kapazitätsberechnung innerhalb der CE CCR. Kapazitätsberechnungsmethoden innerhalb anderer CCR oder für andere Zeitrahmen sind nicht Gegenstand dieser Methode.

## **TITEL 2 - Allgemeine Beschreibung der Day-Ahead-Kapazitätsberechnungsmethode**

### **Artikel 4. Day-Ahead-Kapazitätsberechnungsprozess**

1. Für den Zeitrahmen des Day-Ahead-Marktes werden die gebotszonenübergreifenden Kapazitäten für jede DA CC MTU anhand des in dieser Methodik definierten lastflussbasierten Ansatzes berechnet.
2. Dieser Day-Ahead-Kapazitätsberechnungsprozess muss aus drei Hauptphasen bestehen:
  - (a) die Erstellung von Kapazitätsberechnungseingaben durch die CE ÜNB und die iTCP;
  - (b) der Kapazitätsberechnungsprozess durch den CCC; und
  - (c) die Kapazitätsvalidierung durch die CE ÜNB und iTCP in Koordination mit dem CCC.
3. Jeder CE ÜNB und die iTCP stellt dem CCC die folgenden Kapazitätsberechnungseingaben zu den im Prozessbeschreibungsdokument vorgesehenen Zeitpunkten bereit:
  - (a) Individuelle Liste von CNEC gemäß Artikel 5;
  - (b) betrieblichen Sicherheitsgrenzen gemäß Artikel 6;Vergabebeschränkungen gemäß Artikel 7;
  - (c) FRM gemäß Artikel 8;
  - (d) GSK gemäß Artikel 9; und
  - (e) kostenneutrale und mit Kosten verbundene Entlastungsmaßnahmen (RAs) gemäß Artikel 10.
4. Zusätzlich zu den Kapazitätsberechnungseingaben nach Absatz 3 senden die CE ÜNB und die iTCP oder eine von den CE ÜNB delegierte Einrichtung den CCC für jede DA CC MTU des Liefertages die folgenden zusätzlichen Eingaben zu den im Prozessbeschreibungsdokument vorgesehenen Zeitpunkten:
  - (a) die vergebenen Langfristkapazitäten (LTA);
  - (b) die Anpassungswerte für langfristig vergebene Kapazitäten für jede CE-Gebotszonen-grenze und für jede AHC-Grenze, um die standardmäßige Flow-Based Domain über die LTAs hinaus zu erweitern, um die Standard-Lastflussparameter zu berechnen; und
  - (c) die nominierten Langfristkapazitäten (LTN).
5. Bei der Bereitstellung der Kapazitätsberechnungsinputs gemäß den Absätzen 3 und 1(e) beachten die CE ÜNB und die iTCP die zwischen den CE ÜNB und dem CCC gemeinsam vereinbarten Formate und erfüllen gleichzeitig die in der CGMM festgelegten Anforderungen und Leitlinien.

- (a) Spätestens drei Monate nach der Umsetzung der Methode für das gemeinsame Netzmodell gemäß Artikel 17 der CACM-Verordnung und der Umsetzung dieser Methode gemäß Artikel 30 haben die CE ÜNB und die iTCP eine Beurteilung hinsichtlich der Anwendung des CGMES in der Kapazitätsberechnung, einschließlich eines Planungsvorschlages mit eindeutigen Meilensteinen für jeden Implementierungsschritt, vorzulegen.
6. Spätestens sechs Monate vor der Umsetzung dieser Methode gemäß Artikel 30 erstellen die CE ÜNB und die iTCP gemeinsam ein Dokument zur Prozessbeschreibung gemäß den Absätzen 3 und 1(e) und veröffentlichen sie auf der in Artikel 27 genannten Online-Kommunikationsplattform. Dieses Dokument muss eine aktuelle detaillierte Prozessbeschreibung aller Kapazitätsberechnungsschritte beinhalten, einschließlich des Zeitrahmens jedes Schrittes der Day-Ahead-Kapazitätsberechnung.
  7. Sobald der Zusammenführungsbeauftragte alle gemäß der CGMM erstellten IGM erhält, führt er diese zusammen, um das CGM gemäß der CGMM zu erstellen, und übermittelt das CGM an den CCC.
  8. Der Prozess der Day-Ahead-Kapazitätsberechnung und die Validierung in der CE CCR werden vom CCC, den CE ÜNB und der iTCP nach dem folgenden Verfahren durchgeführt:

Schritt 1. Der CCC legt die endgültige Liste der CNEC für die nachfolgenden Schritte der Kapazitätsberechnung gemäß Artikel 14 fest;

Schritt 2. Der CCC berechnet die ersten Lastflussparameter ( $PTDF_{init}$  and  $F_{ref,init}$ ) für jedes anfängliche CNEC gemäß Artikel 14;

Schritt 3. Der CCC legt die endgültige Liste der CNEC und MNEC für die nachfolgenden Schritte der Day-Ahead-Kapazitätsberechnung gemäß Artikel 15 fest;

Schritt 4. Der CCC führt die Optimierung der kostenneutralen Entlastungsmaßnahmen (NRAO) gemäß Artikel 16 durch und erhält als Ergebnis die angewandten kostenneutralen RAs sowie die endgültigen  $PTDF_f$  und  $F_{ref}$ , die um die angewandten RAs angepasst wurden;

Schritt 5. Der CCC berechnet die Anpassung für die Mindest-RAM (AMR) gemäß Artikel 17;

Schritt 6. Der CCC berechnet die Anpassung für die Einbeziehung der LTA entsprechend Artikel 18;

Schritt 7. Der CCC berechnet die RAM vor der Validierung ( $RAM_{bv}$ ) auf der Grundlage der Ergebnisse der vorangegangenen Prozesse gemäß Artikel 19;

Schritt 8. Die CE ÜNB, die iTCP und der CCC validieren gemäß Artikel 20 die  $RAM_{bv}$  in der koordinierten Validierung, berechnen die RAM vor der individuellen Validierung ( $RAM_{biv}$ ), validieren die  $RAM_{biv}$  in der individuellen Validierung und verringern die RAM, wenn die Betriebssicherheit gefährdet ist, was zu der RAM vor nominierten Langfristkapazitäten ( $RAM_{bn}$ ) führt;

Schritt 8a. Der CCC berechnet gemäß Artikel 23 die Kapazitäten für integrierte technische Vertragspartner, vorbehaltlich des Artikels 13 Absatz 2.

Schritt 9. Der CCC berücksichtigt gemäß Artikel 21 die Kapazitäten für integrierte technische Vertragspartner, vorbehaltlich des Artikels 13 Absatz 2, und entfernt die redundanten CNEC und redundanten Vergabebeschränkungen aus den endgültigen  $PTDF_f$  and  $RAM_{bn}$  und veröffentlicht diese als anfängliche Lastflussparameter gemäß Artikel 27;

Schritt 10. Der CCC berechnet die aus den nominierten Langfristkapazitäten resultierenden Lastflüsse ( $F_{LTN}$ ) und leitet die endgültigen RAM ( $RAM_f$ ) gemäß Artikel 21 ab;

Schritt 11. Der CCC veröffentlicht die  $PTDF_f$ - und  $RAM_f$ -Werte gemäß Artikel 27 und stellt sie den NEMOs für die Kapazitätsvergabe gemäß Artikel 21 zur Verfügung..

Die Aufgaben nach Artikel 4 Absatz 7 werden vorbehaltlich des Artikels 13 Absatz 2 durch die IGM der integrierten technischen Vertragspartner ergänzt.

## TITEL 3 – Kapazitätsberechnungsinput

### Artikel 5. Definition der kritischen Netzelemente und Ausfälle

1. Jeder CE ÜNB und die iTCP hat eine Liste von CNE festzulegen, die vollständig oder teilweise in seiner eigenen Regelzone liegen, und die aus Freileitungen, Erdkabeln oder Transformatoren bestehen können. Alle gebotszonenübergreifenden Netzelemente werden als CNE definiert, während nur die internen Netzelemente, die gemäß Absatz 6 oder 7 definiert sind, als CNE definiert werden dürfen. Bis 30 Tage nach der Genehmigung des Vorschlags gemäß Absatz 6 dürfen alle internen Netzelemente als CNE definiert werden.
  2. Die CNEs gemäß Absatz 1 umfassen zusätzlich die Elemente an den AHC-Grenzen. Für den Fall, dass die aus gebotszonenübergreifenden Netzelementen an einer AHC-Grenze resultierenden Vergabebeschränkungen bereits in einer anderen CCR berücksichtigt werden, kann ein CE ÜNB oder eine iTCP der CE CCR die Entscheidung treffen, derartige Netzelemente in CE nicht als CNE zu definieren. Ein solches CNE an einer AHC-Grenze ist nur in einer einzelnen CCR regelmäßig zu überwachen. Jede Abweichung von dieser Vorschrift bedarf einer tragfähigen Begründung.
  3. Jeder CE ÜNB und die iTCP verfügen über eine Liste von vorgeschlagenen Ausfallvarianten für die Betriebssicherheitsanalyse gemäß Artikel 33 der SO-Verordnung, beschränkt auf ihre Relevanz für eine Reihe von CNE, wie in Abschnitt 1 und gemäß Artikel 23 Absatz 2 der CACM-Verordnung definiert. Die Ausfallvarianten eines CE ÜNB oder einer iTCP müssen innerhalb des Beobachtungsgebietes des betreffenden CE ÜNB oder der iTCP liegen. Diese Liste muss mindestens jährlich sowie im Fall von Topologie-Änderungen im Netz des CE ÜNB oder der iTCP gemäß Artikel 26 aktualisiert werden. Ein Ausfall kann ein ungeplanter Ausfall sein von:
    - (a) einer Leitung, eines Kabels oder Transformators;
    - (b) einer Sammelschiene;
    - (c) einer Erzeugungseinheit;
    - (d) einer Last oder
    - (e) eine Reihe der vorgenannten Elemente.
  4. Jeder CE ÜNB und die iTCP erstellt eine Liste von CNEC und verknüpft dabei die nach Absatz 2 festgelegten Ausfallvarianten mit den nach Absatz 1 festgelegten CNE entsprechend den gemäß der Methode nach Artikel 75 der SO-Verordnung festgelegten Regeln. Bis zur Festlegung und zum Inkrafttreten solcher Regeln beruht die Zuordnung von Ausfallvarianten zu CNE auf den Betriebserfahrungen jedes einzelnen ÜNB. Ein einzelner CNEC kann auch ohne eine Ausfallvariante festgelegt werden.
  5. Jeder CE ÜNB und die iTCP übermittelt dem CCC eine Liste der gemäß Absatz 3 festgelegten CNEC. Jeder CE ÜNB und die iTCP kann dem CCC auch eine Liste der überwachten Netzelemente mit Ausfallvariante (MNEC) vorlegen, die während der Kapazitätsberechnung überwacht werden müssen.
- Spätestens 24 Monate nach der Umsetzung dieser Methode gemäß Artikel 30 Absatz 2 veröffentlichen alle CE ÜNB und die iTCP auf einer speziellen Online-Kommunikationsplattform eine Liste der als CNEC definierten internen Netzelemente (in Verbindung mit den entsprechenden Ausfallvarianten).
6. Die Liste gemäß dem vorstehenden Absatz wird jedes Jahr aktualisiert.

7. Der Vorschlag gemäß den Absätzen 5 und 6 muss mindestens Folgendes enthalten:
  - a. eine Liste der internen CNEC mit den zugehörigen maximalen Zone-zu-Zone-PTDF, berechnet als Zeitdurchschnitt der letzten zwölf Monate;
  - b. eine Folgenabschätzung für die Anhebung des Schwellenwerts für den maximalen PTDF-Wert von Zone zu Zone für den Ausschluss interner CNEC gemäß Artikel 15 Absatz 1 auf 10 % oder mehr.
8. Die ÜNB CE und die iTCP überprüfen und aktualisieren regelmäßig die Anwendung der in Artikel 26 definierten Methodik zur Bestimmung der CNEC.

### **Artikel 6. Methode für betriebliche Sicherheitsgrenzen**

1. Die CE ÜNB und die iTCP verwenden bei der Day-Ahead-Kapazitätsberechnung dieselben betrieblichen Sicherheitsgrenzen, die auch bei der gemäß Artikel 72 der SO-Verordnung durchgeführten Betriebssicherheitsanalyse verwendet werden.
2. Um die thermischen Grenzen von CNE zu berücksichtigen, verwenden die CE ÜNB und die iTCP die maximal zulässige Stromgrenze ( $I_{max}$ ), welche die physikalische Grenze eines CNE gemäß den betrieblichen Sicherheitsgrenzen nach Artikel 25 der SO-Verordnung darstellt. Der maximal zulässige Strom wird definiert durch:
  - (a) der maximal zulässige Strom kann wie folgt definiert werden:
    - i. Saisonale Begrenzung, d.h. eine feste Begrenzung für alle DA CC MTU jeder der vier Jahreszeiten.
    - ii. Dynamischer Grenzwert, d.h. ein Wert pro DA CC MTU, der die wechselnden Umgebungsbedingungen widerspiegelt.
    - iii. Feste Grenzwerte für alle DA CC MTU in besonderen Situationen, in denen der physikalische Grenzwert die Übertragungsfähigkeit von Freileitungen, Kabeln oder Umspannwerkstechnik im Primärkreis (z. B. Leistungsschalter oder Trennschalter) widerspiegelt, (z. B. Leistungsschalter oder Trennschalter), wobei diese Grenzwerte nicht auf die Umgebungsbedingungen reagieren.
  - (b) sofern anwendbar, ist  $I_{max}$  als temporärer Lastflussgrenzwert des CNE gemäß Artikel 25 der SO-Verordnung zu definieren. Ein temporärer Stromgrenzwert bedeutet, dass eine Überlastung nur für eine bestimmte, begrenzte Zeitspanne erlaubt ist. Infolgedessen können verschiedene CNEC, die mit demselben CNE verbunden sind, unterschiedliche  $I_{max}$ -Werte haben.
  - (c)  $I_{max}$  stellt nur die tatsächlichen physischen Eigenschaften des CNE dar und wird nicht um eine Sicherheitsmarge verringert.<sup>1</sup>
  - (d) Der CCC verwendet die  $I_{max}$  jedes CNEC zur Berechnung der  $F_{max}$  für jedes CNEC, die den maximal zulässigen Wirkleistungsfluss auf einem CNEC beschreiben. Der  $F_{max}$  wird nach der angegebenen Formel berechnet:

---

<sup>1</sup> Unsicherheiten bei der Kapazitätsberechnung sind für jeden CNEC gemäß Artikel 8 durch die Flow Reliability Margin (*FRM*) und gemäß Artikel 20 durch den Anpassungswert in Bezug auf die Validierung abgedeckt.

$$F_{max} = \sqrt{3} \cdot I_{max} \cdot U \cdot \cos(\varphi)$$

Gleichung 1

- (e) wobei  $I_{max}$  der maximal zulässige Strom eines kritischen Netzelements (CNE),  $U$  eine feste Referenzspannung für jeden CNE und  $\cos(\varphi)$  der Wirkleistungsfaktor ist.
  - (f) Der CCC setzt den Leistungsfaktor  $\cos(\varphi)$  standardmäßig auf 1, wobei davon ausgegangen wird, dass der CNE nur durch Wirkleistung belastet wird und der Anteil der Blindleistung vernachlässigbar ist (d. h.  $\varphi = 0$ ). Wenn der Anteil der Blindleistung nicht vernachlässigbar ist, kann ein ÜNB diesen Aspekt während der individuellen Validierungsphase gemäß Artikel 20 berücksichtigen.
3. Die ÜNB der Core CCR streben an, die Verwendung saisonaler Grenzwerte gemäß Absatz 2 Buchstabe a Ziffer i schrittweise einzustellen und durch dynamische Grenzwerte gemäß Absatz 2 Buchstabe a Ziffer ii zu ersetzen. Der CE ÜNB und iTCP übermitteln jährlich den Status der geltenden Betriebsgrenzen.
  4. Bestimmte, in Anhang III definierte Netzelemente sind von Absatz 1 und 2 ausgenommen.
  5. Die ÜNB haben die betrieblichen Sicherheitsgrenzen gemäß Artikel 26 regelmäßig zu prüfen und zu aktualisieren.

### Artikel 7. Methode für Vergabebeschränkungen

1. Sofern betriebliche Sicherheitsgrenzen nicht effizient und gemäß Artikel 6 in  $I_{max}$  und  $F_{max}$  umgewandelt werden können, haben die CE ÜNB oder die iTCP diese in Vergabebeschränkungen umzuwandeln.
2. Die CE ÜNB oder die iTCP können Vergabebeschränkungen als eine oder mehrere der folgenden vier Optionen anwenden:
  - (a) eine Beschränkung der CE-Nettoposition (die Summe des gebotszonenübergreifenden Austauschs innerhalb der CE CCR und an den AHC-Grenzen für eine bestimmte Gebotszone im SDAC), wodurch die Nettoposition der jeweiligen Gebotszone in Bezug auf ihre Importe und/oder Exporte in andere Gebotszonen in der CE CCR begrenzt wird. Diese Option wird angewandt, bis die Option b) angewandt werden kann.
  - (b) Eine Beschränkung der globalen Nettoposition (die Summe aller gebotszonenübergreifenden Austauschvorgänge für eine bestimmte Gebotszone in der SDAC), wodurch die Nettoposition der jeweiligen Gebotszone in Bezug auf alle CCR, die Teil des SDAC sind, begrenzt wird. Diese Option wird angewendet, wenn: (i) eine solche Beschränkung in allen Day-Ahead-Kapazitätsberechnungsmethoden der jeweiligen CCR genehmigt ist, (ii) die entsprechende Lösung im SDAC-Algorithmus implementiert ist und (iii) die jeweiligen Gebotszonengrenzen an SDAC teilnehmen.
  - (c) Eine Einschränkung, welche die Summe der Importe/Exporte auf einer Gruppe von Interkonnektoren begrenzt. Diese Option wird angewendet, wenn: (i) die entsprechende Lösung im SDAC-Algorithmus implementiert ist und (ii) die jeweiligen Gebotszonengrenzen am SDAC teilnehmen.
  - (d) Eine Rampenbeschränkung (Flow Ramping Limit) begrenzt die maximale Schwankung der CE-Nettoposition (oder des Imports/Exports auf einer Gruppe von Interkonnektoren) von einer MTU zur nächsten.

3. Vergabebeschränkungen können von einem in Anhang 1 aufgeführten CE ÜNB oder einer iTCP während eines Übergangszeitraums von zwei Jahren nach der Umsetzung dieser Methode gemäß Artikel 30 Absatz 2 in Übereinstimmung mit den Gründen und der Methode für die Berechnung externer Beschränkungen, wie in Anhang 1 dieser Methode angegeben, verwendet werden. In diesem Zusammenhang berechnen die betreffenden CE ÜNB oder die iTCP den Wert der Vergabebeschränkungen gemäß Anhang 1 und bereiten Daten vor, die in den Zweijahresbericht von ENTSO-E gemäß Artikel 31 Absatz 2 CACM aufgenommen werden. Für den Fall, dass die Vergabebeschränkung in mehr als 0,1 % der Stunden in einem Quartal einen von Null abweichenden Schattenpreis aufwies, sollte der Bericht Folgendes enthalten:
  - a) Eine Analyse für jede DA CC MTU, in der die Vergabebeschränkung einen von Null abweichenden Schattenpreis aufwies, die den Verlust an volkswirtschaftlichem Überschuss aufgrund der Vergabebeschränkung und die Wirksamkeit der Vergabebeschränkung bei der Verhinderung der Verletzung der zugrundeliegenden betrieblichen Sicherheitsgrenzen betrifft, und
  - b) alternative Lösungen zur Behebung der zugrundeliegenden betrieblichen Sicherheitsgrenzen.
4. Sofern die betroffenen CE ÜNB oder die iTCP innerhalb von vierundzwanzig Monaten nach Einführung dieser Day-ahead-Kapazitätsberechnungsmethode für die CE-Kapazitätsberechnungsregion gemäß Artikel 30 Absatz 2 keine alternativen Lösungen für die Nutzung von Vergabebeschränkungen finden und umsetzen, können sie zusammen mit allen anderen CE ÜNB und der iTCP allen CE-Regulierungsbehörden einen Vorschlag zur Änderung dieser Methode gemäß Artikel 9 Absatz 13 der CACM-Verordnung vorlegen. Ein derartiger Vorschlag muss mindestens Folgendes umfassen:
  - a) Die technische und rechtliche Begründung für die Notwendigkeit der weiteren Anwendung der Vergabebeschränkungen unter Angabe der zugrundeliegenden betrieblichen Sicherheitsgrenzen und eine Erläuterung, warum diese nicht effizient in  $I_{max}$  und  $F_{max}$  umgewandelt werden können;
  - b) Die Methode zur Berechnung des Wertes der Vergabebeschränkungen einschließlich der Häufigkeit der Neuberechnung.
5. Für das SDAC-Fallback Verfahren gemäß Artikel 24 werden die Vergabebeschränkungen als dieselbe Art von Beschränkungen modelliert, auf die in Absatz 2 Buchstaben a und b und c Bezug genommen wird.
6. Wenn der CE ÜNB oder die iTCP die Nutzung einer Vergabebeschränkung einstellt, teilt der betreffende CE ÜNB oder die iTCP diese Änderung allen Regulierungsbehörden der CCR CE und des iTCP sowie den Marktteilnehmern mindestens einen Monat vor der Einstellung mit.
7. Die CE ÜNB haben Vergabebeschränkungen gemäß Artikel 26 zu prüfen und zu aktualisieren.
  - a) Wenn ein oder mehrere CE ÜNB oder die iTCP beabsichtigen, Vergabebeschränkungen gemäß Artikel 7 Absatz 2 anzuwenden, so unterbreiten die betreffenden CE ÜNB oder die iTCP zusammen mit allen anderen CE ÜNB allen CE- und iTCP-Regulierungsbehörden einen Vorschlag zur Änderung dieser Methodik gemäß Artikel 9 Absatz 13 der CACM-Verordnung. Ein derartiger Vorschlag muss mindestens folgendes umfassen: die technische und rechtliche Begründung für die Notwendigkeit der Anwendung der Vergabebeschränkungen unter Angabe der zugrundeliegenden betrieblichen Sicherheitsgrenzen und eine Erläuterung, warum diese nicht effizient in  $I_{max}$  und  $F_{max}$  umgewandelt werden können;
  - b) Die Methode zur Berechnung des Wertes der Vergabebeschränkungen einschließlich der Häufigkeit der Neuberechnung.

## Artikel 8. Methode für die Zuverlässigkeitsmarge

1. Die *FRMs* müssen die folgenden Prognose-Unsicherheiten umfassen:
  - (a) Gebotszonenübergreifende Austausch an Gebotszonengrenzen außerhalb der CE CCR ausschließlich AHC-Grenzen;
  - (b) Erzeugungsmuster, einschließlich spezifischer Vorhersagen bzgl. der Erzeugung von Wind- und Solarenergie;
  - (c) Erzeugungsverlagerungsschlüssel;
  - (d) Lastvorhersage;
  - (e) Topologieprognose;
  - (f) Ungewollte Lastflussabweichungen aufgrund des Frequenzhaltungsprozesses; und
  - (g) Annahmen der lastflussbasierten Kapazitätsberechnung, einschließlich Linearität und Modellierung von Gebieten externer (nicht-CE) ÜNB.
2. Die CE ÜNB und die iTCP sollen auf die Reduzierung der Unsicherheiten abzielen, indem sie die Unsicherheits-Einflussfaktoren studieren und ihnen entgegenwirken.
3. Die *FRMs* werden in zwei Hauptschritten berechnet. Im ersten Schritt wird die Wahrscheinlichkeitsverteilung der Abweichungen zwischen den erwarteten Leistungsflüssen zum Zeitpunkt der Kapazitätsberechnung und den realisierten Wirkleistungsflüssen in Echtzeit berechnet. Zur Berechnung der erwarteten Wirkleistungsflüsse ( $F_{exp}$ ) werden für jede DA CC MTU des Beobachtungszeitraums die bei der Kapazitätsberechnung verwendeten historischen CGM und GSK verwendet. Die historischen CGM werden mit den beschlossenen Maßnahmen der CE ÜNB und der iTCP (einschließlich mindestens der bei der Kapazitätsberechnung berücksichtigten RAs) aktualisiert, die in der betreffenden DA CC MTU<sup>2</sup> angewendet wurden. Die Wirkleistungsflüsse solcher modifizierten CGM werden neu berechnet ( $F_{ref}$ ) und dann angepasst, um den realisierten kommerziellen Austausch innerhalb der CE CCR und an den AHC-Grenzen zu berücksichtigen. Die letztgenannte Anpassung wird durch Berechnung der *PTDF* nach der Beschreibung Artikel 11 vorgenommen, wobei jedoch die geänderten CGM und die historischen GSK verwendet werden. Die erwarteten Wirkleistungsflüsse zum Zeitpunkt der Kapazitätsberechnung werden daher anhand des endgültigen realisierten kommerziellen Austauschs in der CE CCR und an den AHC-Grenzen berechnet, die sich in den realisierten Stromflüssen widerspiegeln. Die obige Berechnung der erwarteten Wirkleistungsflüsse ( $F_{exp}$ ) wird mit Gleichung 2 beschrieben.

$$\vec{F}_{exp} = \vec{F}_{ref} + \mathbf{PTDF} (\overline{NP}_{real} - \overline{NP}_{ref})$$

Gleichung 2

wobei gilt:

$\vec{F}_{exp}$  erwarteter Wirkleistungsfluss pro CNEC in der realisierten kommerziellen Situation in CE CCR

---

<sup>2</sup>Diese Entlastungsmaßnahmen werden von den CE-ÜNB kontrolliert und daher nicht als Ungewissheit betrachtet.

$\vec{F}_{ref}$	Lastfluss pro CNEC im CGM aktualisiert, um vorsätzliche Maßnahmen der ÜNB zu berücksichtigen
<b>PTDF</b>	Matrix des Power Transfer Distribution Factor berechnet mit aktualisiertem CGM
$\vec{NP}_{real}$	CE-Nettopositionen in der realisierten Handelssituation
$\vec{NP}_{ref}$	CE-Nettopositionen im aktualisierten CGM

4. Die erwarteten Wirkleistungsflüsse auf jedem CNEC des CE CCR werden dann mit den tatsächlichen Leistungsflüssen auf demselben CNEC verglichen. Bei der Berechnung der erwarteten (bzw. realisierten) Lastflüsse für CNEC sind die erwarteten (bzw. realisierten) Lastflüsse die beste Schätzung des erwarteten (bzw. realisierten) Wirkleistungsflusses, der bei einem Ausfall eingetreten wäre. Bei dieser Schätzung sind gegebenenfalls kurative Entlastungsmaßnahmen zu berücksichtigen. Alle Differenzen zwischen diesen beiden Flüssen für alle DA CC MTU des Beobachtungszeitraums werden verwendet, um die Wahrscheinlichkeitsverteilung der Abweichungen zwischen den erwarteten Leistungsflüssen zum Zeitpunkt der Kapazitätsberechnung und den tatsächlichen Wirkleistungsflüssen zu definieren;
5. Im zweiten Schritt werden die 90. Perzentile der Wahrscheinlichkeitsverteilungen aller CNEC berechnet<sup>3</sup>. Dies bedeutet, dass die CE ÜNB und die iTCP ein gemeinsames Risikoniveau von 10 % anwenden und die *FRM*-Werte somit 90 % der historischen Prognosefehler innerhalb des Beobachtungszeitraums abdecken. Vorbehaltlich des Vorschlags gemäß Absatz 6 beträgt der *FRM*-Wert für jedes CNEC entweder:
  - (a) das 90. Perzentil der für diese CNEC berechneten Wahrscheinlichkeitsverteilungen;
  - (b) das 90. Perzentil der Wahrscheinlichkeitsverteilungen, die für die dieses CNEC zugrunde liegenden CNE berechnet wurden.
6. Die CE ÜNB und die iTCP haben die Schritte eins und zwei gemäß den Absätzen 3 bis 5 mit zwei unterschiedlichen Implementierungsansätzen für Absatz 3 Satz 4 zu wiederholen, wobei eine Implementierung zu einem oberen Schätzwert und die andere Implementierung zu einem unteren Schätzwert des tatsächlichen *FRM* führt.
  - (a) Für die Ermittlung des oberen Schätzwertes sind die historischen CGM so zu aktualisieren, dass nur die bei der Day-Ahead-Kapazitätsberechnung berücksichtigten Entlastungsmaßnahmen als beabsichtigte Maßnahmen der CE ÜNB oder der iTCP berücksichtigt werden. Dies führt zu einem oberen *FRM*-Schätzwert, da einige beabsichtigte Maßnahmen der CE ÜNB oder der iTCP, insbesondere das Redispatching, nicht berücksichtigt und damit als *FRM*-Quelle behandelt werden.
  - (b) Für die Ermittlung des unteren Schätzwertes sind die historischen CGM zusätzlich so zu aktualisieren, dass auch das gesamte Erzeugungsmuster der CE CCR als beabsichtigte Maßnahmen der CE ÜNB oder der iTCP einbezogen wird. Dies führt zu einem unteren *FRM*-Schätzwert, da lediglich ein Teil des gesamten Erzeugungs-Dispatch das Ergebnis beabsichtigter Maßnahmen der CE ÜNB in Form des Redispatching darstellt.

---

<sup>3</sup> Dieser Wert basiert auf den Erfahrungen mit bestehenden lastflussbasierten Initiativen zur Marktkopplung.

7. Jeder ÜNB kann die *FRM*-Werte, die sich aus dem zweiten Schritt für seine eigenen CNEC ergeben, verringern, wenn er der Ansicht ist, dass die zugrunde liegenden Unsicherheiten überschätzt wurden.
8. Spätestens sechzig Monate nach der Einführung dieser Methode gemäß Artikel 30 führen die CE ÜNB und die iTCP gemeinsam die erste *FRM*-Berechnung gemäß der oben beschriebenen Methode und auf der Grundlage der Daten durch, die mindestens das erste Betriebsjahr mit dieser Methode abdecken. Innerhalb derselben Frist unterbreiten alle CE ÜNB und die iTCP allen CE- und iTCP-Regulierungsbehörden einen Vorschlag zur Änderung dieser Methode gemäß Artikel 9 Absatz 13 der CACM-Verordnung sowie des in Absatz 9 genannten Begleitdokuments. Der Änderungsvorschlag muss einen Ansatz und eine Begründung für die Auswahl von *FRM* aus dem Bereich zwischen den unteren und den oberen Schätzwerten sowie mögliche nächste Schritte zur Optimierung des Prozesses beinhalten, um sich der tatsächlichen *FRM* so weit wie möglich zu nähern. Die CE ÜNB nutzen so weit wie möglich ähnliche Aktivitäten, die in der CCR Core bereits durchgeführt wurden, und verkürzen so möglicherweise die Zeit, die für die Einreichung des Änderungsvorschlags benötigt wird.
9. In dem Vorschlag zur Änderung dieser Methode gemäß dem vorstehenden Absatz ist anzugeben, ob der *FRM*-Wert für jeden CNEC auf der Grundlage der zugrunde liegenden Wahrscheinlichkeitsverteilung berechnet werden soll oder ob für alle CNEC mit demselben zugrunde liegenden CNE derselbe *FRM*-Wert auf der Grundlage der für die zugrunde liegende CNE berechneten Wahrscheinlichkeitsverteilung berechnet werden soll. Falls der Vorschlag die Berechnung der *FRM* auf CNEC-Ebene vorschlägt, muss der Vorschlag detailliert beschreiben, wie die erwarteten und realisierten Stromflüsse angemessen geschätzt werden können, einschließlich der RAs, die gegebenenfalls zur Bewältigung des Ausfalls ausgelöst worden wären.
10. Das Begleitdokument für den Vorschlag zur Änderung dieser Methodik gemäß Absatz 7 muss mindestens Folgendes enthalten:
  - (a) die auf der Ebene des CNE und des CNEC berechneten *FRM*-Werte für alle CNEC; und
  - (b) eine Bewertung der Vor- und Nachteile einer *FRM*-Berechnung auf der Ebene des CNE oder des CNEC.
11. Bis der Vorschlag zur Änderung dieser Methode gemäß Absatz 7 von allen CE- und iTCP-Regulierungsbehörden genehmigt worden ist, verwenden die CE ÜNB und die iTCP *FRM*-Werte gleich 10 % von  $F_{max}$  gemäß Artikel 6 Absatz 2.
12. Nachdem der Vorschlag zur Änderung dieser Methodik gemäß Absatz 7 von allen CE- und iTCP-Regulierungsbehörden genehmigt wurde, werden die *FRM*-Werte mindestens einmal jährlich auf der Grundlage eines Beobachtungszeitraums von einem Jahr aktualisiert, um den saisonalen Effekten Rechnung zu tragen. Die *FRM*-Werte bleiben dann bis zur nächsten Aktualisierung fixiert.

### **Artikel 9. Methode für den Erzeugungsverlagerungsschlüssel**

1. Jeder CE ÜNB und die iTCP legt für seine Gebotszone und für jede DA CC MTU einen GSK fest, der eine Änderung der Nettoposition einer Gebotszone in eine spezifische Änderung der Einspeisung oder Entnahme im CGM umsetzt. Ein GSK hat feste Werte, d. h. der relative Beitrag der Erzeugung oder der Last zur Änderung der Gebotszonennettoposition bleibt unabhängig vom Umfang der Änderung gleich.

2. Für eine bestimmte DA CC MTU umfasst der GSK nur die tatsächliche Erzeugung und/oder Last<sup>4</sup>, die im CGM für diese DA CC MTU vorhanden ist. Die CE ÜNB und die iTCP berücksichtigen die im CGM verfügbaren Informationen über die Erzeugung oder Last, um die Knoten auszuwählen, die zum GSK beitragen werden.
3. Der GSK beschreibt die erwartete Reaktion der Erzeugungs- und/oder Lasteinheiten auf Änderungen der Nettopositionen. Diese Erwartung stützt sich auf die beobachtete historische Reaktion von Erzeugungs- und/oder Lasteinheiten auf Änderungen der Nettopositionen, der Clearingpreise und anderer grundlegender Faktoren und trägt so zur Minimierung der FRM bei.
4. Der GSK wird täglich oder immer dann, wenn sich die in Absatz 3 genannten Erwartungen ändern, aktualisiert und überprüft. Die CE ÜNB und die iTCP überprüfen und aktualisieren die Anwendung der Methodik für den Erzeugungsverlagerungsschlüssel gemäß Artikel 26.
5. Die zu derselben Gebotszone gehörenden ÜNB der CE CCR haben zusammen einen gemeinsamen GSK für die betreffende Gebotszone festzulegen und sich auf eine Methode für eine solche Koordination zu verständigen. Für Deutschland und Luxemburg hat jeder ÜNB seinen eigenen GSK zu ermitteln und der CCC hat diese zu einem einzigen GSK für die gesamte deutsch-luxemburgische Gebotszone zu kombinieren, indem er den jeweiligen GSKs der ÜNB der CCR relative Gewichtungen zuweist. Die deutschen und luxemburgischen ÜNB haben sich auf die maßgeblichen Gewichtungen zu verständigen, basierend auf dem durch Veränderungen in den Nettopositionen beeinflussten Anteil der Erzeugung in der Regelzone des jeweiligen ÜNB und diese dem CCC mitzuteilen.
6. Der CCC hat GSK für EVH gemäß Artikel 9 Absatz 1 wie folgt zu definieren:
  - (a) Für den Fall, dass der EVH ausschließlich HGÜ-Interkonnektoren darstellt, ist der GSK anhand aller Konverterstationen der HGÜ-Interkonnektoren zu definieren, gewichtet auf der Grundlage der jeweiligen Übertragungskapazität.
  - (b) Für den Fall, dass ein EVH ausschließlich Wechselstrominterkonnektoren darstellt, hat der CCC den GSK der angrenzenden Gebotszone anzuwenden, der von den ÜNB der betreffenden Gebotszone mitgeteilt wird. Sofern dieser GSK nicht verfügbar ist, hat der CCC einen GSK auf der Grundlage aller positiven Einspeisungen im IGM (Einzelnetzmodell) der angrenzenden Gebotszone festzulegen.

Für den Fall, dass das EVH sowohl HGÜ-Interkonnektoren als auch Wechselstrominterkonnektoren darstellt, hat der jeweilige CE ÜNB und die iTCP einen einzelnen kombinierten GSK auf der Grundlage des GSK für die HGÜ-Interkonnektoren und des GSK für die Wechselstrominterkonnektoren festzulegen.

7. Innerhalb von zweiundvierzig Monaten nach der Umsetzung dieser Methode gemäß Artikel 30 erarbeiten alle CE ÜNB und die iTCP einen Vorschlag für die weitere Harmonisierung der Methode für den Erzeugungsverlagerungsschlüssel und legen ihn innerhalb derselben Frist allen CE- und iTCP-Regulierungsbehörden als Vorschlag zur Änderung dieser Methode gemäß Artikel 9 Absatz 13 der CACM-Verordnung vor. Die CE ÜNB und die iTCP nutzen so weit wie möglich ähnliche Aktivitäten, die in der CCR Core bereits durchgeführt wurden, und verkürzen so möglicherweise die Zeit, die für die Einreichung des Änderungsvorschlags benötigt wird. Der Vorschlag muss mindestens Folgendes umfassen:

---

<sup>4</sup> Und andere Elemente, die mit dem Netz verbunden sind, wie z. B. Speicher.

- (a) Die Kriterien und Maßstäbe zur Ermittlung der Effizienz und der Leistungsfähigkeit der GSK und darüber hinaus die Möglichkeit eines quantitativen Vergleichs unterschiedlicher GSK; und
- (b) eine harmonisierte Erzeugungsverlagerungsschlüssel-Methode, erforderlichenfalls kombiniert mit Regelungen und Kriterien für die ÜNB im Hinblick auf eine Abweichung von der harmonisierten Erzeugungsverlagerungsschlüssel-Methode.

#### **Artikel 10. Methode für Entlastungsmaßnahmen bei der Day-Ahead-Kapazitätsberechnung**

1. Gemäß Artikel 25 Absatz 1 der CACM-Verordnung und Artikel 20 Absatz 2 der SO-Verordnung haben die CE ÜNB und die iTCP Entlastungsmaßnahmen (RA) zu definieren, um diese bei der gemeinsamen Day-Ahead-Kapazitätsberechnung zu berücksichtigen.
2. Sofern eine verfügbare RA für die Day-Ahead-Kapazitätsberechnung in der CE CCR auch in einer anderen Kapazitätsberechnungsregion zur Verfügung gestellt wird, achtet der die Entlastungsmaßnahme kontrollierende ÜNB bei der Definition auf eine einheitliche Nutzung ihrer potenziellen Anwendung in beiden CCR, um die Betriebssicherheit zu gewährleisten.
3. Gemäß Artikel 25 Absätze 2 und 3 der CACM-Verordnung werden diese RAs für die koordinierte Optimierung der gebotszonenübergreifenden Kapazitäten verwendet, wobei die Betriebssicherheit in Echtzeit gewährleistet wird.
4. Für die Zwecke der NRAO stellen alle CE ÜNB und die iTCP dem CCC alle voraussichtlich verfügbaren kostenneutralen RA zur Verfügung und für die Zwecke der koordinierten Kapazitätsvalidierung stellen alle CE ÜNB und die iTCP dem CCC alle voraussichtlich verfügbaren mit Kosten verbundenen und kostenneutralen Entlastungsmaßnahmen zur Verfügung.
5. Zur Vermeidung einer unangemessenen Diskriminierung und mit dem Ziel, die Menge der erwarteten Ringflüsse zu verringern, kann jeder CE ÜNB oder jede iTCP die anfängliche Einstellung seiner eigenen kostenneutralen und mit Kosten verbundenen RAs individuell festlegen, und zwar auf der Grundlage der besten Prognose ihrer Anwendung und mit dem Ziel, die gesamten Ringflüsse auf seinen gebotszonenübergreifenden CNEC unter einen Schwellenwert für Ringflüsse zu senken, der eine unangemessene Diskriminierung verhindert. Dieser Schwellenwert muss mit den Annahmen über die Ringflüsse, die bei der Festlegung des Mindest-RAM-Faktors gemäß Artikel 17 Absatz 9 getroffen wurden, übereinstimmen und 30 % des um die FRM reduzierten  $F_{max}$  dieser CNEC entsprechen, wenn ein ÜNB einen Mindest-RAM-Faktor von 0,7 anwendet. Jeder ÜNB übermittelt dem CCC den bei der NRAO zu verwendenden Ringlastflussschwellenwert für seine gebotszonenübergreifenden CNEC.
6. Gemäß Artikel 25 Absatz 4 der CACM-Verordnung darf ein ÜNB nur die RAs zurückhalten, die zur Gewährleistung der Betriebssicherheit im Echtzeitbetrieb benötigt werden und für die keine anderen (mit Kosten behafteten) RAs zur Verfügung stehen, oder die für die Day-Ahead-Kapazitätsberechnung in anderen CCR angeboten werden, an denen der betreffende ÜNB ebenfalls teilnimmt. Der CCC überwacht und berichtet im Jahresbericht über systematische Zurückhaltungen, die nicht wesentlich für die Gewährleistung der Betriebssicherheit im Echtzeitbetrieb waren.

7. Bei der Berechnung der Day-Ahead-Kapazität dürfen nur die kostenneutralen RAs berücksichtigt werden, die modelliert werden können. Diese kostenneutralen RAs können sein, sind aber nicht beschränkt auf:
  - (a) das Ändern der Schaltstufe eines Querregeltransformators (PST); und
  - (b) eine topologische Aktion: Das Öffnen oder Schließen einer oder mehrerer Leitungen, Kabel, Transformatoren, Sammelschienenkoppler, oder der Wechsel eines oder mehrerer Netzelemente von einer Sammelschiene auf eine andere.
  - (c) Ändern des Sollwerts einer HVDC-Leitung
8. Gemäß Artikel 25 Absatz 6 der CACM-Verordnung sind die berücksichtigten RA bei der Day-Ahead- und Intraday-Kapazitätsberechnung dieselben, abhängig von ihrer technischen Verfügbarkeit.
9. Die RAs können präventiv oder kurativ sein, d. h. alle CNEC oder nur vordefinierte Ausfälle betreffen.
10. Die optimierte Anwendung von kostenneutralen RA bei der Day-Ahead-Kapazitätsberechnung erfolgt gemäß Artikel 16.
11. Die ÜNB haben die in der Day-Ahead-Kapazitätsberechnung berücksichtigten Entlastungsmaßnahmen gemäß Artikel 26 zu prüfen und zu aktualisieren.

## **TITEL 4 - Beschreibung des Day-Ahead-Kapazitätsberechnungsprozesses**

### **Artikel 11. Berechnung der Energieflussverteilungsfaktoren und der Referenzströme**

1. Die lastflussbasierte Berechnung ist eine zentralisierte Berechnung, die zwei Hauptklassen von für die Definition der Flow-Based Domain benötigten Parameter liefert: die Energieflussverteilungsfaktoren (*PTDFs*) und die verbleibenden verfügbaren Margen (*RAMs*).
2. Gemäß Artikel 29 Absatz 3 Buchstabe a der CACM-Verordnung hat der CCC die Auswirkungen einer Änderung in den Nettopositionen der Gebotszonen und der VH auf den Wirkleistungsfluss auf jedem CNEC zu berechnen (ermittelt nach den in Artikel 5 für CNEC definierten Regeln). Dieser Einfluss wird als Zone-zu-Bilanzierungsknoten-*PTDF* bezeichnet. Diese Berechnung wird ausgehend vom CGM und dem definierten *GSK* gemäß Artikel 9 durchgeführt.
3. Die Zone-zu-Bilanzierungsknoten-*PTDFs* werden berechnet, indem zunächst die Knoten-zu-Bilanzierungsknoten-*PTDFs* für jeden im *GSK* definierten Knoten berechnet werden. Diese Knoten-*PTDF* werden durch Variieren der Einspeisung eines relevanten Knotens im CGM und Aufzeichnung der Differenz im Wirkleistungsfluss an jedem CNEC (ausgedrückt als Prozentsatz der Veränderung der Einspeisung) abgeleitet. Diese Knoten-zu-Bilanzierungsknoten-*PTDFs* werden durch Multiplikation des Anteils jedes Knoten im *GSK* mit dem entsprechenden Knoten-*PTDF* und Aufsummierung dieser Produkte in Zone-zu-Bilanzierungsknoten-*PTDFs* übersetzt. Diese Berechnung wird mathematisch wie folgt beschrieben:

$$\mathbf{PTDF}_{\text{Zone-zu-Bilanzierungsknoten}} = \mathbf{PTDF}_{\text{Knoten-zu-Bilanzierungsknoten}} \mathbf{GSK}_{\text{Knoten-zu-Zone}}$$

*Gleichung 3*

wobei gilt:

$\mathbf{PTDF}_{Zone-zu-Bilanzierungsknoten}$	Matrix der Zone-zu-Bilanzierungsknoten- $PTDFs$ (Spalten: Gebotszonen und virtuelle Hubs, Zeilen: CNEC)
$\mathbf{PTDF}_{Knoten-zu-Bilanzierungsknoten}$	Matrix der Knoten-zu-Bilanzierungsknoten- $PTDFs$ (Spalten: Knoten, Zeilen: CNEC)
$\mathbf{GSK}_{Knoten-zu-Zone}$	Matrix mit den $GSKs$ aller Gebotszonen (Spalten: Gebotszonen und virtuelle Hubs, Zeilen: Knoten, Summe jeder Spalte, die gleich Eins ist)

4. Die vorstehend ermittelten Zone-zu-Bilanzierungsknoten- $PTDFs$  können auch ausgedrückt werden als Zone-zu-Zone- $PTDFs$ . Ein Zone-zu-Bilanzierungsknoten- $PTDF_{A,l}$  stellt den Einfluss einer Veränderung einer Nettoposition der Gebotszone A auf einen CNEC  $l$  dar und geht von einem kommerziellen Austausch zwischen einer Gebotszone und einem Bilanzierungsknoten aus. Ein Zone-zu-Zone- $PTDF_{A \rightarrow B,l}$  stellt den Einfluss einer Veränderung eines kommerziellen Austausches von der Gebotszone A zur Gebotszone B auf ein CNEC  $l$  dar. Der Zone-zu-Zone- $PTDF_{A \rightarrow B,l}$  kann aus dem Zone-zu-Bilanzierungsknoten- $PTDFs$  wie folgt abgeleitet werden:

$$PTDF_{A \rightarrow B,l} = PTDF_{A,l} - PTDF_{B,l}$$

Gleichung 4

5. Der maximale Zone-zu-Zone- $PTDF$  eines CNEC ( $PTDF_{z2zmax,l}$ ) ist der maximale Einfluss, den ein CE-Austausch auf das jeweilige CNEC hat, einschließlich des Austauschs mit den virtuellen Hubs, d.h. der Austausch über HGÜ-Interkonnektoren, die gemäß Artikel 12 integriert sind und dem Austausch an den AHC-Grenzen, die durch das EVH modelliert werden, gemäß Artikel 13:

$$PTDF_{z2zmax,l} = \max \left( \begin{aligned} &\max_{X \in \{BZ \cup EVH\}} (PTDF_{X,l}) \\ &- \min_{X \in \{BZ \cup EVH\}} (PTDF_{X,l}), \max_{H_1, H_2 \in IVH} (|(PTDF_{A,l} - PTDF_{H_1,l}) \\ &- (PTDF_{B,l} - PTDF_{H_2,l})|, |PTDF_{H_1,l} - PTDF_{H_2,l}|) \end{aligned} \right)$$

Gleichung 5

wobei gilt:

$PTDF_{X,l}$	Zone-zu-Bilanzierungsknoten- $PTDF$ von Gebotszone oder des externen virtuellen Hubs X auf ein CNEC $l$
$BZ$	Menge aller CE-Gebotszonen
$EVH$	Menge aller externen virtuellen Hubs
$\max_{X \in \{BZ \cup EVH\}} (PTDF_{X,l})$	maximaler Zone-zu-Bilanzierungsknoten- $PTDF$ von CE-Gebotszonen oder EVH in einem CNEC $l$
$\min_{X \in \{BZ \cup EVH\}} (PTDF_{X,l})$	minimaler Zone-zu-Bilanzierungsknoten- $PTDF$ von CE-Gebotszonen oder EVH in einem CNEC $l$

$PTDF_{H_1,l}$  Zone-zu-Bilanzierungsknoten- $PTDF$  des internen virtuellen Hubs  $H_1$  an einem CNEC  $l$ , wobei  $H_1$  die Konverterstation am aufnehmenden Ende der in der Gebotszone A befindlichen HGÜ-Interkonnektoren  $H$  darstellt

$PTDF_{H_2,l}$  Zone-zu-Bilanzierungsknoten- $PTDF$  des internen virtuellen Hubs  $H_2$  an einem CNEC  $l$ , wobei  $H_2$  die Konverterstation am aufnehmenden Ende der in der Gebotszone B befindlichen HGÜ-Interkonnektoren  $H$  darstellt

6. Der Referenzlastfluss ( $F_{ref}$ ) ist der aktive Wirkleistungsfluss auf einem CNEC auf Basis des CGM. Im Falle eines CNEC ohne Ausfallvariante wird  $F_{ref}$  durch direkte Durchführung der Gleichstrom-Lastflussberechnung auf dem CGM simuliert, während  $F_{ref}$  im Falle eines CNEC mit Ausfallvariante durch die Anwendung der festgelegten Ausfallvariante und anschließende Durchführung der Gleichstrom-Lastflussberechnung simuliert wird.
7. Der erwartete Lastfluss  $F_i$  in der kommerziellen Situation  $i$  ist der Wirkleistungsfluss eines CNEC auf der Grundlage des Lastflusses  $F_{ref}$  und der Abweichung zwischen der im CGM berücksichtigten kommerziellen Situation (Referenz-kommerzielle Situation) und der kommerziellen Situation  $i$ :

$$\vec{F}_i = \vec{F}_{ref} + \mathbf{PTDF} (\overline{NP}_i - \overline{NP}_{ref})$$

Gleichung 6

wobei gilt:

$\vec{F}_i$  Erwarteter Lastfluss pro CNEC in der kommerziellen Situation  $i$

$\vec{F}_{ref}$  Lastfluss pro CNEC im CGM (Referenzlastfluss)

**PTDF** Matrix des Power Transfer Distribution Factor

$\overline{NP}_i$  CE-Nettopositionen in der kommerziellen Situation  $i$

$\overline{NP}_{ref}$  CE-Nettopositionen in der kommerziellen Referenzsituation

## Artikel 12. Integration von HGÜ-Interkonnektoren an Gebotszonengrenzen der CE CCR

1. Die CE ÜNB wenden die entwickelte lastflussbasierte Methode (EFB) bei der Einbeziehung von HGÜ-Interkonnektoren an den Gebotszonengrenzen der CE CCR an<sup>5</sup>. Nach dieser Methode wird ein gebotszonenübergreifender Austausch über einen HGÜ-Interkonnektor an den Grenzen der Gebotszone des CE CCR modelliert und explizit als bilateraler Austausch bei der Kapazitätsvergabe

---

<sup>5</sup> EFB ist abweichend von AHC. AHC erzwingt die Kapazitätsbeschränkungen einer Kapazitätsberechnungsregion auf die gebotszonenübergreifenden Austausche einer anderen Kapazitätsberechnungsregion durch Berücksichtigung des Einflusses von Austauschen zwischen zwei Kapazitätsberechnungsregionen. So wird beispielsweise der Einfluss von Austauschen einer Gebotszone, die Teil einer Kapazitätsberechnungsregion ist, welche einen koordinierten Nettoübertragungskapazitätsansatz anwendet, in einer Gebotszone berücksichtigt, die Teil einer Kapazitätsberechnungsregion ist, welche einen lastflussbasierten Ansatz anwendet. EFB berücksichtigt kommerzielle Austausche über den grenzüberschreitenden HGÜ-Interkonnektor innerhalb einer einzelnen Kapazitätsberechnungsregion anhand der lastflussbasierten Methode dieser Kapazitätsberechnungsregion.

optimiert und durch die physischen Auswirkungen, die dieser Austausch auf alle CNEC hat, die in der endgültigen, bei der Kapazitätsvergabe verwendeten Flow-Based Domain berücksichtigt werden, sowie durch Einschränkungen, die den maximal möglichen Austausch des HGÜ-Interkonnektors modellieren, eingeschränkt.

- Um die Auswirkungen des gebotszonenübergreifenden Austauschs über einen HGÜ-Interkonnektor gemäß Absatz 1 auf die CNEC zu berechnen, werden die Konverterstationen der gebotszonenübergreifenden HGÜ als zwei interne virtuelle Hubs modelliert, die gleichwertig als Gebotszonen funktionieren. Dann wird die Auswirkung eines Austauschs zwischen A und B, die jeweils entweder eine Gebotszone oder ein externes virtuelles Hub sind, über einen solche HGÜ-Interkonnektor ausgedrückt als ein Austausch von der Gebotszone oder dem externen virtuellen Hub A zu dem internen virtuellen Hub, der das sendende Ende des HGÜ-Interkonnektors darstellt, plus ein Austausch von dem internen virtuellen Hub, der das empfangende Ende des Interkonnektors darstellt, zu der Gebotszone oder dem externen virtuellen Hub B:

$$PTDF_{A \rightarrow B, l} = (PTDF_{A, l} - PTDF_{IVH, 1, l}) + (PTDF_{IVH, 2, l} - PTDF_{B, l})$$

Gleichung 7

wobei gilt:

$PTDF_{IVH, 1, l}$  Zone-zu-Bilanzierungsknoten-PTDF des virtuellen Hubs 1 an einem CNEC  $l$ , wobei der virtuelle Hub 1 die Konverterstation am sendenden Ende des in der Gebotszone A befindlichen internen CE-HGÜ-Interkonnektors darstellt

$PTDF_{IVH, 2, l}$  Zone-zu-Bilanzierungsknoten-PTDF des virtuellen Hubs 2 an einem CNEC  $l$ , wobei der virtuelle Hub 2 die Konverterstation am empfangenden Ende des in der Gebotszone A befindlichen internen CE-HGÜ-Interkonnektors darstellt

- Die PTDF für die beiden internen virtuellen Hubs  $PTDF_{IVH, 1, l}$  und  $PTDF_{IVH, 2, l}$  werden für jedes CNEC berechnet und der bestehenden PTDF-Matrix als zwei zusätzliche Spalten (die zwei zusätzliche interne virtuelle Gebotszonen darstellen) hinzugefügt, eine für jeden internen virtuellen Hub.
- Die durch diese Methode eingeführten internen virtuellen Hubs werden nur für die Modellierung der Auswirkungen eines Austauschs über einen HGÜ-Interkonnektor verwendet, und im Kopplungsalgorithmus werden diesen internen virtuellen Hubs keine Aufträge zugewiesen. Die beiden internen virtuellen Hubs werden eine kombinierte Nettoposition von 0 MW haben, aber ihre individuelle Nettoposition wird den Austausch über den Interkonnektor widerspiegeln. Die lastflussbasierten Nettopositionen dieser internen virtuellen Hubs haben die gleiche Größenordnung, aber ein entgegengesetztes Vorzeichen.  $PTDF_{IVH, 1, l}$  und  $PTDF_{IVH, 2, l}$  aller oder nur einer Untergruppe von CNEC können vor der DA-Marktkopplung auf Null gesetzt werden, wenn  $|PTDF_{IVH, 1, l} - PTDF_{IVH, 2, l}|$  unter einem bestimmten Schwellenwert liegt. Die Anpassung muss nach der in Artikel 16 beschriebenen NRAO-Optimierung und vor den in Artikel 20 beschriebenen Validierungsschritten erfolgen. Dieser PTDF-Schwellenwert darf 1 % nicht überschreiten und kann während des Übergangszeitraums vor dem Go-Live des geltenden Core- oder Norditalien-ROSC-Prozesses, der die gemäß Artikel 76 Absatz 1 der SO-Verordnung entwickelte Methode umsetzt, angewendet werden. Eine Neubewertung dieses PTDF-Schwellenwerts könnte während der Umsetzungsphase der CE DA CC vorgenommen werden, was zu einer Änderung dieses Artikels führen würde. Die CE ÜNB berichten vierteljährlich über die anfängliche Einrichtung und jede Änderung dieses Schwellenwerts zusammen mit den Auswirkungen, die sich aus einem Schwellenwert ungleich Null ergeben, und einer entsprechenden Begründung.

### Artikel 13. Berücksichtigung von Gebotszongrenzen außerhalb Mitteleuropas

1. Soweit kritische Netzelemente innerhalb der CE CCR auch durch Stromaustausche außerhalb der CE CCR beeinflusst werden, haben die ÜNB der CE CCR diesen Einfluss zu berücksichtigen.
2. Wenn die CE ÜNB es für wesentlich halten, einen technischen Vertragspartner in die Day-Ahead-Kapazitätsberechnung einzubeziehen, erfolgt diese Einbeziehung auf der Grundlage gegenseitiger Verpflichtungen und Zuständigkeiten für die CE ÜNB und die iTCP während der Day-Ahead-Kapazitätsberechnungsschritte 1-8 gemäß Artikel 4 Absatz 8. Eine integrierte technische Vertragspartner-Vereinbarung wird gemeinsam von allen CE ÜNB und der iTCP geschlossen. Die integrierte technische Vertragspartner-Vereinbarung stellt sicher, dass die iTCP vertraglich an dieselben Verpflichtungen gebunden ist, welche für die CE ÜNB aufgrund der EU-Verordnungen gelten.
3. Die Inputs für die Day-Ahead-Kapazitätsberechnung werden von den integrierten technischen Vertragspartnern gemäß den Artikeln 5, 6, 7, 8 und 9 bereitgestellt und gleichbehandelt wie die von den ÜNB CE bereitgestellten Inputs. Wenn die iTCP in einem Land tätig ist, das den Rechtsrahmen des europäischen Energiemarktes anwendet oder ein zwischenstaatliches Abkommen über die Elektrizitätsmärkte mit der Europäischen Union geschlossen hat, gelten die folgenden Bestimmungen von Artikel 13 Absatz 3 nicht. Die integrierte technische Vertragspartner-Vereinbarung muss von allen CE-Regulierungsbehörden und den iTCP-Regulierungsbehörden validiert und zwischen allen CE ÜNB und der iTCP vertraglich vereinbart werden. Wurde die Vereinbarung über die integrierte technische Vertragspartner-Vereinbarung nicht von allen CE-Regulierungsbehörden und den iTCP-Regulierungsbehörden validiert, dürfen die CE ÜNB eine technische Gegenpartei nicht in die Day-Ahead-Kapazitätsberechnung integrieren.
4. In anderen Fällen erwägen die ÜNB CE die Verwendung einer Standard-Hybridkupplung (SHC) oder einer fortgeschrittenen Hybridkupplung (AHC).
  - (a) Bei der Standard-Hybridkopplung berücksichtigen die ÜNB der Region CE die Strombörsen an den Grenzen der Gebotszonen außerhalb der CCR der Region CE als festen Input für die Berechnung der Day-Ahead-Kapazität. Diese Strombörsen, die als beste Prognosen der Nettopositionen und -ströme für HGÜ-Leitungen definiert sind, werden gemäß Artikel 19 der CGMM festgelegt und vereinbart und in jede CGM aufgenommen. Sie wirken sich auf die  $F_{ref}$  and  $F_{0,Core}$  aller CNEC aus und erhöhen oder verringern dadurch die RAM der CE CNEC, damit diese CNEC die aus diesen Austauschvorgängen resultierenden Ströme aufnehmen können. Die Unsicherheiten im Zusammenhang mit den Prognosen für den Stromhandel sind implizit in den  $FRM$  der einzelnen CNEC integriert.
  - (b) In der AHC sollen die CNEC der Day-Ahead-Kapazitätsberechnungsregion in Mitteleuropa die Nettopositionen der CE-Gebotszonen nicht nur aufgrund von Austauschen an Gebotszongrenzen der CE CCR begrenzen, sondern auch aufgrund von Austauschen an Gebotszongrenzen zwischen der CE CCR und jeweiligen angrenzenden Gebotszonen. CE ÜNB, welche die AHC anwenden, müssen mindestens einen externen virtuellen Hub für jede AHC-Grenze einführen, was bedeutet, dass mehrere Interkonnektoren (seien es HGÜ- oder Wechselstrom-Interkonnektoren) an einer einzigen AHC-Grenze separaten EVHs zugewiesen werden können. Die Umsetzung der AHC ist an allen Grenzen vorgesehen, welche die mitteleuropäischen Gebotszonen mit den Gebotszonen benachbarter CCR verbinden und Teil der SDAC sind, mit Ausnahme der gemeinsamen Grenzen mit GRIT CCR, wo im Vergleich zu den Herausforderungen, die AHC mit sich bringt, nur ein geringer Effizienzgewinn erwartet wird.
5. Die CE ÜNB können eine Obergrenze für die Nettoposition der externen virtuellen Hubs festlegen:

- (a) bei HGÜ-Interkonnektoren berücksichtigt der Grenzwert die physikalischen Grenzen der HGÜ-Kabel an der Grenze und der Konverterstationen auf der CE-Seite;
  - (b) Die CE ÜNB können einen Grenzwert in Form eines NTC-Wertes als Ergebnis der Kapazitätsberechnung des benachbarten CCR berücksichtigen.
6. Die CE ÜNB überwachen die Genauigkeit von Nicht-CE- und Nicht-iTCP-Austauschvorgängen im CGM, die nicht über AHC abgewickelt werden. Die CE ÜNB berichten in ihrem Jahresbericht an alle CE- und iTCP-Regulierungsbehörden über die Genauigkeit dieser Prognosen.

#### **Artikel 14. Ursprüngliche lastflussbasierte Berechnung**

1. Als ersten Schritt im Prozess der Berechnung der „Day-Ahead“-Kapazität fasst der CCC die einzelnen Listen der CNEC, die von allen CE ÜNB und iTCP gemäß Artikel 5 Absatz 4 übermittelt wurden, zu einer einzigen Liste zusammen, die ursprüngliche Liste der CNEC darstellt.
2. Anschließend verwendet der CCC die ursprüngliche Liste der CNEC gemäß Absatz 1, das CGM gemäß Artikel 4(7) und das GSK für jede Gebotszone gemäß Artikel 9, um die ursprünglichen Lastflussparameter für jede DA CC MTU zu berechnen.
3. Die anfänglichen Lastflussparameter werden gemäß Artikel 11 berechnet und bestehen aus den  $PTDF_{init}$  and  $\vec{F}_{ref,init}$ -Werten für jede anfängliche CNEC.

#### **Artikel 15. Definition der endgültigen Liste der CNEC und MNEC für die Intraday-Kapazitätsberechnung**

1. Der CCC verwendet die gemäß Artikel 14 erstellte ursprüngliche Liste der CNECs und streichen diejenigen CNECs, bei denen der maximale Zone-zu-Zone- $PTDF_{init}$  unter 5 % liegt. Die verbleibenden CNEC bilden die vorläufige Liste der CNEC.
2. Die CE ÜNB und die iTCP können Netzelemente mit einer Spannungsebene von 110 kV und darüber in die endgültige Liste der CNEC aufnehmen, sofern der maximale Zone-zu-Zone-PTDF dem in Absatz 1 genannten Schwellenwert von 5 % entspricht oder darüber liegt.
3. Der CCC verwendet die von den CE ÜNB und der iTCP vorgelegten Listen der MNEC und führt sie auf der Grundlage der von den CE ÜNB und der iTCP gemäß Artikel 5 bereitgestellten Informationen zu einer gemeinsamen Liste der MNEC zusammen, die während des NRAO-Prozesses überwacht wird. Gemäß Artikel 16 Absatz 3 Buchstabe d Ziffer vi kann die zusätzliche Belastung, die sich aus der Anwendung des NRAO-Prozesses auf die MNEC ergibt, während des NRAO-Verfahrens begrenzt werden, wobei sichergestellt wird, dass eine bestimmte zusätzliche Belastung bis zu dem festgelegten Schwellenwert stets akzeptiert wird.

## Artikel 16. Artikel 16 Optimierung kostenneutraler Entlastungsmaßnahmen

1. Der NRAO-Prozess koordiniert und optimiert die Nutzung und Anwendung kostenneutraler RAs gemäß Artikel 10 mit dem Ziel, den Flow-Based Domain um den voraussichtlichen Betriebspunkt des Netzes, der durch die Referenznettopositionen und den Austausch dargestellt wird, zu vergrößern und zu sichern.
2. Die NRAO ist ein automatisierter, koordinierter und reproduzierbarer Optimierungsprozess, der durch den CCC durchgeführt wird und bei dem die gemäß Artikel 10 definierten kostenneutralen RA angewendet werden. Vor dem Start der NRAO wendet der CCC die von den einzelnen ÜNB gemäß Artikel 10 Absätze 4 und 5 festgelegte und bereitgestellte anfängliche Festlegung der kostenneutralen und mit Kosten verbundenen RAs an.
3. Die NRAO besteht aus der folgenden Zielfunktion, Variablen und Nebenbedingungen:

- (a) die objektive Funktion der NRAO ist die Maximierung der kleinsten relativen RAM aller begrenzenden CNEC. Vergabebeschränkungen werden nicht in diese Zielfunktion einbezogen.

$$\min_{\text{begrenzend CNEC}} (RAM_{rel}) \rightarrow \text{ist zu maximieren}$$

- (b) Der Optimierungsprozess iteriert<sup>6</sup> über Schaltzustände (d. h. aktiviert oder nicht aktiviert) der topologischen Maßnahmen, den Bereich der Sollwerte jeder HGÜ-Leitung und die PST-Stufenstellungen, um dieses Ziel zu maximieren. Präventive RA können gemeinsam mit allen CNEC assoziiert werden, während kurative RA unabhängig für jede Ausfallvariante optimiert werden können.
- (c) Für einen gegebenen Optimierungszustand berücksichtigt das  $RAM_{nrao}$  eines CNEC Flüsse, die von Referenznettopositionen und -börsen stammen, sowie Schaltzustände von RAs. Infolgedessen werden  $PTDF_{nrao}$  und  $F_{nrao}$  bei jeder Optimierungsiteration für jeden CNEC aktualisiert. Die Berechnungen von  $RAM_{nrao}$  und relativem  $RAM_{nrao}$  für einen gegebenen CNEC werden in Gleichung 8 und Gleichung 9 ausgedrückt und beruhen auf  $F_{max}$ ,  $FRM$  und  $F_{ref,init}$ .

$$\overrightarrow{RAM}_{nrao} = \vec{F}_{max} - \overrightarrow{FRM} - \vec{F}_{ref,init} + \vec{F}_{nrao}$$

Gleichung 8

wobei gilt:

$\overrightarrow{RAM}_{nrao}$	RAM pro CNEC während des NRAO-Optimierungsprozesses
$\vec{F}_{ref,init}$	Referenzlastfluss pro CNEC im CGM in der ersten lastflussbasierten Berechnung
$\vec{F}_{nrao}$	Lastflussänderung pro CNEC aufgrund von präventiven und/oder kurativen RAs, abgeleitet aus Simulationen, die auf dem CGM durchgeführt wurden (und anfänglich Null)

---

<sup>6</sup> Eine globale Optimierung, bei der die optimale Lösung in einer Iteration gefunden wird, wäre ebenfalls akzeptabel, solange das endgültige Optimierungsergebnis mindestens so gut ist wie das durch den beschriebenen iterativen Prozess erzielte, d. h. zu einem höheren Wert der Zielfunktion führt und gleichzeitig alle Nebenbedingungen erfüllt.

$$RAM_{rel} = \frac{RAM_{nrao}}{\sum_{(A,B) \in \text{Nachbarpaare}} |PTDF_{A \rightarrow B, nrao}|} \text{ Wenn } RAM_{nrao} \geq 0$$

$$RAM_{rel} = RAM_{nrao} \text{ Wenn } RAM_{nrao} < 0^7$$

Gleichung 9

wobei gilt:

*Nachbarpaare* Ein Satz von zwei benachbarten CE-Gebotszonen oder ein Satz aus einer CE-Gebotszone und einer benachbarten EVH

$PTDF_{A \rightarrow B, nrao}$  Zone-zu-Zone-PTDF für die aktuelle Optimierungsiteration

(d) Die Einschränkungen des NRAO sind:

- i.  $F_{max}$ ,  $FRM$  und  $F_{ref,init}$  pro CNEC;
- ii. die verfügbare Bandbreite an Abgriffspositionen jedes PST;
- iii. die verfügbare Bandbreite der Sollwerte jeder HGÜ-Leitung
- iv. parallele PST, wie von den ÜNB definiert, müssen gleiche Abzweigpositionen haben;
- v. Eine RA darf nur dann mit einer CNEC in Verbindung gebracht werden, wenn sie einen minimalen positiven Einfluss auf die Zielfunktion oder die Beschränkung hat;
- vi. die maximale Anzahl aktivierter kurativer, kostenneutraler Entlastungsmaßnahmen pro CNEC (mit Ausfallvariante);
- vii. Das  $RAM_{nrao}$  der MNEC muss positiv sein. Für MNEC gilt eine mindestanfängliche  $RAM_{nrao}$  (am Referenzpunkt, ohne RAs) von 50 MW;

Der Ringfluss auf jedem gebotszonenübergreifenden CNEC, der gleich  $F_{0,alle}$  ist und gemäß Artikel 17(3) berechnet wird, darf nicht über Folgendes steigen:

- d.vii.1. der Anfangswert von  $F_{0,alle}$  des betrachteten CNEC vor der NRAO, falls dieser Wert höher oder gleich dem in Artikel 10 Absatz 5 festgelegten Schwellenwert für den Ringfluss ist;
- d.vii.2. der Schwellenwert für den Ringfluss gemäß Artikel 10 Absatz 5, falls der Anfangswert  $F_{0,alle}$  des betrachteten CNEC vor der NRAO niedriger ist als der Schwellenwert für den Ringfluss gemäß Artikel 10 Absatz 5;

4. Als Ergebnis der NRAO ist jedem CNEC eine Reihe von RAs zugeordnet.  $PTDF$  und  $F_{ref}$  werden wie folgt aktualisiert:

(a)  $PTDF_f = PTDF_{nrao}$  direkt aus den Optimierungsergebnissen;

---

<sup>7</sup>  $RAM_{rel}$  ignoriert PTDFs für überlastete CNEC, um die größten absoluten Überlastungen zuerst zu lösen.

- (b)  $\vec{F}_{ref} = \vec{F}_{ref,init} - \vec{F}_{nrao}$ , basierend auf den RA, die von der NRAO mit jedem CNEC verbunden sind.
5. Die am Ende der NRAO angewandten nicht kostenpflichtigen RA sind für alle ÜNB der CE CCR und auch der angrenzenden CCR transparent und werden als Beitrag zur koordinierten Betriebssicherheitsanalyse gemäß Artikel 75 der SO-Verordnung herangezogen.
  6. Ein Austausch der vorgesehenen Entlastungsmaßnahmen in jeder CCR mit ausreichend Einfluss auf die gebotszonenübergreifende Kapazität in anderen Kapazitätsberechnungsregionen ist zwischen den CCCs zu koordinieren. Der CE-CCC hat diese Informationen bei der koordinierten Anwendung von Entlastungsmaßnahmen in der CE CCR zu berücksichtigen;
  7. Jedes Jahr nach der Umsetzung dieser Methodik gemäß Artikel 30 Absatz 2 analysiert der CCC in Abstimmung mit den CE ÜNB und der iTCP die Effizienz der NRAO und legt die Ergebnisse dieser Analyse im Jahresbericht dar. Diese Analyse soll eine Ex-post-Analyse darüber enthalten, ob die NRAO die gebotszonenübergreifende Kapazität in der Richtung des wertvollsten Marktes effektiv erhöht hat. Die Analyse konzentriert sich auf Daten aus dem letzten Betriebsjahr und enthält mindestens die folgenden Informationen:
    - (a) eine Bewertung der Verfügbarkeit nicht kostenpflichtiger RAs, die von den CE ÜNB und der iTCP bereitgestellt werden, einschließlich der durchschnittlichen Anzahl nicht kostenpflichtiger RAs, die von jedem CE ÜNB und der iTCP bereitgestellt werden;
    - (b) für die CE ÜNB oder iTCP, die keine nicht-kostenintensiven RAs bereitgestellt haben, eine Begründung, warum sie dies nicht getan haben;
    - (c) für jedes CNEC mit einem Schattenpreis ungleich Null:  $\overline{PTDF}_{init}$ ,  $\overline{PTDF}_f$ ,  $F_{ref,init}$  und  $F_{nrao}$ ; und
    - (d) eine Schätzung des Marktausgleichspunkts (und des damit verbundenen Marktwohlstands), der möglicherweise eingetreten wäre, wenn die NRAO nicht stattgefunden hätte (aber einschließlich anderer Schritte zur Kapazitätsberechnung wie minRAM, LTA-Einbeziehung und einer Schätzung der Validierungsphase)
  8. Auf der Grundlage der Schlussfolgerung der im vorherigen Absatz erwähnten Analyse können die CE ÜNB oder die iTCP Änderungen an der NRAO vorschlagen, indem sie allen CE- und iTCP-Regulierungsbehörden einen Vorschlag zur Änderung dieser Methode gemäß Artikel 9 Absatz 13 der CACM-Verordnung unterbreiten.

## Artikel 17. Anpassung auf Mindest-RAM

1. Um die Anforderung von Artikel 21 Absatz 1 Buchstabe b Ziffer ii der CACM-Verordnung zu erfüllen, stellen die CE ÜNB und die iTCP sicher, dass der RAM für jeden CNEC, der die gebotszonenübergreifende Kapazität bestimmt, niemals unter einem Mindestwert RAM liegt, außer in Fällen von Validierungskürzungen gemäß Artikel 20.
2. Um die Anpassung für das Minimum RAM für ein CNEC zu bestimmen, wird zunächst der Lastfluss in der Situation ohne kommerziellen Austausch innerhalb der CE CCR und an den AHC-Grenzen berechnet, indem die Nettopositionen  $\overline{NP}_i$  in Gleichung 6 für alle CE-Gebotszonen und für alle VHs auf Null gesetzt werden, was zu folgender Gleichung führt:

$$\vec{F}_{0,CE} = \vec{F}_{ref} - \mathbf{PTDF}_f \overline{NP}_{ref,CE}$$

*Gleichung 10*

wobei gilt:

$\vec{F}_{0,CE}$	Lastfluss pro CNEC in der Situation ohne kommerziellen Austausch innerhalb der CE CCR, einschließlich der iTCP, und ohne kommerziellen Austausch an den AHC-Grenzen
$\vec{F}_{ref}$	Lastfluss pro CNEC im CGM nach der NRAO
$\mathbf{PTDF}_f$	Verteilungsfaktor-Matrix für die Leistungsübertragung für den CE CCR, einschließlich VHs
$\overline{NP}_{ref,CE}$	CE-Nettopositionen, die im CGM enthalten sind

3. Dann berechnet der CCC  $F_{0,alle}$ , den Lastfluss auf jedem CNEC in einer Situation ohne kommerziellen Austausch zwischen Gebotszonen innerhalb Kontinentaleuropas und zwischen Gebotszonen innerhalb Kontinentaleuropas und Gebotszonen aus anderen synchronen Gebieten. Für diese Berechnung setzt der CCC alle Austausche an Gleichstrom-Interkonnektoren zwischen Kontinentaleuropa und anderen synchronen Gebieten auf null und berechnet dann die zonalen PTDFs für alle Gebotszonen innerhalb des synchronen Gebiets Kontinentaleuropa für jeden CNEC. Für diese Berechnung verwendet der CCC die GSK, die von den betreffenden ÜNB an die Plattform des gemeinsamen Netzmodells übermittelt werden. Wenn diese nicht verfügbar sind, verwendet der CCC einen GSK, an dem alle Knoten mit positiver Einspeisung teilnehmen, um die Last proportional zu ihrer Einspeisung zu verschieben. Anschließend berechnet der CCC  $F_{0,alle}$  mit der folgenden Gleichung 11.

$$\vec{F}_{0,alle} = \vec{F}_{ref} - \mathbf{PTDF}_{alle} \overline{NP}_{ref,alle}$$

*Gleichung 11*

wobei gilt:

$\vec{F}_{0,alle}$	Lastfluss pro CNEC in einer Situation ohne kommerziellen Austausch zwischen Gebotszonen innerhalb Kontinentaleuropas und zwischen Gebotszonen innerhalb Kontinentaleuropas und Gebotszonen anderer Synchrongebiete
$\mathbf{PTDF}_{alle}$	Stromübertragungsverteilungsfaktor-Matrix für alle Gebotszonen in Kontinentaleuropa und alle CE CNEC

$\overline{NP}_{ref,alle}$  Gesamte Nettopositionen pro Gebotszone in Kontinentaleuropa, die im CGM enthalten sind

4. Der Lastfluss, der sich aus dem kommerziellen Austausch außerhalb des CE CCR ergibt, wird angenommen ( $F_{uaf}$ ) wird dann für jedes CNEC wie folgt berechnet:

$$\vec{F}_{uaf} = \vec{F}_{0,CE} - \vec{F}_{0,alle}$$

Gleichung 12

wobei gilt:

$\vec{F}_{uaf}$  Lastfluss pro CNEC, der sich aus dem kommerziellen Austausch außerhalb der CE CCR ergibt, einschließlich der iTCP, ohne Lastflüsse, die sich aus dem Handelsaustausch an den AHC-Grenzen ergeben

5. Das Hauptziel der Anpassung des Mindest-RAM besteht darin, sicherzustellen, dass mindestens ein bestimmter Prozentsatz, wie in Absatz 9 definiert, von  $F_{max}$  für den kommerziellen Austausch an allen Gebotszongrenzen reserviert ist, einschließlich derjenigen außerhalb des CE CCR. Dies bedeutet, dass die Summe von RAM (Kapazität, die innerhalb des CE CCR und an den AHC-Grenzen angeboten wird) und  $F_{uaf}$  (Kapazität, die außerhalb des CE CCR mit Ausnahme der AHC-Grenzen angeboten wird) auf den CE CNEC gleich oder höher als der in Absatz 9 definierte spezifische Prozentsatz von  $F_{max}$  sein muss. Wenn der spezifische Prozentsatz, der in Absatz 9 definiert ist, allgemein als minimaler RAM-Faktor ( $R_{amr}$ ) ausgedrückt wird, dann folgt daraus:

$$RAM + F_{uaf} \geq R_{amr} \cdot F_{max}$$

Gleichung 13

6. Die Anpassung der minimalen RAM soll sicherstellen, dass die vorherige Ungleichung immer erfüllt ist, daher wird AMR wie folgt hinzugefügt:

$$\begin{aligned} RAM + F_{uaf} + AMR &= R_{amr} \cdot F_{max} \\ RAM &= F_{max} - FRM - F_{0,CE} \end{aligned}$$

Gleichung 14

7. Der für den Handel verfügbare Mindest-RAM für jeden CNEC der CE CCR darf nicht unter 20 % von  $F_{max}$  liegen.
8. Durch die Kombination der vorherigen Anforderungen wird das AMR für einen CNEC schließlich mit der folgenden Gleichung bestimmt:

$$AMR = \max \left( \begin{array}{l} R_{amr} \cdot F_{max} - F_{uaf} - (F_{max} - FRM - F_{0,CE}), \\ 0,2 \cdot F_{max} - (F_{max} - FRM - F_{0,CE}), 0 \end{array} \right)$$

Gleichung 15

wobei gilt:

$F_{max}$  maximal zulässiger Lastfluss

$FRM$	Lastfluss-Zuverlässigkeitsmarge
$F_{uaf}$	Lastfluss pro CNEC, der sich aus angenommenem kommerziellem Austausch außerhalb der CE CCR ergibt, einschließlich der iTCP, aber ohne Lastflüsse, die sich aus Handelsgeschäften an den AHC-Grenzen ergeben
$F_{0,CE}$	Lastfluss in der Situation ohne kommerziellen Austausch innerhalb der CE CCR, einschließlich der iTCP, und ohne Handelsaustausch an den AHC-Grenzen
$R_{amr}$	Mindest-RAM-Faktor

9. Der Mindest-RAM-Faktor  $R_{amr}$  muss für alle CNEC gleich 0,7 sein, mit Ausnahme derjenigen, für die eine Ausnahme gemäß den einschlägigen Rechtsvorschriften der Union gewährt wurde. Im Falle einer solchen Ausnahmeregelung wird der  $R_{amr}$  durch die Entscheidungen über die Ausnahmeregelungen definiert. Im letzteren Fall informieren die von solchen Ausnahmen betroffenen ÜNB alle CE- und iTCP-Regulierungsbehörden und die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden über die Werte  $R_{amr}$ , die während des Zeitraums gelten, für den die Ausnahme gewährt wurde.

## **Artikel 18. Einbeziehung vergebener Langfristkapazitäten (LTA)**

1. Gemäß Artikel 21 Absatz 1 Buchstabe b Ziffer iii der CACM-Verordnung müssen die CE ÜNB folgende Regeln für die Berücksichtigung der vorher vergebenen gebotszonenübergreifenden Kapazität anwenden:
  - (a) die Vorschriften stellen sicher, dass gebotszonenübergreifende Kapazitäten alle Kombinationen von Nettopositionen, die sich aus zuvor vergebener gebotszonenübergreifender Kapazität ergeben könnten, berücksichtigen können.
  - (b) Die vorher vergebenen Kapazitäten an allen Gebotszonengrenzen des CE CCR und an den AHC-Grenzen sind die vergebenen Langfristkapazitäten (LTA), die gemäß der FCA-Verordnung berechnet und zugewiesen werden.
  - (c) Bis zur Umsetzung der langfristigen Kapazitätsberechnung gemäß 1(b) basiert die LTA auf den historischen Werten der langfristig vergebenen Kapazitäten, und jede Änderung wird von allen CE ÜNB mit Unterstützung des Koordinierungsausschusses gemeinsam koordiniert und vereinbart.
2. Ab dem Zeitpunkt der Umsetzung dieser Methodik gemäß Artikel 30 müssen alle CE ÜNB die in Absatz 1 festgelegten Regeln durch erweiterte LTA-Einbeziehung umsetzen.
3. Wenn die CE ÜNB zu dem Schluss kommen, dass die Umsetzung der erweiterten LTA-Einbeziehung ab dem Zeitpunkt der Umsetzung dieser Methodik gemäß Artikel 30 nicht durchführbar ist, können die Übertragungsnetzbetreiber den nationalen Regulierungsbehörden vorschlagen, die in Absatz 1 festgelegten Regeln durch den LTA-Margen-Ansatz als vorübergehende Lösung für einen begrenzten Zeitraum gemeinsam umzusetzen. Die CE ÜNB müssen den CE-NRA eine stichhaltige Begründung vorlegen.
4. Wenn die erweiterte LTA-Einbeziehung in Betrieb ist, können CE ÜNB den LTA-Margen-Ansatz für einen begrenzten Zeitraum als Rollback-Lösung anwenden. Die CE ÜNB müssen den CE-NRA eine stichhaltige Begründung vorlegen.

5. Die CE ÜNB überprüfen regelmäßig die Entscheidung für den Ansatz der erweiterten LTA-Einbeziehung gegenüber dem alternativen Ansatz der LTA-Marge und schlagen den CE-NRAs vor, den Ansatz zu ändern, wenn dies für angemessen erachtet wird.
  - (a) Der LTA-Margen-Ansatz gemäß den Absätzen 2 bis 5 gewährleistet, dass die *RAM* der einzelnen CNEC in allen Kombinationen von Nettopositionen, die sich aus vorher vergebener gebotszonenübergreifender Kapazität ergeben könnten, nicht negativ bleibt. Die gebotszonenübergreifenden Kapazitäten bestehen aus einer Flow-Based Domain.
  - (b) Bei der Anwendung der erweiterten LTA-Einbeziehung bestehen die gebotszonenübergreifenden Kapazitäten aus einer Flow-Based Domain ohne LTA-Einbeziehung und einer LTA-Domain.
6. Falls eine Vergabebeschränkung die Nettopositionen des Kapitals und der Rücklagen gemäß Artikel 7 Absatz 2 einschränkt, wird sie der **PTDF<sub>f</sub>**-Matrix und den  $\vec{F}_{max}$ ,  $\vec{F}_{Ref}$ ,  $\vec{FRM}$ , and  $\vec{AMR}$ -Vektoren wie folgt als zusätzliche Zeile hinzugefügt
  - (a) Der *PTDF*-Wert in der Spalte, die sich auf die Gebotszone bezieht, in der die betreffende Vergabebeschränkung gilt, wird auf 1 für ein Exportlimit bzw. auf -1 für ein Importlimit gesetzt.
  - (b) die *PTDF*-Werte in den Spalten, die sich auf alle anderen Gebotszonen beziehen, werden auf Null gesetzt;
  - (c) der  $F_{max}$  Wert wird auf die Höhe der Vergabebeschränkung gesetzt;
  - (d) Der  $F_{ref}$ -Wert wird auf die CE-Nettoposition im CGM der Gebotszone oder EVH unter Anwendung der Vergabebeschränkung festgelegt, d. h.  $NP_{Ref}$  in der nachstehenden Gleichung; und
  - (e) die *FRM*- und *AMR*-Werte werden auf Null gesetzt;
7. Der erste Schritt bei der LTA-Einbeziehung besteht darin, den Lastfluss für jeden CNEC (einschließlich Vergabebeschränkungen) in jeder Kombination von Nettopositionen zu berechnen, die sich aus der vollständigen Nutzung vorher vergebener Kapazitäten an allen Gebotszonengrenzen des CE CCR und an AHC-Grenzen ergibt, basierend auf Gleichung 6:

$$\vec{F}_{LTAi} = \vec{F}_{ref} + \mathbf{PTDF}_f (\vec{NP}_{LTAi} - \vec{NP}_{ref})$$

Gleichung 16

wobei gilt:

$\vec{F}_{LTAi}$	Lastfluss pro CNEC in LTA-Kapazitätsnutzungs-Kombination $i$
$\vec{F}_{ref}$	Lastfluss pro CNEC im CGM nach der NRAO
<b>PTDF<sub>f</sub></b>	Matrix des Zone-zu-Bilanzierungsknoten-Energieflussverteilungsfaktors
$\vec{NP}_{LTAi}$	CE-Nettopositionen in der LTA-Kapazitätsauslastungskombination $i$
$\vec{NP}_{ref}$	CE-Nettopositionen im CGM

8. Für ein gegebenes CNEC beträgt der maximale orientierte Lastfluss aus dem LTA-Einschluss dann

$$F_{LTA,max} = \max_i F_{LTAi}$$

Gleichung 17

9. Die Anpassung für die LTA-Einbeziehung lautet schließlich:

$$LTA_{Marge} = \max(F_{LTA,max} + FRM - AMR - F_{max}; 0)$$

Gleichung 18

10. Sofern der Ansatz der erweiterten LTA-Einbeziehung angewandt wird, können die CE ÜNB zusätzlich die in den Absätzen 2 bis 5 beschriebenen Schritte mit dem alleinigen Zweck durchführen, eine Flow-Based Domain mit LTA-Einbeziehung als Input für die in den Artikeln 19 und 20 beschriebene koordinierte und individuelle Validierung zur Verfügung zu stellen.

### Artikel 19. Berechnung der Lastflussparameter vor der Validierung

Auf der Grundlage der anfänglichen Flow-Based Domain und der endgültigen Liste der CNEC berechnet der CCC für jeden CNEC die RAM vor der Validierung und stützt sich dabei auf die folgenden aufeinander folgenden Schritte:

- (a) die Berechnung von  $F_{ref}$  und  $PTDF_f$  durch die NRAO gemäß Artikel 16;
- (b) die Berechnung<sup>8</sup> der Anpassung für das MinimumRAM (AMR) gemäß Artikel 17;
- (c) die Berechnung der Anpassung für die LTA-Einbeziehung gemäß Artikel 18;
- (d) die Berechnung von RAM vor der Validierung ist wie folgt:

$$\overrightarrow{RAM}_{bv,LTA_{Marge}} = \vec{F}_{max} - \overrightarrow{FRM} - \vec{F}_{0,CE} + \overrightarrow{AMR} + \overrightarrow{LTA}_{Marge}$$

Gleichung 19a

wobei gilt:

$\vec{F}_{max}$	Maximaler Wirkleistungsfluss gemäß Artikel 6
$\overrightarrow{FRM}$	Lastfluss-Zuverlässigkeitsmarge gemäß Artikel 8
$\vec{F}_{0,CE}$	Lastfluss ohne kommerziellen Austausch in der CE CCR, einschließlich der iTCP, und ohne Handelsaustausch an den AHC-Grenzen, beschrieben in Gleichung 10. Für Vergabebeschränkungen gemäß Artikel 18 Absatz 2 ist dieser Lastfluss gleich Null. <sup>8</sup>
$\overrightarrow{AMR}$	Anpassung für Mindest-RAM gemäß Artikel 17
$\overrightarrow{LTA}_{Marge}$	Lastflussmarge für LTA-Einbeziehung gemäß Artikel 18

---

<sup>8</sup> AMR,  $F_{0,CE}$  und FRM gelten nicht für Vergabebeschränkungen und sind für solche Beschränkungen gleich Null.

$\overline{RAM}_{bv,LTAMarge}$  Verbleibende verfügbare Marge vor der Validierung bei Anwendung der Lastflussmarge für die LTA-Einbeziehung gemäß Artikel 18

- (e) Bei Anwendung des erweiterten LTA-Ansatzes gemäß Artikel 18 Absatz 1 Buchstaben a und b stellt sich die Berechnung der  $RAM$  vor der Validierung wie folgt dar:

$$\overline{RAM}_{bv,keineLTAMarge} = \vec{F}_{max} - \overline{FRM} - \vec{F}_{0,CE} + \overline{AMR}$$

Gleichung 19b

wobei gilt:

$\overline{RAM}_{bv,keineLTAMarge}$  Verbleibende verfügbare Marge vor der Validierung ohne Anwendung der Lastflussmarge für die LTA-Einbeziehung gemäß Artikel 18

## Artikel 20. Validierung der Lastflussparameter

1. Die CE ÜNB und die iTCP validieren die gebotszonenübergreifende Kapazität und sind berechtigt, diese aus Gründen der Betriebssicherheit während des Validierungsprozesses einzeln und in koordinierter Weise zu korrigieren.
2. Die Kapazitätsvalidierung besteht aus zwei Schritten. In einem ersten Schritt analysieren die CE ÜNB in koordinierter Weise, ob die gebotszonenübergreifend Kapazität die betrieblichen Sicherheitsgrenzen verletzen könnte und ob sie selbst genügend Entlastungsmaßnahmen haben, um solche Verstöße zu vermeiden. In einem zweiten Schritt muss jeder CE ÜNB und die iTCP einzeln prüfen, ob die gebotszonenübergreifende Kapazität in der eigenen Regelzone die betrieblichen Sicherheitsgrenzen verletzen könnte.
3. Falls die CE ÜNB und die iTCP den LTA-Margen-Ansatz gemäß Artikel 18 Absatz 5a anwenden, muss die Kapazitätsvalidierung auf der Flow-Based Domain mit  $RAM_{bv,LTAMarge}$  basieren. Falls die CE ÜNB und die iTCP den Ansatz der erweiterten LTA-Einbeziehung gemäß Artikel 18 Absatz 5b anwenden, basiert die Kapazitätsvalidierung auf der konvexen Hülle der Flow-Based Domain mit  $RAM_{bv,keineLTAMarge}$  und der LTA-Domain, aber für die individuelle Validierung gemäß Absatz 5 kann jeder CE ÜNB und die iTCP beschließen, stattdessen  $RAM_{bv,LTAMarge}$  als Grundlage zu verwenden.
4. Im Zuge der Validierung gebotszonenübergreifender Kapazität haben die CE ÜNB und die iTCP Informationen über alle erwarteten verfügbaren (kostenneutralen und kostenbehafteten) Entlastungsmaßnahmen in der CE CCR gemäß der Definition in Artikel 22 der SO-Verordnung auszutauschen. Falls die gebotszonenübergreifende Kapazität zu einer Betriebssicherheitsverletzung führen könnte, prüfen alle CE ÜNB und die iTCP in Abstimmung mit dem CCC, ob ein solcher Verstoß durch die Anwendung von RA vermieden werden kann. In diesem Prozess stimmt sich der CCC mit benachbarten CCC über den Einsatz von RAs ab, die sich auf benachbarte CCR auswirken. Für diejenigen CNEC, bei denen alle verfügbaren RA nicht ausreichen, um eine Verletzung der Betriebssicherheit zu vermeiden, können die CE ÜNB und die iTCP in Abstimmung mit dem CCC die  $RAM_{bv,LTAMarge}$  bzw. die  $RAM_{bv,keineLTAMarge}$  bis zum Höchstwert, der eine Verletzung der Betriebssicherheit vermeidet, verringern. Diese Verringerung wird als ‚koordinierte

Validierungsanpassung‘ (*CVA*) bezeichnet und die angepasste *RAM* wird als ‚*RAM* vor der individuellen Validierung‘ bezeichnet ( $RAM_{biv}$ ).

5. Die koordinierte Validierung gemäß Absatz 4 wird schrittweise eingeführt. In den ersten zweiundvierzig Monaten nach der Einführung dieser Methode gemäß Artikel 30 kann sich die koordinierte Validierung auf den Austausch von Informationen über die verfügbaren (kostenneutralen und kostenbehafteten) RA in der CE CCR und die Beratung der einzelnen ÜNB durch einen CCC auf der Grundlage ihrer Betriebserfahrung beschränken. Nach Ablauf der zweiundvierzig Monate wird das vereinfachte Verfahren durch eine vollständige Analyse gemäß den Absätzen 6 bis 20 ersetzt. Die CE ÜNB und die iTCP nutzen so weit wie möglich eine ähnliche Entwicklung, die in der Kernregion bereits durchgeführt wurden, und verkürzen so möglicherweise die Zeit, die für die Umsetzung benötigt wird.
6. Der koordinierte Validierungsprozess in der CE CCR gemäß Absatz 5 Satz 3 wird vom CCC und den CE ÜNB und optional von den technischen Vertragspartnern gemäß Artikel 13 Absatz 2 nach dem folgenden Verfahren durchgeführt:
  - a. Der CCC verwendet die Eingaben gemäß Absatz 24;
  - b. Der CCC wählt gemäß Absatz 9 die Umstände aus, bei denen es sich um mögliche Marktergebnisse handelt, die bewertet werden sollen, um festzustellen, ob das Elektrizitätsversorgungssystem sie unter Berücksichtigung der Anforderungen an die Betriebssicherheit erfüllen kann;
  - c. Der CCC analysiert die ausgewählten Umstände unter Berücksichtigung der Kriterien gemäß Absatz 11 und unter Anwendung der Methode zur Optimierung der Entlastungsmaßnahme gemäß Absatz 13;
  - d. Der CCC legt in Abstimmung mit den CE ÜNB und der iTCP *CVA* gemäß Absatz 17 Folgendes fest;
  - e. Der CCC berechnet den  $RAM_{biv}$  gemäß Absatz 20;
  - f. Der CCC verbreitet die Ergebnisse der Schritte 2, 3, 4 und 5 gemäß Absatz 21, damit die CE ÜNB und die iTCP gemäß Artikel 13 Absatz 2 sie im einzelnen Validierungsverfahrenschritt berücksichtigen können;
7. Der CCC stützt sich bei der vollständigen koordinierten Validierung auf die folgenden Angaben:
  - (a) die CZC-Domain auf der Grundlage der Lastflussparameter vor der Validierung gemäß Artikel 19 und, falls der erweiterte LTA-Ansatz gemäß Artikel 18 Absatz 5b angewandt wird, den LTA-Bereich;
  - (b) das CGM;
  - (c) alle erwarteten verfügbaren (kostenneutralen und kostenbehafteten) RA in der CE CCR und optional in Regelzonen von integrierten technischen Vertragspartnern gemäß Artikel 13 Absatz 2, definiert in Übereinstimmung mit Artikel 22 der SO-Verordnung. Diese können vorbehaltlich der Abstimmung mit den jeweiligen Anschluss-ÜNB auch RA aus Gebotszonen außerhalb der CE CCR umfassen. Die Wahrscheinlichkeit, dass RA unter den Modellierungsannahmen verfügbar sind, kann bei der Bereitstellung von RA in Betracht gezogen werden;
  - (d) eine Liste von Netzelementen und Ausfallvarianten, die bei der Bewertung der Betriebssicherheit zu berücksichtigen sind. Jeder CE ÜNB und optional jeden technischen

Vertragspartnergemäß Artikel 13 Absatz 2 stellt dem CCC eine solche Liste zur Verfügung. Jedes Netzelement aus dem CGM mit einer Spannungsebene größer oder gleich 220 kV kann berücksichtigt werden. Die Standardeigenschaften dieser Netzelemente sind, dass sie nach einer koordinierten Validierung im Hinblick auf ihre betrieblichen Sicherheitsgrenzen nicht überlastet werden dürfen. Jeder CE ÜNB und die iTCP gemäß Artikel 13 Absatz 2 kann zwei Parameter festlegen, um die Eigenschaften der einzelnen Netzelemente zu ändern. Erstens kann der maximale Lastfluss eines Netzelements erhöht werden. Zweitens kann ein Netzelement als gescanntes Netzelement angegeben werden. Die gescannten Netzelemente dürfen nicht überlastet werden bzw. keine zusätzliche Überlastung erhalten, wie in Absatz 11 beschrieben.

8. Die CE ÜNB und die iTCP können beschließen, dass der CCC die vollständige koordinierte Validierung auf weitere Eingaben stützt, solange dies innerhalb der Grenzen von Artikel 3 Buchstaben b, c und d CACM liegt. Die CE ÜNB und die iTCP können die Parameter und Schwellenwerte der Eingaben ändern, wenn eine Eingabe erhebliche Auswirkungen auf die resultierende CZC haben würde, solange dies innerhalb der Grenzen von Artikel 3 Buchstaben b, c und d CACM liegt. Der CCC berichtet vierteljährlich über die initiale Einrichtung und jede Änderung des Inputs oder seiner Parameter und Schwellenwerte, zusammen mit ihren Auswirkungen und einer angemessenen Begründung. Der CCC gibt eine solche Änderung mindestens zwei Arbeitstage vor ihrem Inkrafttreten öffentlich bekannt.
9. Der CCC wählt separat für jede DA CC MTU mindestens einen Umstand aus, der in der koordinierten Validierung gemäß Absatz 4 Satz 3 analysiert werden soll. Die Anzahl der Umstände muss unter Berücksichtigung der für die Durchführung der koordinierten Validierung verfügbaren Zeit und der Komplexität der Analyse pro Umstand gemäß Absatz 13 ausreichend groß sein. Während der Durchführung der koordinierten Validierung gemäß Absatz 4 Satz 3 müssen die CE ÜNB und die iTCP gemäß Artikel 13 Absatz 2:
  - (a) eine gerechtfertigte Abwägung zwischen der Komplexität der Analyse und der Anzahl der Umstände vornehmen;
  - (b) Kriterien für die Auswahl der Umstände festlegen. Die CE ÜNB und die iTCP können die Kriterien nach der Umsetzung ändern, um der Entwicklung der technischen Bedingungen oder der Marktbedingungen Rechnung zu tragen, solange dies innerhalb der Grenzen von Artikel 3 Absätze (b), (c) und (d) CACM liegt. Der CCC berichtet vierteljährlich über jede Änderung der Kriterien, zusammen mit ihren Auswirkungen und einer angemessenen Begründung.
10. Austausche an Grenzen zu Nicht-CE-Gebotszonen über die AHC werden bei der Definition und Auswahl der Umstände genauso behandelt wie Austausche an CE-Grenzen. Der grenzüberschreitende Handel mit technischen Vertragspartnern kann bei der Auswahl der Umstände optional berücksichtigt werden.
11. Bei der Analyse eines Umstands verwendet der CCC das CGM und wendet die Lastflussberechnung und die Ausfallvarianten-Rechnung an. Die Nettopositionen der Gebotszonen im CGM werden in Richtung der Nettopositionen des Umstands verschoben. Diese Verschiebung erfolgt grundsätzlich unter Verwendung des GSK gemäß Artikel 9. Eine Abweichung vom GSK ist erlaubt, sofern die Einspeisung von Erzeugungsanlagen verändert wird, um eine Verletzung der technischen Grenzen der Erzeugungsanlagen zu verhindern. Das RA-Potenzial im Zusammenhang mit dem Redispatch wird angepasst, um die Dispatch-Änderungen zwischen dem CGM und dem Umstand zu berücksichtigen.
12. Für jeden Umstand in jeder DA CC MTU wird der maximal zulässige Lastfluss auf jedem gescannten Netzelement falls erforderlich so erhöht, dass die Differenz zwischen dem maximal zulässigen Lastfluss und dem Lastfluss nach dem Ausfall in dem Umstand vor der Optimierung der

Entlastungsmaßnahme gemäß Absatz 13 mindestens so groß ist wie ein Schwellenwert, der nach dem in Absatz 7 beschriebenen Verfahren festgelegt wird.

13. Der CCC führt eine RA-Optimierung durch, um für jeden Umstand in jeder DA CC MTU zu bestimmen, inwieweit dieser Umstand im Hinblick auf die Betriebssicherheit realisiert werden könnte. Der Umstand kann vollständig verwirklicht werden, wenn alle Verletzungen der Betriebssicherheit, die nach der Verlagerung des CGM in den Umstand gemäß Absatz 9 und unter Berücksichtigung der Netzelemente, Ausfälle und Eigenschaften gemäß Absatz 7d auftreten könnten, durch die Anwendung von RA vollständig beseitigt werden können. Falls der Umstand nicht realisiert werden kann, ohne Betriebssicherheitseinschränkungen zu verletzen, muss die RA-Optimierung das Ausmaß dieser Verletzung bestimmen. Die RA-Optimierung soll außerdem einen alternativen Umstand bestimmen, der dem ursprünglichen so ähnlich wie möglich ist, aber ohne Verletzung der Betriebssicherheitseinschränkungen umgesetzt werden kann.
14. Bei der RA-Optimierung werden dieselben Arten von RA berücksichtigt, die im Core- und Norditalien-ROSC-Prozess verwendet werden, der die gemäß Artikel 76 Absatz 1 der SO-Verordnung entwickelte Methode umsetzt, oder andere Engpassmanagement-Planungsprozesse der CE ÜNB und der iTCP. Um die Komplexität der RA-Optimierung zu begrenzen und in Übereinstimmung mit den in Absatz 7 dargelegten Anforderungen und Verpflichtungen können die CE ÜNB und die iTCP die Eingaben der koordinierten Validierung anpassen, um die geschätzte Auswirkung der Engpassmanagement-Planungsverfahren widerzuspiegeln, während sie gleichzeitig die Einschränkungen der Betriebssicherheit einhalten. Solche Anpassungen können unter anderem das Ignorieren von Netzelementen oder das Zulassen einer bestimmten Überlast umfassen. Bei der RA-Optimierung werden präventive und kurative RA berücksichtigt, wobei der Nutzen der kurativen RA ganz oder teilweise geteilt wird.
15. Die RA-Optimierung ist so zu spezifizieren, dass der Einsatz von RA einer Reduzierung auf das notwendige Maß vorausgeht, damit der Umstand realisiert werden kann. Die RA-Optimierung wird in Übereinstimmung mit dem Ansatz zur Bestimmung der Grenzen der CZC gemäß Absatz 17 konzipiert.
16. Die CE ÜNB und die iTCP können die folgenden Mittel anwenden, um die RA-Optimierung zu lockern oder einzuschränken:
  - a. Um unnötig strenge Einschränkungen zu vermeiden, können die CE ÜNB oder die iTCP Optimierungsparameter festlegen. Diese können unter anderem darin bestehen, dass niedrige Sensitivitäten der Auslastungen auf Netzelementen in Bezug auf RA und/oder gebotszonenübergreifende Austausch ignoriert werden;
  - b. Um die Einschränkungen der Core- und Norditalien-ROSC-Prozesse, welche die gemäß Artikel 76 Absatz 1 der SO-Verordnung entwickelte Methode umsetzen, oder anderer Engpassmanagement-Planungsprozesse der CE ÜNB und der iTCP zu berücksichtigen, können die CE ÜNB und die iTCP Grenzen für die Anzahl der RA und/oder für die Gesamtmenge des Redispatch festlegen, die gleichzeitig angewendet werden können. Diese Grenzen können für Untergruppen von RA festgelegt werden.
  - c. Die CE ÜNB oder die iTCP können die Zielfunktion so definieren, dass das Ausmaß der Verstöße gegen die Betriebssicherheit minimiert und/oder das Ausmaß, in dem der gebotszonenübergreifende Austausch dem Umstand entspricht, maximiert wird.
17. Wenn ein oder mehrere Umstände für eine DA CC MTU nicht in vollem Umfang realisiert werden können, begrenzt der CCC die gebotszonenübergreifende Kapazität so, dass die maximale Auslastung der Netzelemente, die in jedem Fall zu Verletzungen der Betriebssicherheit führen würde, reduziert wird, um die Grenzen der Betriebssicherheit einzuhalten. CNEC mit angewandter CVA müssen hinreichend wirksam sein, um die Auslastung der Netzelemente zu reduzieren, bei denen

unter den Umständen ohne *CVA* die Grenzen der Betriebssicherheit verletzt würden. Wenn mehrere Umstände zur *CVA* in einer bestimmten DA CC MTU führen, ist der endgültige *CVA* pro CNEC das Maximum über alle Umstände.

18. Die CE ÜNB und die iTCP erwägen eine Mindestkapazitätsuntergrenze in Form des Prozentsatzes der  $RAM_{biv}$  im Verhältnis zur maximal zulässigen Wirkleistung pro CNEC ( $F_{max}$ ) gemäß Artikel 6 Absatz 2d. Die *CVA* ist so zu begrenzen, dass diese Untergrenze eingehalten wird, so dass alle verbleibenden Verletzungen der Betriebssicherheit der individuellen Validierung überlassen werden.
19. Vorbehaltlich eines vorherigen Abgleichs mit den anderen CE ÜNB und der iTCP und dem CCC, bei dem versucht wurde, die Gründe für die Ablehnung zu klären, kann ein CE ÜNB alle *CVA*, die sich aus einem oder mehreren Umständen in einer oder mehreren DA CC MTU ergeben, mit Begründung ablehnen. Im Falle einer solchen Ablehnung wird die endgültige *CVA* neu berechnet, als ob sich aus den abgelehnten Umständen keine *CVA* ergeben hätte.
20. Der CCC berechnet für jedes CNEC:

- (a) die *RAM* vor der individuellen Validierung wie folgt;

$$\overrightarrow{RAM}_{biv,LTAMarge} = \overrightarrow{RAM}_{bv,LTAMarge} - \overrightarrow{CVA}$$

Gleichung 19c

- (b) bei Anwendung des erweiterten LTA-Ansatzes gemäß Artikel 18 Absatz 1a und b die *RAM* vor der individuellen Validierung wie folgt:

$$\overrightarrow{RAM}_{biv,keineLTAMarge} = \overrightarrow{RAM}_{bv,keineLTAMarge} - \overrightarrow{CVA}$$

Gleichung 19d

21. Der CCC teilt mit jedem CE ÜNB und der iTCP gemäß Artikel 13 Absatz 2 alle Informationen, die erforderlich sind, um die Kohärenz der nachfolgenden individuellen Validierung mit der koordinierten Validierung zu unterstützen. Diese Informationen müssen mindestens die analysierten Umstände, die angewandten RA und gegebenenfalls die nach der koordinierten Validierung verbleibenden Betriebssicherheitsverletzungen umfassen.
22. Nach der koordinierten Validierung validieren jeder CE ÜNB und die iTCP und haben das Recht, den *RAM* aus Gründen der Betriebssicherheit während der individuellen Validierung zu verringern. Die Anpassung aufgrund einer individuellen Validierung wird als „individuelle Validierungsanpassung“ (*IVA*) bezeichnet und muss einen positiven Wert haben, d. h. sie darf nur den *RAM* reduzieren. *IVA* darf den *RAM* nur auf das Mindestmaß reduzieren, das zur Gewährleistung der Betriebssicherheit erforderlich ist, wobei alle voraussichtlich verfügbaren kostenpflichtigen und kostenlosen RAs gemäß Artikel 22 der SO-Verordnung zu berücksichtigen sind. Die individuelle Anpassung der Validierung kann in den folgenden Situationen vorgenommen werden:
  - (a) das Auftreten einer außergewöhnlichen Ausfallvariante oder eine störungsbedingte Nichtverfügbarkeit gemäß der Definition in Artikel 3 Absatz 39 sowie Artikel 3 Absatz 77 der SO-Verordnung;
  - (b) wenn alle verfügbaren kostenneutralen und mit Kosten verbundenen RAs nicht ausreichen, um die Betriebssicherheit zu gewährleisten, unter Berücksichtigung der Analyse des CCC gemäß Absatz 5 und gegebenenfalls in Abstimmung mit dem CCC;
  - (c) ein Fehler in den Eingabedaten, der zu einer Überschätzung der gebotszonenübergreifenden Kapazität aus der Perspektive der Betriebssicherheit führt; und/oder

- (d) eine potenzielle Notwendigkeit zur Deckung von Blindleistungsflüssen an bestimmten CNEC.
23. Wenn alle verfügbaren kostenneutralen und mit Kosten verbundenen RAs nicht ausreichen, um die Betriebssicherheit eines internen Netzelements mit einem bestimmten Ausfallkonzept zu gewährleisten, das nicht als CNEC definiert ist und für das der maximale Zone-zu-Zone-PTDF über dem in Artikel 15 Absatz 1 genannten PTDF-Schwellenwert liegt, können der zuständige CE ÜNB und der iTCP dieses interne Netzelement mit der zugehörigen Ausfallvariante ausnahmsweise in die endgültige Liste der CNEC aufnehmen. Der RAM für dieses außergewöhnliche CNEC soll der höchste RAM sein, der die Betriebssicherheit unter Berücksichtigung aller verfügbaren kostenpflichtigen und kostenlosen RAs gewährleistet.  $PTDF_{init}$  gemäß Artikel 14(3) soll verwendet werden, um festzustellen, ob der PTDF der zusätzlichen CNEC über dem PTDF-Schwellenwert liegt. Bei der Berücksichtigung des zusätzlichen CNEC in der Berechnung der endgültigen Lastflussparameter ist der  $PTDF_f$ -Wert aus der NRAO gemäß Artikel 16 zu berücksichtigen.
24. Bei der Validierung berücksichtigen die CE ÜNB und die iTCP die betrieblichen Sicherheitsgrenzen gemäß Artikel 6 Absatz 1. Bei der Berücksichtigung solcher Grenzen können sie zusätzliche Netzmodelle und andere relevante Informationen in Betracht ziehen. Daher sollen die CE ÜNB und iTCP die vom CCC entwickelten Analyse-Tools verwenden, können aber auch Verifizierungstools einsetzen, die dem CCC nicht zur Verfügung stehen.
25. Im Falle einer erforderlichen Reduzierung aufgrund von Situationen gemäß Absatz 22(a) kann ein CE ÜNB oder die iTCP einen positiven Wert für IVA für seine eigenen CNEC verwenden oder die Vergabebeschränkungen gemäß Artikel 7 anpassen, um die gebotszonenübergreifende Kapazität für seine Gebotszone zu reduzieren.
26. Im Falle einer erforderlichen Reduzierung aufgrund von Situationen, wie in Absatz 22(b), (c) und (d) definiert, kann ein CE ÜNB einen positiven Wert für IVA für seine eigenen CNECs verwenden. Im Falle einer Situation gemäß Absatz 22 Buchstabe c kann ein CE ÜNB oder die iTCP als letztes Mittel eine gemeinsame Entscheidung zur Einleitung der Standardparameter für Lastflussparameter gemäß Artikel 22 beantragen.
27. Nach koordinierten und individuellen Validierungsanpassungen wird die  $RAM_{bn}$  vor der Anpassung für nominierte Langfriskapazitäten von dem CCC für jedes CNEC und jede Vergabebeschränkung gemäß GGleichung 20a bei Anwendung des LTA-Margen-Ansatzes und gemäß Gleichung 20b bei Anwendung der erweiterten LTA-Einbeziehung berechnet:

$$\overrightarrow{RAM}_{bn} = \overrightarrow{RAM}_{bv,LTAMarge} - \overrightarrow{CVA} - \overrightarrow{IVA}$$

Gleichung 20a

$$\overrightarrow{RAM}_{bn} = \overrightarrow{RAM}_{bv,keineLTAMarge} - \overrightarrow{CVA} - \overrightarrow{IVA}$$

Gleichung 20b

wobei gilt:

$\overrightarrow{RAM}_{bn}$  verbleibende verfügbare Marge vor Anpassung für nominierte Langfriskapazitäten

$\overline{RAM}_{bv,LTA\text{Marge}}$	verbleibende verfügbare Marge vor der Validierung gemäß Artikel 19(d)
$\overline{RAM}_{bv,keineLTA\text{Marge}}$	verbleibende verfügbare Marge vor der Validierung gemäß Artikel 19(e)
$\overline{CVA}$	koordinierte Anpassung der Validierung
$\overline{IVA}$	individuelle Anpassung der Validierung

28. Jede Verringerung der gebotszonenübergreifenden Kapazitäten während des Validierungsprozesses, getrennt für die koordinierte und die individuelle Validierung, wird den Marktteilnehmern und allen CE- und iTCP-Regulierungsbehörden gemäß Artikel 27 bzw. Artikel 29 mitgeteilt und begründet.
29. Nur wenn die CE ÜNB den LTA-Margen-Ansatz gemäß Artikel 18 Absatz 5a anwenden, stellen Kapazitätsreduzierungen durch *CVA* und *IVA* sicher, dass die  $RAM_{bn}$  in allen aus der LTA resultierenden Kombinationen von Nominierungen nicht negativ bleibt, um die Anforderung gemäß Artikel 18 Absatz 5a zu erfüllen. Eine solche Beschränkung wird für jedes CNEC, einschließlich Vergabebeschränkungen, durch die folgende Gleichung beschrieben:

$$CVA + IVA \leq F_{max} - FRM + AMR + LTA_{Marge} - F_{LTA,max}$$

*Gleichung 21*

wobei gilt:

<i>CVA</i>	koordinierte Anpassung der Validierung
<i>IVA</i>	individuelle Anpassung der Validierung
$F_{LTA,max}$	maximaler orientierter Lastfluss aus LTA-Einbeziehung gemäß Gleichung 17

30. Alle drei Monate legt der CCC im Quartalsbericht alle Informationen über die Verringerung der gebotszonenübergreifenden Kapazität vor, getrennt nach koordinierten und individuellen Validierungen. Der vierteljährliche Bericht muss für jedes CNEC der Presolved Domain, die von einer Reduzierung betroffen ist, und für jede DA CC MTU mindestens die folgenden Informationen enthalten:

- Die Identifizierung des CNEC;
- alle entsprechenden Lastflusskomponenten gemäß Artikel 27 Absatz 2 Buchstabe d Ziffer vii;
- das Volumen der Reduzierung, der Schattenpreis des CNEC, der sich aus der SDAC ergibt, und der geschätzte Marktverlust des wirtschaftlichen Überschusses aufgrund der Reduzierung;
- den detaillierten Grund/die detaillierten Gründe für die Verringerung, einschließlich der betrieblichen Sicherheitsgrenzen, die ohne Verringerungen verletzt würden sowie die Umstände, unter denen die Grenzwerte verletzt würden;
- wenn während der Validierung ausnahmsweise ein internes Netzelement mit einer spezifischen Ausfallvariante zu der endgültigen Liste der CNEC hinzugefügt wurde: eine

Begründung, warum die Hinzufügung des Netzelements mit einer spezifischen Ausfallvariante zu der Liste die einzige Möglichkeit war, um die Betriebssicherheit zu gewährleisten, den Namen oder die Kennung der internen Netzelemente mit einem spezifischen Ausfallvariante, die DA CC MTU, für welche die internen Netzelemente mit einer spezifischen Ausfallvariante in die Liste aufgenommen wurden und die vorstehend unter den Buchstaben b und c genannten Informationen;

- (f) die im CGM vor der Day-Ahead-Kapazitätsberechnung enthaltenen Entlastungsmaßnahmen;
  - (g) bei einer Verringerung aufgrund einer individuellen Validierung den ÜNB, der die Verringerung veranlasst hat;
  - (h) die beabsichtigten Maßnahmen zur Vermeidung ähnlicher Verringerungen in der Zukunft.
31. Der vierteljährliche Bericht muss darüber hinaus mindestens die folgenden aggregierten Informationen beinhalten:
- (a) Statistiken zur Anzahl der von den unterschiedlichen ÜNBs vorgenommenen Verringerungen sowie deren Ursachen, Volumen und der geschätzte Verlust in der ökonomischen Rente;
  - (b) allgemeine Maßnahmen zur Vermeidung von gebotszonenübergreifenden Kapazitätsverringerungen in der Zukunft;
  - (c) Änderungen der Eingaben, Parameter oder Schwellenwerte der koordinierten Validierung gemäß Absatz 7.
32. Wenn die Kapazität eines bestimmten CE ÜNB oder der iTCP in mehr als 1 % der DA CC MTU des analysierten Quartals für Grenzen der Betriebssicherheit reduziert wird, legt der betreffende ÜNB dem CCC einen detaillierten Bericht und einen Aktionsplan vor, in dem beschrieben wird, wie solche Abweichungen in Zukunft voraussichtlich gemildert und gelöst werden. Dieser Bericht und Aktionsplan wird dem Quartalsbericht als Anhang beigefügt.

## **Artikel 21. Berechnung und Veröffentlichung der endgültigen Lastflussparameter**

1. Die gemäß Artikel 23 für die Grenzen der iTCP-Gebotszone festgelegten Kapazitäten werden durch Anpassung des  $RAM_{bn}$  berücksichtigt.
2. Spätestens um 8:00 Uhr Marktzeit am Folgetag veröffentlicht der CCC für jede DA CC MTU des Folgetags die Lastflussparameter vor den nominierten Langfristkapazitäten. Diese Parameter sind das  $PTDF_f$  und  $RAM_{bn}$  von vorgelösten CNEC und Vergabebeschränkungen. Der CCC entfernt die  $RAM_{bn}$ - und  $PTDF_f$ -Werte, die redundant sind und daher entfernt werden können, ohne die mögliche Vergabe von gebotszonenübergreifender Kapazität zu beeinträchtigen. Die vorgelösten CNEC und Vergabebeschränkungen sollen somit sicherstellen, dass die Kapazitätsvergabe keine begrenzende CNEC oder Vergabebeschränkung überschreitet. Darüber hinaus hat der CCC die LTA-Domain zu veröffentlichen.
3. Nachdem der CCC alle Nominierungen für vergebene langfristige gebotszonenübergreifende Kapazität (nominierte Langfristkapazitäten) erhalten hat, berechnet es für jedes CNEC und jede Vergabebeschränkung den sich aus diesen Nominierungen ergebenden Fluss. ( $F_{LTN}$ ). Dies geschieht

durch Multiplikation der Nettopositionen, welche die nominierten Langfristkapazitäten widerspiegeln, mit dem  $\mathbf{PTDF}_f$ . Dieser Schritt wird mit Gleichung 22 beschrieben:

$$\vec{F}_{LTN} = \mathbf{PTDF}_f \overline{NP}_{LTN}$$

Gleichung 22

wobei gilt:

$\vec{F}_{LTN}$	Lastfluss nach Berücksichtigung der LTN
$\mathbf{PTDF}_f$	Matrix des Power Transfer Distribution Factor
$\overline{NP}_{LTN}$	CE-Nettopositionen aus der LTN

4. CE DA Lastflussbasierte Kapazitätsberechnung Die endgültigen Lastflussparameter werden wie folgt berechnet:

$$\overline{RAM}_f = \overline{RAM}_{bn} - \vec{F}_{LTN}$$

wobei gilt:

$\overline{RAM}_{bn}$	Verbleibende verfügbare Marge vor der LTN-Anpassung
$\vec{F}_{LTN}$	Lastfluss nach Berücksichtigung der LTN
$\overline{RAM}_f$	verbleibende verfügbare Marge

5. Nachdem der CCC alle Nominierungen von vergebener langfristiger gebotszonenübergreifender Kapazität (nominierte Langfristkapazitäten) erhalten hat, hat er auch die LTA-Domain für langfristige Nominierungen anzupassen.
6. Die endgültigen Lastflussparameter bestehen aus  $\mathbf{PTDF}_f$  und  $\overline{RAM}_f$  für vorgelöste CNEC und Vergabebeschränkungen. Gemäß Artikel 46 der CACM-Verordnung stellt der CCC sicher, dass die betreffenden NEMO für jede DA CC MTU die endgültigen Lastflussparameter und die für nominierte Langfristkapazitäten angepasste LTA-Domain, sobald diese vorliegen, jedoch spätestens um 10.30 Uhr Day-Ahead-Marktzeit erhalten. Wenn sich DA CC MTU von der von den relevanten NEMOs verwendeten MTU unterscheidet, muss der CCC diese vor dem Senden konvertieren, indem alle DA CC MTU dupliziert werden. Der CCC veröffentlicht diese Lastflussparameter auch für jede DA CC MTU des Folgetages spätestens um 10:30 Uhr Marktzeit Day-Ahead.
7. Wenn fehlende Daten die Berechnung der endgültigen Lastflussparameter verhinderten, gilt als endgültige Flow-Based Domain die Flow-Based Domain, die sich aus dem Ausweichverfahren bei der Day-Ahead-Kapazitätsberechnung gemäß Artikel 22 ergibt.
8. Wenn der CCC nicht in der Lage ist, den NEMOs die endgültigen Lastflussparameter bis 10:30 Uhr Marktzeit für den Folgetag zur Verfügung zu stellen, benachrichtigt dieser koordinierte Kapazitätsrechner die entsprechenden NEMOs. In solchen Fällen übermittelt der CCC den NEMOs die endgültigen Lastflussparameter spätestens 30 Minuten vor der Schließung des Day-Ahead-Marktes.

## Artikel 22.      **Fallbackverfahren für die Day-Ahead-Kapazitätsberechnung**

Gemäß Artikel 21 Absatz 3 der CACM-Verordnung gilt, dass, wenn die Berechnung der Day-Ahead-Kapazität für spezifische DA CC MTU nicht zu den endgültigen Lastflussparameter führt, *u. a.* wegen einer technischen Störung der Instrumente, einem Fehler in der Kommunikationsinfrastruktur oder defekten oder fehlenden Input-Daten, die CE ÜNB, die iTCP und der CCC die fehlenden Ergebnisse anhand der Ergebnisse der ursprünglichen lastflussbasierten Berechnung zur direkten Ausführung der Berechnung der endgültigen Lastflussparameter gemäß Artikel 21 berechnen. Falls dies auch nicht zu den endgültigen Lastflussparametern führt, berechnen die CE ÜNB, die iTCP und der CCC die verbleibenden fehlenden Ergebnisse unter Verwendung eines der beiden folgenden Fallbackverfahren für die Kapazitätsberechnung:

- (a) Wenn die Day-Ahead-Kapazitätsberechnung die Lastflussparameter für weniger als genau drei aufeinanderfolgende Stunden nicht liefert, berechnet der CCC die fehlenden Lastflussparameter mit der Spanning-Methode. Die Spanning-Methode basiert auf der Vereinigung der vorherigen und nachfolgenden verfügbaren Lastflussparameter (was zur Schnittmenge der beiden Flow-Based Domains führt), angepasst an die Null-CE-Nettopositionen (um die Auswirkungen der Referenznettopositionen der CE-Gebotszonen und VHs zu löschen). Alle lastflussbasierten Beschränkungen aus den vorherigen und nachfolgenden Datensätzen werden zunächst in Null-CE-Nettopositionen umgewandelt. Dann werden alle vorherigen und nachfolgenden Beschränkungen kombiniert, die redundanten Beschränkungen werden entfernt und die vorgelösten Beschränkungen werden gemäß Artikel 21 für die nominierten Langfristkapazitäten angepasst. Falls der Ansatz der erweiterten LTA-Einbeziehung angewendet wird, enthält der LTA-Bereich für fehlende Stunden für jede CE-Grenze und jede AHC-Grenze das Minimum der langfristig vergebenen Kapazitätswerte der Stunden, für welche die vorherigen und nachfolgenden Lastflussparameter verfügbar sind.
- (b) Wenn die Day-Ahead-Kapazitätsberechnung die Lastflussparameter für drei oder mehr aufeinanderfolgende Stunden nicht liefert, definieren die CE ÜNB und die iTCP die fehlenden Parameter, indem sie die standardmäßigen Lastflussparameter berechnen. Diese Berechnung ist auch in Fällen anzuwenden, in denen es nicht möglich ist, die fehlenden Parameter gemäß Buchstabe a zu erfassen, oder in der in Artikel 20 Absatz 26 beschriebenen Situation. Die Berechnung der Standard-Lastflussparameter basiert auf den langfristigen vergebenen Kapazitäten, die von den ÜNB gemäß Artikel 4 Absatz 6 bereitgestellt werden. Die Kapazitäten an den bilateralen Grenzen der Gebotszonen für den zentralen Engpass und an den AHC-Grenzen werden auf der Grundlage der LTA-Kapazität für jede orientierte Gebotszonengrenze festgelegt:
  - i. erhöht um das Minimum der beiden Anpassungen, die von dem/den ÜNB auf jeder Seite der Grenze der Gebotszone CE gemäß Artikel 4 Absatz 7 bereitgestellt werden, und
  - ii. angepasst durch die Anpassung, die der CE ÜNB an seiner angrenzenden AHC-Grenze gemäß Artikel 4 Absatz 7 vorgenommen hat.

Diese Kapazitäten werden sodann für die nominierte Langfristkapazitäten gemäß Artikel 21 angepasst, um die endgültigen Parameter zu erhalten.

## Artikel 23. Berechnung der Kapazitäten für integrierte technische Vertragspartner

- Um die Berechnung der grenzüberschreitenden Kapazitäten für die Gebotszonengrenzen zu ermöglichen, wird eine positive Zone-zu-Zone-PTDFMatrix ( $\mathbf{pPTDF}_{Zone-zu-Zone}$ ) für jede orientierte Gebotszonengrenze aus  $\mathbf{PTDF}_f$ , wie folgt berechnet:

$$pPTDF_{Zone-zu-Zone,A \rightarrow B} = \max(0, PTDF_{Zone-zu-Bilanzierungsknoten,A} - PTDF_{Zone-zu-Bilanzierungsknoten,B})$$

Gleichung 23

wobei gilt:

$pPTDF_{Zone-zu-Zone,A \rightarrow B}$  positiver Zone-zu-Zone-PTDFs für die -orientierten Gebotszonen an den Grenzen von CE und integrierten technischen Gebotszonen von A to B

$PTDF_{Zone-zu-Bilanzierungsknoten,m}$  Zone-zu-Bilanzierungsknoten-PTDF für CE und die Gebotszone des integrierten technischen Vertragspartners

- Der CCC wandelt die Lastflussparameter in verfügbare Übertragungskapazitäten für jede Gebotszonengrenze zwischen der iTCP und CE und jeder DA CC MTU gemäß Absatz 3 um. Die CE ÜNB können diese Verantwortung an Dritte delegieren.
- Die Berechnung der NTCs für die Gebotszonengrenzen zwischen CE und der iTCP ist ein iteratives Verfahren, bei dem die NTCs für jede DA CC MTU für die Gebotszonengrenzen der iTCP und CE CCR schrittweise berechnet werden, wobei die Einschränkungen der validierten Lastflussparameter gemäß Artikel 20 und Absatz 1 zu berücksichtigen sind:
  - Die anfänglichen NTCs  $\overline{NTC}_{k=0}$  für den iterativen Ansatz werden in Abstimmung zwischen den CE ÜNB und der iTCP festgelegt.
  - Die iterative Methode zur Berechnung der NTCs für die Gebotszonengrenzen besteht aus den folgenden Aktionen für jeden Iterationsschritt  $k$ :
    - Für jeden CNEC und Vergabebeschränkung der Lastflussparameter wird die verbleibende verfügbare Marge auf der Grundlage der NTCs bei Iteration  $k-1$  berechnet:

$$\overline{RAM}_{NTC}(k) = \overline{RAM}_{bn} - \mathbf{pPTDF}_{Zone-zu-Zone} \overline{NTC}_{k-1}$$

wobei gilt:

$\overline{RAM}_{NTC}(k)$  verbleibende verfügbare Marge für die NTC-Berechnung bei Iteration  $k$

$\overline{NTC}_{k-1}$  NTCs bei Iteration  $k-1$

$\mathbf{pPTDF}_{Zone-zu-Zone}$  positive Zone-zu-Zone-Energieflussverteilungsfaktor-Matrix

- ii. für jeden CNEC erfolgt eine  $RAM_{NTC}(k)$ -Aufteilung an den Grenzen der orientierten Gebotszone mit ausschließlich positiven Zonen-zu-Zonen-Verteilungsfaktoren für die Leistungsübertragung auf diesem CNEC;
  - iii. Aus diesen  $RAM_{NTC}(k)$ -Anteilen wird der maximale zusätzliche bilaterale Austausch berechnet, indem der Anteil der orientierten Gebotszonengrenze durch den jeweiligen positive Zone-zu-Zone-PTDF dividiert wird;
  - iv. Für jede Gebotszonengrenze wird  $\overline{NTC}_k$  berechnet, indem zu  $\overline{NTC}_{k-1}$  das Minimum aller maximalen zusätzlichen bilateralen Austausche für diese Grenze addiert wird, die für alle CNEC und Vergabebeschränkungen gemäß der Berechnung im vorherigen Schritt ermittelt wurden;
  - v. dann zurück zu Schritt i;
  - vi. Sodann wird iteriert, bis die Differenz zwischen der Summe der NTCs der Iterationen  $k$  und  $k-1$  kleiner als 1 kW ist;
  - vii. Die resultierenden NTCs für die iTCP stammen aus den NTC-Werten, die in der Iteration  $k$  ermittelt wurden, nach dem Abrunden auf ganzzahlige Werte und von denen die LTN abgezogen wird;
  - viii. Am Ende der Berechnung gibt es einige CNEC und Vergabebeschränkungen, die keinen verfügbaren Spielraum mehr lassen. Dies sind die einschränkenden Bedingungen für die Berechnung der NTCs für integrierte technische Vertragspartner.
4. Falls der Day-Ahead-Markt der iTCP nicht mehr NTC-basiert ist, wird Artikel 23 neu bewertet und die CE ÜNB können den CE- und iTCP-Regulierungsbehörden einen Änderungsvorschlag unterbreiten.

#### **Artikel 24. Berechnung der ATCs für das SDAC-Ausweichverfahren**

1. Für den Fall, dass das SDAC-Verfahren keine Ergebnisse hervorbringt, wird ein gemäß Artikel 44 der CACM-Verordnung festgelegtes Ausweichverfahren angewendet. Dieser Prozess erfordert die Bestimmung der verfügbaren Übertragungskapazitäten (ATC) (im Folgenden als „ATC für das SDAC-Ausweichverfahren“ bezeichnet) für jede CE-orientierte Gebotszonengrenze und jede DA CC MTU.
2. Die Lastflussparameter dienen als Grundlage für die Bestimmung der ATC für das SDAC-Ausweichverfahren. Da die Auswahl einer Reihe von ATC aus den Lastflussparametern zu einer unendlichen Auswahl führt, bestimmt ein Algorithmus die ATC für das SDAC-Ausweichverfahren auf systematische Weise.
3. Die folgenden Eingaben sind erforderlich, um ATC für das SDAC-Ausweichverfahren unter Berücksichtigung der Vergabebeschränkungen für jede DA CC MTU zu berechnen:
  - (a) die LTA-Werte;
  - (b) die Lastflussparameter  $\mathbf{PTDF}_f$  und  $\overline{RAM}_{bn}$  gemäß Artikel 16 bzw. Artikel 20; und
  - (c) falls festgelegt, die Vergabebeschränkungen gemäß Artikel 7 Absatz 2.
  - (d) Falls definiert, wird davon ausgegangen, dass die globalen Vergabebeschränkungen gemäß Artikel 7 Absatz 2 Buchstaben a und b die Nettopositionen des

Vertragspartnerausfallrisikos gemäß Artikel 7 Absatz 4 beschränken, und sie werden nach der in Artikel 18 Absatz 2 beschriebenen Methode beschrieben. Diese Beschränkungen werden für angebotene gebotszonenübergreifende Kapazitäten an den verbleibenden Grenzen der Nicht-CE-Gebotszonen angepasst.

4. Die folgenden Outputs stellen die Ergebnisse der Berechnung für die jeweilige DA CC MTU dar:
  - (a) ATCs für das SDAC-Fallbackverfahren; und
  - (b) Beschränkungen mit Nullmarge nach der Berechnung der ATC für das SDAC-Ausweichverfahren.
5. Die Berechnung der ATCs für das SDAC-Ausweichverfahren ist ein iteratives Verfahren, bei dem die ATCs für jede DA CC MTU schrittweise berechnet werden, wobei die Einschränkungen der endgültigen Lastflussparameter gemäß Absatz 3 zu beachten sind:
  - (a) Die anfänglichen ATC sind für jede Grenze zwischen CE- und AHC-orientierten Gebotszonen gleich den LTAs, d. h.:

$$\overrightarrow{ATC}_{k=0} = \overrightarrow{LTA}$$

wobei gilt:

$\overrightarrow{ATC}_{k=0}$	die ursprünglichen ATC vor der ersten Iteration
$\overrightarrow{LTA}$	die LTA an CE- und AHC-orientierten Gebotszongrenzen

- (b) Die iterative Methode zur Berechnung der ATC für das SDAC-Ausweichverfahren besteht aus den folgenden Aktionen für jeden Iterationsschritt  $k$ :
  - i. Für jedes CNEC und jede Vergabeeinschränkung der Lastflussparameter gemäß Absatz 3 wird die verbleibende verfügbare Marge auf der Grundlage der ATC bei Iteration  $k-1$  berechnet:

$$\overrightarrow{RAM}_{ATC}(k) = \overrightarrow{RAM}_{bn} - \mathbf{pPTDF}_{Zone-zu-Zone} \overrightarrow{ATC}_{k-1}$$

wobei Folgendes gilt:

$\overrightarrow{RAM}_{ATC}(k)$	verbleibende verfügbare Marge für die ATC-Berechnung bei Iteration $k$
$\overrightarrow{ATC}_{k-1}$	ATC bei Iteration $k-1$
$\mathbf{pPTDF}_{Zone-zu-Zone}$	positive Zone-zu-Zone-Energieflussverteilungsfaktor-Matrix

- ii. Für jedes CNEC erfolgt eine  $\overrightarrow{RAM}_{ATC}(k)$ -Aufteilung zu gleichen Teilen auf die CE- und AHC-orientierten Gebotszongrenzen mit streng positiven Zone-zu-Zone-Energieflussverteilungsfaktoren auf dieses CNEC.
- iii. Aus diesen  $\overrightarrow{RAM}_{ATC}(k)$ -Anteilen wird der maximale zusätzliche bilaterale Austausch berechnet, indem der Anteil jeder CE- und AHC-orientierten Gebotszongrenze durch den jeweiligen positiven Zone-zu-Zone-PTDF dividiert wird.

- iv. Für jede CE- und AHC-orientierte Gebotszonengrenze wird  $\overrightarrow{ATC}_k$  berechnet, indem zu  $\overrightarrow{ATC}_{k-1}$  das Minimum aller maximalen zusätzlichen bilateralen Austausch für diese Grenze addiert wird, die für alle CNEC und Vergabebeschränkungen gemäß der Berechnung im vorherigen Schritt ermittelt wurden.
  - v. dann zurück zu Schritt i;
  - vi. Sodann wird iteriert, bis die Differenz zwischen der Summe der ATC der Iterationen  $k$  und  $k-1$  kleiner als 1 kW ist.
  - vii. Die resultierenden ATC für das SDAC-Ausweichverfahren ergeben sich aus den in Iteration  $k$  ermittelten ATC-Werten, die auf ganze Zahlen abgerundet und von denen die LTN abgezogen wird;
  - viii. Am Ende der Berechnung gibt es einige CNEC und Vergabebeschränkungen, die keinen verfügbaren Spielraum mehr lassen. Dies sind die einschränkenden Bedingungen für die Berechnung der ATC für das SADC-Ausweichverfahren.
  - ix. Am Ende der Berechnung müssen die relevanten ATC gleich oder geringfügig kleiner sein als die Vergabebeschränkungen, die auf die betroffenen Gebotszonengrenzen der CE aufgeteilt werden (Artikel 24 Absatz 3 Buchstabe c), um die Vergabebeschränkungen gemäß Artikel 7 Absatz 2 Buchstabe c zu berücksichtigen.
- (c) Die positive Zone-zu-Zone-PTDF-Matrix ( $pPTDF_{Zone-zu-Zone}$ ) für jede Grenze zwischen CE- und AHC-Gebotszonen wird von  $PTDF_f$  wie folgt berechnet (für HGÜ-Interkonnektoren, die gemäß Artikel 12 integriert sind, wird Gleichung 7 verwendet):

$$pPTDF_{Zone-zu-Zone,A \rightarrow B} = \max(0, PTDF_{Zone-zu-Bilanzierungsknoten,A} - PTDF_{Zone-zu-Bilanzierungsknoten,B})$$

Gleichung 24

wobei gilt:

$pPTDF_{Zone-zu-Zone,A \rightarrow B}$  positiver Zone-zu-Zone-PTDFs für CE- und AHC-orientierte Gebotszonengrenze A nach B

$PTDF_{Zone-zu-Bilanzierungsknoten,m}$  Zone-zu-Bilanzierungsknoten-PTDF für CE- und AHC-Gebotszonengrenze m

6. Bei Anwendung des Ansatzes der erweiterten LTA-Einbeziehung werden die ATC für das SDAC-Ausweichverfahren mit den LTA für jede CE- und AHC-orientierte Gebotszonengrenze gleichgesetzt, reduziert um die LTN, d. h.:

$$\overrightarrow{ATC} = \overrightarrow{LTA} - \overrightarrow{LTN}$$

wobei gilt:

$\overrightarrow{ATC}$  die ATC für das SDAC-Ausweichverfahren

$\overrightarrow{LTA}$	die LTA an CE- and AHC-orientierten Gebotszongrenzen
$\overrightarrow{LTN}$	Nominierte Langfristkapazitäten an den CE-und AHC-orientierten Gebotszongrenzen

## **Artikel 25. Aktualisierung der verbleibenden gebotszonenübergreifenden Übertragungskapazitäten nach SDAC zur Nutzung für Intraday**

1. Dieser Artikel gilt bis zur Einführung einer CE-ID-CCM.
2. Diese Intraday-Kapazitätsberechnungsmethode gilt ausschließlich für die Intraday-Kapazitätsberechnung innerhalb der CE CCR. Kapazitätsberechnungsmethoden innerhalb anderer CCR oder für andere Zeiträume sind nicht Gegenstand dieser Methode.
3. Falls erforderlich, wird diese Methodik nach den erwarteten Änderungen der CACM-Verordnung entsprechend überarbeitet. Die Berechnung der gebotszonenübergreifenden Intraday-Übertragungskapazität innerhalb eines Tages zur Aktualisierung der nach der SDAC-Aktualisierung verbleibenden grenzübergreifenden Übertragungskapazitäten ist wie folgt durchzuführen:
  - (a) IDCC(a): Die nach der SDAC verbleibenden gebotszonenübergreifenden Übertragungskapazitäten werden für alle ID-CC-MTUs zwischen 00:00 und 24:00 Uhr des Tages D aktualisiert und den relevanten NEMOs spätestens 15 Minuten vor der Öffnung des grenzübergreifenden Intraday-Gate um 15:00 Uhr Marktzeit des Tages D-1 als grenzübergreifende Intraday-Kapazitäten zur Verfügung gestellt. Dies wird anhand des in diesem Artikel definierten lastflussbasierten Ansatzes berechnet.
4. Die Berechnung der nach der SDAC verbleibenden gebotszonenübergreifenden Kapazitäten für alle ID CC MTUs besteht aus drei Hauptphasen:
  - (a) die Erstellung von Kapazitätsberechnungseingaben durch die CE ÜNB;
  - (b) der Kapazitätsberechnungsprozess durch den CCC; und
  - (c) die Kapazitätsbewertung durch die CE ÜNB und iTCP in Koordination mit dem CCC.
5. Zusätzlich zu den Kapazitätsberechnungseingaben nach Absatz 3 Buchstabe a) senden die CE ÜNB und iTCP oder eine von den CE ÜNB delegierte Einrichtung des CCC für jede ID CC MTU des Liefertages die folgenden zusätzlichen Eingaben zu den im Prozessbeschreibungsdokument vorgesehenen Zeitpunkten:
  - (a) die CE-Nettopositionen oder alternativ die bereits vergebenen Kapazitäten an den CE-Gebotszongrenzen, die sich aus der SDAC ergeben;
6. Wenn die CE ÜNB dem CCC die bereits vergebenen Kapazitäten an den Grenzen der Gebotszonen anstelle der Nettopositionen zur Verfügung stellen, rechnet der CCC diese in Nettopositionen um.
7. Alle Aktualisierungen, Berechnungen und Neuberechnungen der Kapazität gemäß Absatz 2, einschließlich aller Schritte gemäß Absatz 3, werden pro ID CC MTU durchgeführt. Den NEMOs werden gebotszonenübergreifende Kapazitäten für jede ID CC MTU bereitgestellt, können jedoch für die Kapazitätsvergabe in eine höhere Zeitauflösung gemäß der an der/den spezifischen Gebotszongrenze(n) geltenden Marktzeiteinheit umgewandelt werden.

8. Falls betrieblichen Sicherheitsgrenzen nicht effizient in  $I_{max}$  und  $F_{max}$  gemäß Artikel 6 umgewandelt werden können, können die CTSOs sie in Vergabebeschränkungen umwandeln. Zu diesem Zweck dürfen die CE ÜNB nur Vergabebeschränkungen verwenden, die den maximalen Import und/oder Export einer bestimmten Gebotszone für das gemeinsame Marktgebiet innerhalb des SIDC begrenzen.
9. Die CE ÜNB können Vergabebeschränkungen als eine der folgenden zwei Optionen anwenden:
  - (a) eine Beschränkung der CE-Nettoposition (die Summe der gebotszonenübergreifenden Austausche innerhalb des CE CCR für eine bestimmte Gebotszone im SIDC), wodurch die Nettoposition der jeweiligen Gebotszone in Bezug auf ihre Importe und/oder Exporte in andere Gebotszonen im CE CCR begrenzt wird. Diese Option wird angewandt, bis die Option b) angewandt werden kann.
  - (b) eine Beschränkung der globalen Nettoposition (die Summe aller gebotszonenübergreifenden Austauschvorgänge für eine bestimmte Gebotszone im SIDC), wodurch die Nettoposition der jeweiligen Gebotszone in Bezug auf alle CCR, die Teil des SIDC sind, begrenzt wird. Diese Option wird angewandt, wenn:
    - (i) eine solche Einschränkung in allen Intraday-Kapazitätsberechnungsmethoden der jeweiligen CCR genehmigt wird, (ii) die jeweilige Lösung im SIDC-Algorithmus umgesetzt wird und (iii) die jeweiligen Gebotszonengrenzen am SIDC teilnehmen.
10. Der CCC verwendet die Lastflussparameter, die sich aus der CE-Day-Ahead-Kapazitätsberechnung ergeben, und die Nettopositionen oder geplanten Austausche, die sich aus bereits vergebenen Kapazitäten in der SDAC ergeben, um die aktualisierten gebotszonenübergreifenden Day-Ahead-Kapazitäten in Form von Lastflussparametern zu berechnen, die als gebotszonenübergreifende Intraday-Kapazitäten zum Zeitpunkt der Öffnung des gebotszonenübergreifenden Intraday-Gate verwendet werden.

Für die aktualisierten Intraday-Lastflussparameter sind die PTDF-Werte die endgültigen PTDF-Werte, die sich aus der Day-Ahead-Kapazitätsberechnung ergeben, und die RAM-Werte werden wie folgt abgeleitet:

$$\overrightarrow{RAM}_{UID} = \overrightarrow{RAM}_{f,DA} - \mathbf{PTDF}_f \overrightarrow{NP}_{AAC,DA}$$

wobei gilt:

- |                                |  |
|--------------------------------|--|
| $\overrightarrow{RAM}_{UID}$   | aktualisierte verfügbare Marge für gebotszonenübergreifende Intraday-Kapazitäten                                 |
| $\overrightarrow{RAM}_{f,DA}$  | endgültige verbleibende verfügbare Marge, die sich aus der Day-Ahead-Kapazitätsberechnung ergibt                 |
| $\mathbf{PTDF}_f$              | endgültige Matrix des Power Transfer Distribution Factor, die sich aus der Day-Ahead-Kapazitätsberechnung ergibt |
| $\overrightarrow{NP}_{AAC,DA}$ | Nettoposition, die sich aus den vergebenen Kapazitäten in der SDAC ergibt  |

11. Für jeden CNEC kann jeder CE ÜNB den  $RAM_{f,DA}$  durch Senkung der  $AMR_{DA}$  und  $LTA_{margin,DA}$ , verringern, wobei er sicherstellen muss, dass es keine unangemessene Diskriminierung zwischen dem internen und dem gebotszonenübergreifenden Austausch gemäß Artikel 21 Absatz 1 Buchstabe b Ziffer ii der CACM-Verordnung gibt.

12. Für jeden CNEC kann jeder CE ÜNB für das gemeinsame Netzgebiet die  $RAM_{UID}$  verringern, indem er etwaige Margen ausschließt, die für gebotszonenübergreifende Kapazitätsvergaben (CZCA) reserviert sind.
13. Ungeachtet der jedem ÜNB gemäß diesem Absatz zur Verfügung gestellten Optionen stellt jeder ÜNB sicher, dass an jeder Gebotszonengrenze die langfristigen Kapazitäten, die in der  $LTA_{margin,DA}$ , liegen zwischen 0,001 MW und 1500 MW.
14. Die endgültigen PTDf  $PTDF_f$  aller oder nur einer Teilmenge von CNEC können vor der BT ATC-Entnahme angepasst werden, indem die positiven Zone-zu-Zone-PTDF unterhalb eines bestimmten Schwellenwerts auf Null gesetzt werden. Die folgenden Outputs stellen die Ergebnisse der Berechnung für die jeweilige ID CC MTU dar:
  - (a) ATC; und
  - (b) Einschränkungen mit Nullmarge nach der Berechnung von ATC.
  - (c) Eine ATC-Beschränkung an bestimmten Grenzen, die von den relevanten ÜNB als Ergebnis der lokalen Validierung gemäß Anhang 5 ATC<sub>A→B</sub> validiert festgelegt wird: ATC<sub>A→B</sub> validiert  
dated
15. Im Falle einer erforderlichen Reduzierung aufgrund von Situationen, wie in Anhang 5 Absatz 3 Buchstaben b), c) und d) definiert, kann ein ÜNB einen positiven Wert für IVA für seine eigenen CNEC verwenden.

Nach individuellen Validierungsanpassungen wird die verbleibende verfügbare Marge für die gebotszonenübergreifende Intraday-Kapazität ( $\overrightarrow{RAM}_{f,ID}$ ) vom CCC für jeden CNEC und jede Vergabebeschränkung wie folgt berechnet:

$$\overrightarrow{RAM}_{f,ID} = \overrightarrow{RAM}_{UID} - \overrightarrow{IVA}_{ID}$$

wobei gilt:

$\overrightarrow{RAM}_{f,ID}$	letzte verfügbare Marge für gebotszonenübergreifende Intraday-Kapazität
$\overrightarrow{RAM}_{UID}$	aktualisierte verfügbare Marge für gebotszonenübergreifende Intraday-Kapazitäten
$\overrightarrow{IVA}_{ID}$	Intraday-Anpassung der individuellen Validierung

16. Falls das SIDC nicht in der Lage ist, Lastflussparameter zu berücksichtigen, muss der CCC diese in verfügbare Übertragungskapazitäten für jede CE-orientierte Gebotszonengrenze und jede ID CC MTU umwandeln. Die CE ÜNB können diese Verantwortung an Dritte delegieren.
17. Parallel zur Validierung der unabhängigen Validierungsstelle gemäß Anhang 5 und solange das SIDC nicht in der Lage ist, Lastflussparameter direkt anzuwenden, können die CE ÜNB auch eine ATC-basierte individuelle Validierung gemäß Anhang 4 durchführen. Unabhängig von der Fähigkeit des SIDC, die Lastflussparameter anzuwenden, ist die ATC-basierte Validierung nach 24 Monaten nach Einführung der CE-Day-Ahead-Kapazitätsberechnungsmethode nicht mehr zulässig.

18. Die Berechnung der ATCs ist ein iteratives Verfahren, bei dem die ATC für jede ID CC MTU schrittweise berechnet werden, wobei die Einschränkungen der endgültigen Lastflussparameter gemäß Absatz 1 zu berücksichtigen sind:

- (a) Die anfänglichen ATC werden für jede Grenze einer CE-orientierten Gebotszone auf Null gesetzt, d. h.:

$$\overrightarrow{ATC}_{k=0} = 0$$

wobei gilt:

$$\overrightarrow{ATC}_{k=0} \quad \text{die ursprünglichen ATC vor der ersten Iteration}$$

- (b) Der verbleibende verfügbare Spielraum bei Iteration Null entspricht dem aktualisierten verbleibenden verfügbaren Spielraum für gebotszonenübergreifende Intraday-Kapazitäten gemäß Absatz 1.

- (c) Vor dem Start des iterativen Verfahrens zur Berechnung der positiven ATC werden alle verbleibenden verfügbaren Margen für die ATC-Berechnung bei Iteration  $k=0$  ( $\overrightarrow{RAM}_{ATC}(0)$ ) so angepasst, dass sie nicht negativ sind:

$$\overrightarrow{RAM}_{ATC}(0) = \max(0; \overrightarrow{RAM}_{f,ID})$$

wobei gilt:

$$\overrightarrow{RAM}_{ATC}(0) \quad \text{Verbleibende verfügbare Marge für die ATC-Berechnung bei Iteration } k = 0$$

$$\overrightarrow{RAM}_{f,ID} \quad \text{letzte verfügbare Marge für gebotszonenübergreifende Intraday-Kapazität}$$

- (d) Die iterative Methode zur Berechnung der ATC für das gebotszonenübergreifende Intraday-Kapazitätsverfahren besteht aus den folgenden Aktionen für jeden Iterationsschritt  $k$ :

Für jeden CNEC und jede Vergabeeinschränkung der Lastflussparameter gemäß Absatz 1 wird die verbleibende verfügbare Marge auf der Grundlage der ATC bei Iteration  $k-1$  berechnet:

$$\overrightarrow{RAM}_{ATC}(k) = \overrightarrow{RAM}_{ATC}(0) - \mathbf{pPTDF}_{\text{Zone-zu-Zone}} \overrightarrow{ATC}_{k-1}$$

wobei gilt:

$$\overrightarrow{RAM}_{ATC}(k) \quad \text{verbleibende verfügbare Marge für die ATC-Berechnung bei Iteration } k$$

$$\overrightarrow{RAM}_{ATC}(0) \quad \text{Verbleibende verfügbare Marge für die ATC-Berechnung bei Iteration } k = 0$$

$\overline{ATC}_{k-1}$  ATC bei Iteration  $k-1$

$\mathbf{pPTDF}_{Zone-zu-Zone}$  positive Zone-zu-Zone-Energieflussverteilungsfaktor-Matrix

- i. Für jedes CNEC erfolgt eine  $RAM_{ATC}(k)$ -Aufteilung zu gleichen Teilen auf die CE-orientierten Gebotszonengrenzen mit streng positiven Zone-zu-Zone-Energieflussverteilungsfaktoren auf dieses CNEC.
  - ii. Aus diesen  $RAM_{ATC}(k)$ -Anteilen wird der maximale zusätzliche bilaterale Austausch berechnet, indem der Anteil jeder CE-orientierten Gebotszonengrenze durch den jeweiligen positive Zone-zu-Zone-PTDF dividiert wird.
  - iii. Für jede CE-orientierte Gebotszonengrenze wird  $\overline{ATC}_k$  berechnet, indem zu  $\overline{ATC}_{k-1}$  das Minimum aller maximalen zusätzlichen bilateralen Austausche für diese Grenze addiert wird, die für alle CNEC und Vergabebeschränkungen gemäß der Berechnung im vorherigen Schritt ermittelt wurden.
  - iv.  $\overline{ATC}_k$  ist auf einen Höchstwert von  $ATC_{A \rightarrow B}^{validated}$  begrenzt, wenn dieser Wert von den ÜNB an der Grenze AB als Ergebnis der ATC-Validierungsphase gemäß Anhang 4 eingeführt wurde. Dann zurück zu Schritt i;
  - v. Sodann wird iteriert, bis die Differenz zwischen der Summe der ATC der Iterationen  $k$  und  $k-1$  kleiner als 1 kW ist.
  - vi. Die resultierenden ATC nach der Day-Ahead-Marktkopplung ergeben sich aus den in Iteration  $k$  ermittelten ATC-Werten, nach Abrundung auf ganzzahlige Werte.
  - vii. Am Ende der Berechnung gibt es einige CNEC und Vergabebeschränkungen, die keinen verfügbaren Spielraum mehr lassen. Dies sind die einschränkenden Bedingungen für die Berechnung der ATC nach der Day-Ahead-Marktkopplung.
- (e) Die positive Zone-zu-Zone-PTDF-Matrix ( $\mathbf{pPTDF}_{Zone-zu-Zone}$ ) für jede Grenze einer Gebotszone, die an eine CE-Zone angrenzt, wird aus  $\mathbf{PTDF}_f$  wie folgt berechnet (für HGÜ-Interkonnektoren, die gemäß Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden. Artikel 12, Gleichung 7 ist zu verwenden):

$$\begin{aligned} pPTDF_{Zone-zu-Zone,A \rightarrow B} &= \max(0, PTDF_{Zone-zu-Bilanzierungsknoten,A} \\ &\quad - PTDF_{Zone-zu-Bilanzierungsknoten,B}) \end{aligned}$$

wobei gilt:

$pPTDF_{Zone-zu-Zone,A \rightarrow B}$  positiver Zone-zu-Zone-PTDFs für CE-orientierte Gebotszonengrenze  $A$  nach  $B$

$PTDF_{Zone-zu-Bilanzierungsknoten,m}$  Zone-zu-Bilanzierungsknoten-PTDF für CE-Gebotszonengrenze  $m$

19. Gemäß Artikel 21 Absatz 3 der CACM-Verordnung gilt Folgendes: Führt die Berechnung der Intraday-Kapazität für bestimmte ID CC MTU nicht zu den endgültigen Lastflussparameter, weil unter anderem ein technisches Versagen der Tools, ein Fehler in der Kommunikationsinfrastruktur oder

beschädigte, fehlende oder verspätete Eingabedaten vorliegen, so legen die CE ÜNB und der CCC die fehlenden Parameter durch Berechnung der Standard-Lastflussparameter fest. Die Berechnung der Standard-Lastflussparameter muss auf vorher berechneten Lastflussparametern oder Kapazitäten für dieselbe Liefermarktzeiteinheit basieren. Die neueste verfügbare Flow-Based Domain (Day-Ahead), der während der lokalen Validierung gemäß Anhang 4 für die betrachtete Lieferstunde korrigiert werden kann, wird zunächst in einen Nullsaldo umgewandelt. Der RAM auf jedem CNEC (einschließlich Vergabebeschränkungen) wird dann durch die Anpassungen für MinRAM, LTA-Einbeziehung, CZCA und Vergaben für Nicht-SDAC-Gebotszonengrenzen (falls vorhanden) verringert. Die redundanten Beschränkungen werden entfernt und die vorgelösten Beschränkungen werden an die Nettopositionen angepasst, die sich aus der SDAC und dem SIDC ergeben.

20. Die CE ÜNB und der CCC veröffentlichen für jede IDCC MTU mindestens die folgenden Informationen und Daten:

- i. maximale und minimale mögliche Nettoposition jeder Gebotszone;
- ii. maximal möglicher bilateraler Austausch zwischen allen Paaren von CE-Gebotszonen;
- iii. Falls zutreffend, ATC für SIDC;
- iv. Namen der CNEC (mit geografischen Namen der Umspannwerke, sofern relevant und getrennt für CNE und Notfall) und Vergabebeschränkungen der endgültigen Lastflussparameter vor der Vorlösungsvorgang und der Festlegung durch den ÜNB;
- v. für jeden CNEC der endgültigen Lastflussparameter vor der Vorlösung den EIC-Code von CNE und Ausfallvariante;
- vi. für jedes CNEC der endgültigen Lastflussparameter vor der Vorlösung die Methode zur Bestimmung von  $I_{max}$  gemäß Artikel 6 Absatz 2 Buchstabe a;
- vii. detaillierte Aufschlüsselung von  $RAM$  für jedes CNEC der endgültigen Lastflussparameter vor der Vorlösung:  $I_{max}$ ,  $U$ ,  $F_{max}$ ,  $FRM$ ,  $F_{ref}$ ,  $F_{0,CE}$ ,  $F_{0,all}$ ,  $F_{ref,CE}$ ,  $F_{uaf}$ ,  $IVA_{ID}$ ;
- viii. Wert jeder Vergabebeschränkung vor der Vorlösung;
- ix. Angabe, ob Standard-Lastflussparameter angewandt wurden;
- x. Angabe, ob ein CNEC überflüssig ist oder nicht;
- xi. Informationen zu den Validierungsreduzierungen:
  - Die Identifizierung des CNEC;
  - Der ÜNB, der sich auf die Reduzierung beruft;
  - Das Volumen der Reduzierung ( $IVA$ );
  - den detaillierten Grund/die detaillierten Gründe für die Reduzierung gemäß Artikel 18 Absatz 2 und Artikel 18 Absatz 3, einschließlich der betrieblichen Sicherheitsgrenzen, die ohne Reduzierungen verletzt worden wären sowie die Umstände, unter denen die Grenzwerte verletzt worden wären;
  - wenn während der Validierung ausnahmsweise ein internes Netzelement mit einer spezifischen Ausfallvariante in die endgültige Liste der CNEC aufgenommen wurde: (i) eine Begründung, warum die Aufnahme der internen Netzelemente mit einer spezifischen Ausfallvariante in die Liste die einzige Möglichkeit war, die Betriebssicherheit zu gewährleisten, (ii) den Namen oder die Kennung der internen Netzelemente mit einer spezifischen Ausfallvariante zusammen mit den berechneten PTFD;

sobald die SIDC die Lastflussparameter direkt anwendet, im Falle von Intraday-Auktionen zwei Stunden nach der Versteigerung, werden die Informationen gemäß Nummer 17 Ziffer vii durch die folgenden Informationen für jedes CNEC und Vergabebeschränkung der endgültigen Lastflussparameter ergänzt.

- i. Schattenpreise;
- ii. Flüsse aus Nettopositionen, die bei Intraday-Auktionen erzielt wurden.

Der CCC hat in seinen vierteljährlichen Bericht gemäß der Definition in Artikel 27 Absatz 5 die Lastflüsse aus den Nettopositionen, die sich aus den Intraday-Auktionen ergeben, für jedes CNEC und jede Vergabebeschränkung der endgültigen Lastflussparameter einzubeziehen. Diese Anforderung gilt, nachdem die SIDC die Lastflussparameter direkt anwenden wird.

21. Die CE ÜNB und die iTCP überprüfen und ändern diesen Artikel 18 Monate nach Übermittlung dieser Methodik an die Regulierungsbehörden der Region CE und der iTCP, um etwaige Unvereinbarkeiten mit SIDC und ID CCM Core und Norditalien zu beheben.

## **TITEL 5 – Aktualisierungen und Datenbereitstellungen**

### **Artikel 26. Überprüfung und Aktualisierungen**

1. Auf der Grundlage von Artikel 3 Buchstabe f der CACM-Verordnung und gemäß Artikel 27 Absatz 4 der gleichen Verordnung müssen alle ÜNB regelmäßig und mindestens einmal im Jahr die in Artikel 27 Absatz 4 Buchstaben a bis d der CACM-Verordnung aufgelisteten Schlüsselinput- und -outputparameter prüfen und aktualisieren.
2. Wenn die betrieblichen Sicherheitsgrenzen, kritischen Netzelemente, Eventualitäten und Vergabebeschränkungen, die für die Berechnung der Day-Ahead-Kapazität gemäß Artikel 5 und Artikel 7 verwendet werden, auf der Grundlage dieser Überprüfung aktualisiert werden müssen, veröffentlichen die CE ÜNB und die iTCP die Änderungen mindestens eine Woche vor ihrer Umsetzung.
3. Sofern die Überprüfung die Notwendigkeit einer Aktualisierung der Sicherheitsmargen aufzeigt, so haben die CE ÜNB und die iTCP die Änderungen mindestens einen Monat vor ihrer Umsetzung zu veröffentlichen.
4. Die Prüfung der gemeinsamen Liste der bei der Day-Ahead-Kapazitätsberechnung berücksichtigten RAs muss mindestens eine Bewertung der Effizienz der spezifischen PST, HGÜ-Sollwerte und der topologischen RAs beinhalten, die während der RAO berücksichtigt wurden.
5. Falls die Prüfung die Notwendigkeit einer Aktualisierung der Anwendung der Methoden zur Bestimmung von Erzeugungsverlagerungsschlüsseln, kritischen Netzelementen und Ausfällen, wie in den Artikeln 22 bis 24 der CACM-Verordnung beschrieben, nahelegt, müssen die Änderungen mindestens drei Monate vor ihrer Implementierung veröffentlicht werden.
6. Alle Änderungen der in Artikel 27 Absatz 4 der CACM-Verordnung aufgeführten Parameter sind gegenüber den Marktteilnehmern, allen CE- und iTCP-Regulierungsbehörden und der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden zu kommunizieren.
7. Die CE ÜNB und die iTCP teilen den Marktteilnehmern, allen CE- und iTCP-Regulierungsbehörden und der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden die Auswirkungen jeder Änderung der in Artikel 27 Absatz 4 Buchstabe d der CACM-Verordnung aufgeführten Vergabebeschränkungen und Parameter mit. Sofern etwaige Änderungen zu einer Anpassung der

Methode führen, haben die CE ÜNB und die iTCP einen Vorschlag zur Änderung dieser Methode gemäß Artikel 9 Absatz 13 der CACM-Verordnung zu erstellen.

## **Artikel 27. Veröffentlichung von Daten**

1. Gemäß Artikel 3 Buchstabe f der CACM-Verordnung zur Gewährleistung und Verbesserung der Transparenz und der Zuverlässigkeit von Informationen für alle Regulierungsbehörden und Marktteilnehmer, veröffentlichen alle CE ÜNB, die iTCP und der CCC regelmäßig die Daten über den Day-Ahead-Kapazitätsberechnungsprozess gemäß dieser Methode, wie in Artikel 2 festgelegt, auf einer speziellen Online-Kommunikationsplattform, auf der Kapazitätsberechnungsdaten für die gesamte CE CCR veröffentlicht werden. Um den Marktteilnehmern ein klares Verständnis der veröffentlichten Daten zu ermöglichen, erstellen alle CE ÜNB, die iTCP und der CCC ein Handbuch und veröffentlichen es auf dieser Kommunikationsplattform. Dieses Handbuch enthält zumindest eine Beschreibung für jedes Datenelement, wobei dessen Unit und das zugrundeliegende Abkommen anzugeben sind.
  2. Die CE ÜNB und der CCC veröffentlichen zumindest die folgenden Datenelemente (zusätzlich zu den Datenelementen und Definitionen der Verordnung (EU) Nr. 543/2013 der Kommission über die Übermittlung und Veröffentlichung von Daten in Strommärkten):
    - (a) Lastflussparameter vor nominierten Langfristkapazitäten gemäß Artikel 21 Absatz 1, die spätestens um 8:00 Uhr Marktzeit von D-1 für jede DA CC MTU des folgenden Tages veröffentlicht werden;
    - (b) die nominierte Langfristkapazitäten für jede Grenze der CE-Gebotszone, an der PTR zugeteilt werden, die spätestens um 10:30 Uhr Marktzeit von D-1 für jede DA CC MTU des folgenden Tages veröffentlicht werden;
    - (c) endgültige Lastflussparameter vor nominierten Langfristkapazitäten gemäß Artikel 21 Absatz 4, die spätestens um 10:30 Uhr Marktzeit von D-1 für jede DA CC MTU des folgenden Tages veröffentlicht werden;
    - (d) die folgenden Informationen, die spätestens um 10:30 Uhr Marktzeit von D-1 für jede DA CC MTU des folgenden Tages veröffentlicht werden:
      - i. die maximal und minimal mögliche Nettoposition jeder Gebotszone und EVH;
      - ii. maximal möglicher bilateraler Austausch zwischen allen Paaren von zwei CE-Gebotszonen, Paaren von zwei EVHs und Paaren von einer CE-Bieterzone und einem EVH;
      - iii. ATC für das SDAC-Ausweichverfahren;
      - iv. Namen der CNEC (gegebenenfalls mit geografischen Namen der Umspannwerke und getrennt für CNE und Ausfallvariante) und Vergabebeschränkungen der endgültigen Lastflussparameter vor der Vorlösung und der Festlegung durch den ÜNB;
- für jeden CNEC der endgültigen Lastflussparameter vor der Vorlösung den EIC-Code von CNE und Ausfallvariante;
- v. für jeden CNEC der endgültigen Lastflussparameter vor der Vorlösung die Methode zur Bestimmung von  $I_{max}$  gemäß Artikel 6 Absatz 2 Buchstabe a;

- vi. detaillierte Aufschlüsselung der *RAM* für jedes CNEC der endgültigen Lastflussparameter vor der Vorlösung:  $I_{max}$ ,  $U$ ,  $F_{max}$ ,  $FRM$ ,  $F_{ref,init}$ ,  $F_{nrao}$ ,  $F_{ref}$ ,  $F_{0,CE}$ ,  $F_{0,alle}$ ,  $F_{uaf}$ ,  $AMR$ ,  $LTA_{Marge}$  (gilt nicht für den Parameter  $LTA_{Marge}$  bei Anwendung der erweiterten  $LTA$ -Einbeziehung),  $CVA$ ,  $IVA$ ,  $F_{LTN}$ ;
- vii. detaillierte Aufschlüsselung des *RAM*Werts jeder Vergabebeschränkung vor der Vorlösung:  $F_{max}$ ,  $F_{LTN}$ ;
- viii. Angabe, ob Spanning und/oder Standard-Lastflussparameter angewendet wurden;
- ix. Angabe, ob ein CNEC überflüssig ist oder nicht;
- x. Informationen zu den Validierungsreduzierungen:
  - Die Identifizierung des CNEC;
  - bei einer Verringerung aufgrund einer individuellen Validierung den ÜNB, der die Verringerung veranlasst hat;
  - das Volumen der Reduzierung (*CVA* oder *IVA*);
  - den detaillierten Grund/die detaillierten Gründe für die Reduzierung gemäß Artikel 20 Absatz 5, einschließlich der betrieblichen Sicherheitsgrenzen, die ohne Reduzierungen verletzt worden wären sowie die Umstände, unter denen die Grenzwerte verletzt worden wären;
  - wenn während der Validierung ausnahmsweise ein internes Netzelement mit einer spezifischen Ausfallvariante in die endgültige Liste der CNEC aufgenommen wurde: (i) eine Begründung, warum die Aufnahme der internen Netzelemente mit einer spezifischen Ausfallvariante in die Liste die einzige Möglichkeit war, die Betriebssicherheit zu gewährleisten, (ii) den Namen oder die Kennung der internen Netzelemente mit einer spezifischen Ausfallvariante;
- xi. für jede aus der NRAO resultierende RA:
  - Art der RA;
  - Ort der RA;
  - ob die RA kurativ oder präventiv war;
  - wenn die RA kurativ war, eine Liste der CNEC-Kennungen, welche die CNEC beschreiben, mit denen die RA in Verbindung stand;
- xii. die im CGM enthaltenen Vorhersageinformationen:
  - Vertikale Last für jede CE-Gebotszone jeden ÜNB;
  - Produktion für jede CE-Gebotszone jeden ÜNB;
  - CE-Nettoposition für jede CE-Gebotszone und jeden ÜNB;
  - Referenznettopositionen aller Gebotszonen im Synchrongebiet Kontinentaleuropa und Referenzbörsen für alle HGÜ-Interkonnektoren innerhalb des

Synchronebiets Kontinentaleuropa und zwischen dem Synchronebiet Kontinentaleuropa und anderen Synchronebiets; und

- (e) Die Informationen gemäß Absatz 2 Buchstabe d Ziffer vii werden bis 14:00 Uhr Marktzeit des Tages D-1 durch die folgenden Informationen für jedes CNEC und jede Vergabebeschränkung der endgültigen Lastflussparameter ergänzt:
    - i. Schattenpreise;
  - (f) halbjährliche Veröffentlichung eines aktuellen statischen Netzmodells durch jeden CE ÜNB und die iTCP.
  - (g) Der CCC hat in seinen vierteljährlichen Bericht gemäß der Definition in Artikel 27 Absatz 5 die Lastflüsse aus den Nettopositionen, die sich aus der SDAC ergeben, für jedes CNEC und jede Vergabebeschränkung der endgültigen Lastflussparameter einzubeziehen.
3. Einzelne CE ÜNB oder die iTCP können die in Absatz 1(d)iv, 0) genannten Informationen zurückhalten, wenn sie in ihren Mitgliedstaaten gemäß Artikel 2 Buchstabe d der Richtlinie 2008/114/EG des Rates vom 8. Dezember 2008 über die Ermittlung und Ausweisung europäischer kritischer Infrastrukturen und die Bewertung der Notwendigkeit, ihren Schutz zu verbessern, als sensible Informationen im Zusammenhang mit dem Schutz kritischer Infrastrukturen eingestuft werden EG des Rates vom 8. Dezember 2008 über die Ermittlung und Ausweisung europäischer kritischer Infrastrukturen und die Bewertung der Notwendigkeit, ihren Schutz zu verbessern. In einem solchen Fall werden die in Absatz 1(d)iv) and 0) genannten Informationen durch eine anonyme Kennung ersetzt, die für jedes CNEC über alle DA CC MTUs hinweg stabil ist. Die anonyme Kennung wird auch in den anderen Mitteilungen des Übertragungsnetzbetreibers im Zusammenhang mit dem CNEC verwendet, einschließlich des statischen Netzmodells gemäß Absatz 2 Buchstabe f und bei Mitteilungen über eine Abschaltkampagne oder eine Investition in die Infrastruktur. Die Informationen, hinsichtlich derer Informationen gemäß diesem Absatz zurückgehalten wurden, sind auf der in Absatz 1 genannten Kommunikationsplattform zu veröffentlichen.
  4. Änderungen der in den Absätzen 1(d)iv, 0 und 2 Buchstabe f verwendeten Kennungen wird mindestens einen Monat vor ihrem Inkrafttreten öffentlich bekannt gegeben. Die Mitteilung enthält mindestens folgende Angaben:
    - (a) der Tag des Inkrafttretens der neuen Kennungen; und
    - (b) die Entsprechung zwischen der alten und der neuen Kennung für jedes CNEC.
  5. Gemäß Artikel 20 Absatz 9 der CACM-Verordnung müssen die CE ÜNB ein Instrument entwickeln und bereitstellen, das es den Marktteilnehmern ermöglicht, die Wechselwirkungen zwischen gebotszonenübergreifenden Kapazitäten und dem gebotszonenübergreifenden Handel zwischen Gebotszonen zu bewerten. Das Tool soll in Abstimmung mit den Stakeholdern und allen CE- und iTCP-Regulierungsbehörden entwickelt und bei Bedarf aktualisiert oder verbessert werden.
  6. Die CE- und iTCP-Regulierungsbehörden können die Veröffentlichung zusätzlicher Informationen durch die ÜNB verlangen. Zu diesem Zweck koordinieren alle CE- und iTCP-Regulierungsbehörden ihre Anfragen unter sich und besprechen diese mit den Stakeholdern und der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden. Jeder CE ÜNB oder die iTCP können beschließen, die zusätzlichen Informationen, die nicht durch seine zuständige Regulierungsbehörde angefordert wurden, nicht zu veröffentlichen.
  7. Die CE ÜNB und die iTCP haben den Core-Regulierungsbehörden monatlich die den vierteljährlichen Berichten zugrundeliegenden Daten aus der Kapazitätsberechnung und Marktkopplung zu

übermitteln. Der Berichtsrahmen ist in Abstimmung mit den CE- und iTCP-Regulierungsbehörden zu entwickeln und bei Bedarf zu aktualisieren und zu optimieren.

8. Änderungen des Schwellenwerts gemäß Artikel 12 Absatz 4 werden mindestens zwei Wochen vor ihrem Inkrafttreten veröffentlicht. Die Mitteilung enthält mindestens folgende Angaben:
  - (a) den aktuell angewandten Schwellenwert;
  - (b) der Tag des Inkrafttretens des neuen Schwellenwerts;
  - (c) die Werte des neuen Schwellenwerts; und
  - (d) eine angemessene Begründung für die Änderung.

### **Artikel 28.            Qualität der veröffentlichten Daten**

1. Gemäß Artikel 30 sollen die CE ÜNB und die iTCP spätestens sechs Monate vor der Umsetzung dieser Methode gemeinsam ein Verfahren für das Monitoring und die Gewährleistung der Qualität und Verfügbarkeit der Daten auf der speziellen Online-Kommunikationsplattform einführen und veröffentlichen, wie in Artikel 27. beschrieben. Dabei beraten sie sich mit den betreffenden Stakeholdern und allen CE- und iTCP-Regulierungsbehörden.
2. Das Verfahren wird gemäß Artikel 1 vom CCC angewandt und aus einem kontinuierlichen Monitoring-Prozess sowie einer Berichterstattung im Jahresbericht bestehen. Der kontinuierliche Monitoring-Prozess umfasst die folgenden Elemente:
  - (a) einzeln für jeden ÜNB und für die CE CCR und die iTCP zur Gänze: Datenqualitätsindikatoren, welche die Genauigkeit, Richtigkeit, Repräsentativität, Datenvollständigkeit, Vergleichbarkeit und Sensibilität der Daten beschreiben;
  - (b) Benutzerfreundlichkeit des Handbuchs und der automatisierten Datenwiederherstellung;
  - (c) automatisierte Datenchecks, die automatisch der Reihe nach durchgeführt werden, um individuelle Datenelemente basierend auf den erforderlichen Dateneigenschaften (z.B. Datenart, untere/obere Wertgrenze usw.) vor der Veröffentlichung zu akzeptieren oder abzulehnen; und
  - (d) eine jährlich durchgeführte Zufriedenheitsumfrage unter den Stakeholdern und den CE- und iTCP-Regulierungsbehörden.

Die Qualitätsindikatoren werden im täglichen Betrieb überwacht und werden auf der Plattform für jeden Datensatz und Datenanbieter zugänglich gemacht, sodass die Benutzer in der Lage sind diese Informationen beim Zugriff und bei der Verwendung der Daten einzubeziehen.

3. Der CCC hat im Jahresbericht zumindest Folgendes anzugeben:
  - (a) die Zusammenfassung der Qualität der Daten, die von jedem Datenanbieter geliefert wurden;
  - (b) die Beurteilung der Benutzerfreundlichkeit der Datenwiederherstellung (manuell und automatisiert);
  - (c) die Ergebnisse der mit Stakeholdern und den CE- und iTCP-Regulierungsbehörden jährlich durchgeführten Zufriedenheitsumfrage; und

- (d) Vorschläge zur Verbesserung der Qualität der gelieferten Daten und/oder der Benutzerfreundlichkeit der Datenwiederherstellung.
4. Die CE ÜNB und die iTCP verpflichten sich zu einem Mindestwert für zumindest einige der in Artikel 1 genannten Indikatoren, die von jedem ÜNB einzeln durchschnittlich auf monatlicher Basis zu erreichen sind. Sollte es einem ÜNB nicht gelingen zumindest eine der Datenqualitätsanforderungen zu erfüllen, hat der ÜNB dem CCC innerhalb eines Monats nach der Nicht-Erfüllung der Datenqualitätsanforderung die genauen Gründe dafür mitzuteilen sowie einen Aktionsplan zur Korrektur der Nicht-Erfüllung in der Vergangenheit und zur Vermeidung zukünftiger Nicht-Erfüllung vorzulegen. Spätestens drei Monate nach der Nicht-Erfüllung muss dieser Aktionsplan vollständig umgesetzt und das Problem gelöst sein. Diese Informationen sind auf der Online-Kommunikationsplattform sowie im Jahresbericht zu veröffentlichen.

## **Artikel 29. Monitoring, Berichterstattung und Unterrichtung der CE-Regulierungsbehörden**

1. Die CE ÜNB und die iTCP übermitteln den CE- und iTCP-Regulierungsbehörden entsprechende Daten über die Day-Ahead-Kapazitätsberechnung für den Regelarbeit-Zeitbereich, damit ihre Übereinstimmung mit dieser Methode und sonstigen geltenden gesetzlichen Regelungen überwacht werden kann.
2. Zumindest die Informationen über nicht anonymisierte Namen von CNEC für endgültige Lastflussparameter vor der Vorlösung gemäß Artikel 27 Absatz 2 Buchstabe d Ziffern iv und v werden allen CE- und iTCP-Regulierungsbehörden monatlich für jedes CNEC und jede DA CC MTU zur Verfügung gestellt. Diese Informationen sind in einem Format zu übermitteln, das eine leichte Zuordnung der CNEC-Bezeichnungen zu den gemäß Artikel 27 Absatz 2 veröffentlichten Informationen erlaubt.
3. Die CE- und iTCP-Regulierungsbehörden können die Veröffentlichung weiterer Informationen durch die ÜNB verlangen. Zu diesem Zweck stimmen alle CE- und iTCP-Regulierungsbehörden ihre Anfragen untereinander ab. Jeder CE ÜNB oder die iTCP können beschließen, die zusätzlichen Informationen, die nicht durch seine zuständige Regulierungsbehörde angefordert wurden, nicht bereitzustellen.
4. Der CCC erstellt und veröffentlicht gegebenenfalls mit Unterstützung der CE ÜNB und der iTCP einen Jahresbericht, der den Berichtspflichten gemäß den Artikeln 10, 13, 16, 26 und 28 dieser Methodik entspricht:
  - (a) Gemäß Artikel 10 Absatz 6 müssen die CE ÜNB und die iTCP dem CCC über systematische Zurückhaltungen Bericht erstatten, die nicht unbedingt erforderlich waren, um die Betriebssicherheit im Echtzeitbetrieb zu gewährleisten.
  - (b) Gemäß Artikel 13(6) überwachen die CE ÜNB und die iTCP die Richtigkeit von Nicht-CE-Austauschvorgängen im CGM, die nicht über AHC abgewickelt werden. Die CE ÜNB und die iTCP berichten in ihrem Jahresbericht an alle CE- und iTCP-Regulierungsbehörden über die Genauigkeit dieser Prognosen.
  - (c) Gemäß Artikel 16 Absatz 6 überwacht der CCC die Effizienz der NRAO.
  - (d) Gemäß Artikel 28 Absatz 3 überwacht und berichtet der CCC über die Qualität der auf der speziellen, in Artikel 25 genannten Online-Kommunikationsplattform veröffentlichten Daten, gegebenenfalls zusammen mit einer unterstützenden detaillierten Analyse, sofern die betreffenden ÜNB keine ausreichenden Datenqualitätsstandards erreichen können.

- (e) Gemäß Artikel 30 Absatz 2 berichten die CE ÜNB und die iTCP nach der Umsetzung dieser Methode über ihre kontinuierliche Überwachung der Auswirkungen und Leistung der Anwendung der vorliegenden Methode.
5. Der CCC erstellt und veröffentlicht gegebenenfalls mit Unterstützung der CE ÜNB und der iTCP einen vierteljährlichen Bericht, der den Berichtspflichten gemäß den Artikeln 12, 20, 27 und 30 dieser Methodik entspricht: Artikel 7
- (a) Gemäß Artikel 20 Absatz 30 Buchstabe f liefert der CCC sämtliche Informationen über die Reduktionen der gebotszonenübergreifenden Übertragungskapazitäten, gegebenenfalls mit Hilfe einer detaillierten Analyse von den betroffenen ÜNB.
  - (b) Gemäß Artikel 30 Absatz 3 erstatten die CE ÜNB und die iTCP während der Umsetzung dieser Methode Bericht über ihre fortlaufende Überwachung der Auswirkungen und der Leistung der Anwendung dieser Methode.
  - (c) Gemäß Artikel 27 Absatz 2 Buchstabe g haben die CE ÜNB und die iTCP Lastflüsse resultierend aus den Nettopositionen, welche sich aus den SDAC für jedes CNEC und die Vergabebeschränkung der endgültigen Lastflussparameter ergeben, zu melden.
  - (d) Gemäß Artikel 12 Absatz 4 haben die CE ÜNB vierteljährlich die anfängliche Einrichtung und jede Änderung dieses Schwellenwerts zusammen mit den Auswirkungen, die sich aus einem Schwellenwert ungleich Null ergeben, und einer entsprechenden Begründung zu melden.
6. Der CCC erstellt und veröffentlicht gegebenenfalls mit Unterstützung der CE ÜNB und der iTCP die in Artikel 7.4 Buchstabe a dieser Methodik festgelegten Berichtspflichten:
- (c) Zweijahresbericht, erstellt von ENTSO-E gemäß Artikel 31 Absatz 2 der Verordnung (EU) CACM
7. Die veröffentlichten Jahres- und Quartalsberichte können sensible Geschäftsinformationen oder sensible Informationen im Zusammenhang mit dem Schutz kritischer Infrastrukturen gemäß Artikel 27 Absatz 3 enthalten. In einem solchen Fall stellen die CE ÜNB und die iTCP den CE- und iTCP-Regulierungsbehörden eine vollständige Fassung zur Verfügung, in der keine Informationen zurückgehalten werden.

## TITEL 6 - Umsetzung

### Artikel 30. Implementierungszeitrahmen

1. Die ÜNB der CE CCR veröffentlichen diese Methode unverzüglich nach der Entscheidung der nationalen Regulierungsbehörden oder der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehördengemäß Artikel 9 der CACM-Verordnung.
2. Die ÜNB der CE CCR setzen diese Methode bis spätestens 30. September 2027 um, vorbehaltlich der SDAC-Bereitschaft. Der Umsetzungsprozess, der mit dem Inkrafttreten dieser Methode beginnt, umfasst die folgenden Schritte:
  - (a) interner Parallellauf, bei dem die ÜNB die Betriebsprozesse für die Eingaben in die Day-Ahead-Kapazitätsberechnung, den Day-Ahead-Kapazitätsberechnungsprozess und die Day-Ahead-Kapazitätsvalidierung testen und die entsprechenden IT-Tools und die entsprechende Infrastruktur entwickeln;
  - (b) externer Parallelbetrieb, während dessen die ÜNB die Erprobung ihrer internen Prozesse sowie der IT-Tools und Infrastrukturen weiterführen. Darüber hinaus werden die CE ÜNB die CE-NEMOs einbeziehen, um die Umsetzung dieser Methodik innerhalb der SDAC zu testen, und Marktteilnehmer, um die Auswirkungen der Anwendung dieser Methodik auf den Markt zu testen. Gemäß Artikel 20 Absatz 8 der CACM-Verordnung darf diese Phase nicht kürzer als 6 Monate sein.
3. Während der internen und externen Parallelläufe überwachen die CE ÜNB und die iTCP fortlaufend die Auswirkungen und die Leistung der Anwendung dieser Methodik. Zu diesem Zweck entwickeln sie in Abstimmung mit den CE- und iTCP-Regulierungsbehörden, der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden und den Stakeholder die Überwachungs- und Leistungskriterien und berichten vierteljährlich in einem Quartalsbericht über die Ergebnisse dieser Überwachung. Nach der Umsetzung der vorliegenden Methode ist das Ergebnis dieser Überwachung in einem Jahresbericht zusammenzufassen.

## **TITEL 7 - Schlussbestimmungen**

### **Artikel 31. Sprache**

Die Referenzsprache für diese Methode ist Englisch. Sofern ÜNB diesen Vorschlag in ihre Landessprache(n) übersetzen müssen, sind diese ÜNB verpflichtet, bei Abweichungen zwischen der von den ÜNB gemäß Artikel 9 Absatz 14 der CACM-Verordnung veröffentlichten englischen Version und jeder Version in einer anderen Sprache den zuständigen nationalen Regulierungsbehörden gemäß den anzuwendenden nationalen Vorschriften eine aktualisierte Übersetzung des Vorschlags vorzulegen.

## **Anhang 1: Liste der CE ÜNB und ihre Begründungen der Anwendung und Methode zur Berechnung von Vergabebeschränkungen**

Vergabebeschränkungen dürfen von folgenden CE ÜNB angewendet werden:

1: Polen – PSE. 2:Italien-Terna

Der folgende Abschnitt legt die Begründung für die Verwendung und die Methodik, die derzeit von jedem CE ÜNB zur Gestaltung und Umsetzung von Vergabebeschränkungen verwendet wird, falls zutreffend, detailliert dar. Die rechtliche Interpretation der Berechtigung zur Anwendung von Vergabebeschränkungen und die Beschreibung ihres Beitrages zu den Zielen der CACM-Verordnung sind ebenfalls Teil dieses Abschnitts.

### **a) Polen:**

PSE kann eine Vergabebeschränkung zur Begrenzung des Imports und Exports der polnischen Gebotszone anwenden.

#### **Technische und rechtliche Begründung**

Kapazitätsvergabebeschränkungen sind ein gesetzlich vorgeschriebenes Mittel, das in der Verordnung über die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement (Art. 23(3) und Art. 21(1)(a)(ii) CACM) definiert ist.

Diese Beschränkungen begrenzen die globale Nettoposition der polnischen Zone und spiegeln die Fähigkeit der polnischen Erzeugungsanlagen wider, die Erzeugung zu erhöhen (potenzielle Beschränkung in Exportrichtung) oder zu verringern (potenzielle Beschränkung in Importrichtung). Dies unterliegt den Beschränkungen individueller Erzeugungseinheiten sowie der Notwendigkeit zur Aufrechterhaltung von Mindesterzeugungsreserven, die für den sicheren Betrieb des polnischen Elektrizitätsversorgungssystems erforderlich sind. Dies wird in den folgenden Teilen dieses Anhangs ausführlich erläutert.

#### **Begründung der Implementierung der Vergabebeschränkungen auf PSE-Seite**

Die Implementierung von Vergabebeschränkungen durch PSE bezieht sich auf die Tatsache, dass die Verantwortlichkeit polnischer ÜNB hinsichtlich des Systemausgleichs unter den Bedingungen eines integrierten fahrplanbasierten Marktmodells (auch als zentrales Dispatch-Modell bezeichnet) maßgeblich auf die standardmäßige Verantwortlichkeit von ÜNB in sogenannten Selbsteinsatzmarktmodellen erweitert wird. Die zentrale Dispatching ist eines der beiden Dispatch-Modelle, die durch die Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission zugelassen sind. In Selbsteinsatzmärkten sind die Balance Responsible Parties (BRPs) selbst für ihre Erzeugungsreserven und Lastverfolgung zuständig, während die ÜNB diese nur für Ausfälle im Zeitrahmen von bis zu einer Stunde im Voraus sicherstellen müssen. Bei einem zentralen Dispatch-Modell ist es der ÜNB, der die Erzeugungseinheiten unter Berücksichtigung ihrer betrieblichen und Übertragungsbeschränkungen sowie der Anforderungen an die Reservekapazität einsetzt, um die nationale Erzeugung, die Nachfrage und den grenzüberschreitenden Handel auszugleichen und gleichzeitig den sicheren Betrieb des Übertragungsnetzes zu gewährleisten. Wenn der ÜNB die Einsatzpläne für den Betriebstag erstellt, werden Energie und Reserven im zentralen Dispatch-Modell gleichzeitig sichergestellt (inhärentes Merkmal zentraler Einsatzsysteme gemäß der Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission). Die Ergebnisse des Großhandelsmarktes dienen zusammen mit den Ergebnissen des Marktes für Regelleistung als Grundlage für die Einsatzplanung der Stromerzeugung im Rahmen des integrierten Fahrplanerstellungsprozesses.

In zentralen Dispatching-Systemen wird der oben beschriebene Prozess innerhalb eines integrierten Fahrplanerstellungsverfahrens (ISP) realisiert, der als einzelnes Optimierungsproblem namens „Security Constrained Unit Commitment“ (SCUC – bei dem Erzeugungseinheiten ein- und

ausgeschaltet werden) und „Economic Dispatch“ (SCED – bei dem die Erzeugungsleistung für alle eingesetzten Erzeugungseinheiten bestimmt wird) ausgeführt wird. Das integrierte Fahrplanerstellungsverfahren beginnt am späten Nachmittag von D-1, also bereits weit nach der Day-Ahead-Kapazitätsberechnung und der SDAC, und setzt sich iterativ fort, indem die zukünftigen Einsatzpläne für jede einzelne Stunde des Tages D bis zu ihrer Echtzeitausführung neu berechnet werden (mindestens jede Stunde eine Neuberechnung). Im Rahmen des oben genannten integrierten Fahrplanerstellungsverfahrens werden die an das Übertragungsnetz angeschlossenen Erzeugungseinheiten von PSE mit dem Ziel eingesetzt, die zwischen den Marktteilnehmern auf dem Großhandelsmarkt geschlossenen Stromabnahmeverträge einzuhalten und gleichzeitig die Gesamtkosten für Einsatzanpassungen und die Aktivierung von Ausgleichsenergie zur Deckung der Restnachfrage (d. h. des Teils der Endverbrauchernachfrage, der nicht durch Handelsverträge abgedeckt ist) zu minimieren. Dabei ist PSE verpflichtet, die Bedingungen für den Betrieb des Elektrizitätsversorgungssystems sowie die technischen Merkmale der Erzeugungseinheiten sowohl auf der Ebene der einzelnen Erzeugungseinheiten als auch auf der Ebene der Kraftwerke zu berücksichtigen. Die Fähigkeiten der Einheiten werden unter Berücksichtigung ihrer intertemporalen Beschränkungen (Rampengeschwindigkeiten) ebenfalls in diesem Prozess berücksichtigt.

Gemäß der nationalen Gesetzgebung ist PSE gesetzlich verpflichtet, die Verfügbarkeit ausreichender Erzeugungsreserven für das gesamte polnische Elektrizitätsversorgungssystem sicherzustellen, um dessen sicheren Betrieb im Notfall sowie im Falle unzureichender und ineffektiver Ausgleichsmaßnahmen durch Marktteilnehmer in Polen zu gewährleisten. Sofern Regelreserveanbieter (Erzeugungseinheiten) gleichwohl in Form von hohen Exporten bereits zu viel Energie am Day-Ahead-Markt verkauft hätten, wären sie gegebenenfalls nicht in der Lage, im Rahmen des integrierten Fahrplanerstellungsverfahrens ausreichend Aufwärts-Reservekapazität bereitzustellen wie in der nationalen Gesetzgebung gefordert. Diese Schlussfolgerung gilt auch für den Fall, dass Marktteilnehmer erhebliche Energiemengen importieren, da dies dazu führen könnte, dass Regelreserveanbieter nicht in der Lage sind, Abwärtsregelierungskapazitäten bereitzustellen, da sie nicht genügend Erzeugungskapazitäten auf dem Day-Ahead-Markt sichern. Die Stärke der Preisbildung für Ungleichgewichtsausgleich ist in diesem Prozess ebenfalls von Bedeutung, ebenso wie die Reife und die Fähigkeit der Marktteilnehmer, ausgewogene Portfolios unter objektiv hohen Unsicherheiten bei erneuerbaren Energien und der Nachfrage sowie unterentwickelten Intraday-Märkten aufrechtzuerhalten.

Dies führt zur Umsetzung von Vergabebeschränkungen, die das notwendige Mittel sind, um die Betriebssicherheit des polnischen Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten, indem Erzeugungskapazitäten für die Aufwärts- oder Abwärtsregelung gesichert werden, sowie um die nationalen Systemungleichgewichte in Richtung Knappheit (d. h. Deckung der Restnachfrage) und Überschuss (d. h. Verwaltung und Regulierung des Stromüberschusses in Zeiten des Überangebots) auszugleichen. Wenn eine solche Lösung ausgeschlossen wird und ÜNB im Rahmen zentraler Dispatchingsysteme die Möglichkeit genommen wird, mithilfe von Vergabebeschränkungen angemessene Grenzwerte dafür festzulegen, wie viel Strom vom System als Ganzes importiert oder exportiert werden kann, kann dies zu unzureichenden Reserven für die Regelleistung führen, wodurch die Bestimmungen der Richtlinie für die Regelleistung ungültig werden und die Einhaltung der Richtlinie für den Systembetrieb unmöglich oder zumindest sehr viel schwieriger wird.

Die Auswirkungen von Vergabebeschränkungen werden in vierteljährlichen und jährlichen Core-Berichten analysiert und beschrieben. Aus den Berichten geht hervor, dass Polen am stärksten von den Auswirkungen auf die soziale Wohlfahrt betroffen ist (in einer Größenordnung höher als in anderen Kernländern), was zu einem Verlust an sozialer Wohlfahrt in Polen aufgrund der Anwendung von Vergabebeschränkungen führt. Wie jedoch in den Berichten immer wieder aufgezeigt wird, verhindert dieser scheinbare Verlust an sozialer Wohlfahrt in Polen viel größere Wohlfahrtsverluste, wenn der sichere Betrieb des polnischen Elektrizitätsversorgungssystems gefährdet ist und außergewöhnliche

Maßnahmen ergriffen werden müssen, um diese Gefahr zu mindern (z. B. durch Nachfragedrosselung oder Drosselung erneuerbarer Energien).

Es muss betont werden, dass PSE trotz der Umsetzung der expliziten Beschaffung von Regelleistungen in Polen zum 14. Juni 2024 und trotz der Beibehaltung von Vergabebeschränkungen weiterhin umfangreiche Abhilfemaßnahmen ergreifen muss, um ein Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage im polnischen Elektrizitätsversorgungssystem zu gewährleisten. Diese Maßnahmen sind hauptsächlich die nicht marktbasierende Drosselung der erneuerbaren Energien (im Falle eines Energieüberschusses) und der Not austausch mit benachbarten ÜNB (im Falle eines Energieüberschusses oder einer Energieknappheit). Beide oben genannten Maßnahmen haben schwerwiegende negative Folgen, wie z. B. Schwierigkeiten für die Dispatching-Teams der ÜNB und VNB, Hunderte von Betriebsbefehlen, die an verteilte Anlagen für erneuerbare Energien erteilt werden, in sehr kurzer Zeit zu verwalten, Schwierigkeiten für die Eigentümer von Anlagen für erneuerbare Energien, auf kurzfristig erteilte Dispatching-Befehle zu reagieren, sowie die Erschöpfung der Betriebsreserven benachbarter ÜNB, wenn diese um Not austausch gebeten werden, was die Widerstandsfähigkeit des europäischen Elektrizitätsversorgungssystems insgesamt verringert. In vielen Fällen sind benachbarte ÜNB nicht in der Lage, die angeforderte Unterstützung zu leisten.

Die am 14. Juni 2024 durchgeführte Regelreservemarktreform hat die Marktpreissignale deutlich verbessert, sodass die ausgleichenden Verantwortlichen besser auf die sich dynamisch verändernde Situation im Elektrizitätsversorgungssystem reagieren können. Dennoch ist der beobachtete Bedarf an Regelarbeit, die vom Netzbetreiber im Rahmen der integrierten Systemdienstleistung aktiviert werden muss, immer noch sehr hoch und übersteigt oft die beschaffte Regelleistung. Dies bedeutet, dass die neuen, verbesserten Regelreservemarktpreise immer noch nicht in der Lage sind, den Marktteilnehmern ausreichende Anreize für eine bessere Erzeugungs- und Nachfrageplanung zu bieten, da die BRPs ihre Portfolios immer noch nicht früher auf den attraktiveren Day-Ahead- und Intraday-Märkten ausgleichen. Außerdem ist der neue Beschaffungsprozess für Regelleistungsreserven noch unausgereift und leidet unter mangelnder Liquidität, geringem Angebot und wenig Wettbewerb. Beide oben genannten Punkte werden von der PSE intensiv analysiert, um Verbesserungen vorzubereiten und die Wirksamkeit von Preissignalen zu erhöhen.

Da keine Alternativen zur Verwendung von Vergabebeschränkungen als plausibel für eine Umsetzung bis zwei Jahre nach der Umsetzung von lastflussbasierten Vergabebeschränkungen in Mitteleuropa identifiziert wurden, die beide geringere Gesamtkosten bei gleichbleibender Betriebssicherheit verursachen könnten und keine umfassende Überarbeitung des gesamten Marktdesigns erfordern würden, strebt PSE die Verwendung von Vergabebeschränkungen AC in der Region Mitteleuropa an.

### **Der Grund, warum Vergabebeschränkungen nicht durch den maximal zulässigen Wirkleistungsfluss ausgedrückt werden können**

Diese Einschränkung lässt sich nicht effizient in Übertragungskapazitäten von kritischen Netzelementen ausdrücken, die dem Markt angeboten werden. Sollte sich die Grenze in Form einer entsprechenden Anpassung in durch PSE angebotenen gebotszonenübergreifenden Übertragungskapazitäten niederschlagen, würde dies implizieren, dass PSE die wahrscheinlichste Marktrichtung (Importe bzw. Exporte an bestimmten Interkonnektoren) erraten müsste und die gebotszonenübergreifenden Kapazitäten in diesen Richtungen entsprechend verringern müsste. Beim lastflussbasierten Ansatz müsste dies bei jedem CNEC in Form von Kürzungen der RAM erfolgen. Aus Sicht der Marktteilnehmer ist ein solcher Ansatz aufgrund inhärenter Unsicherheiten in den Marktergebnissen jedoch durch das Risiko eines suboptimalen Splits von Vergabebeschränkungen an einzelnen Interconnections – überschätzt an einer Interconnection und unterschätzt an der anderen bzw. umgekehrt – belastet. Außerdem würde eine solche Reduzierung der RAM den gebotszonenübergreifenden Handel für alle Grenzen der Gebotszone einschränken, die Auswirkungen auf die polnischen CNEC haben (d.h. Transitströme), während sich die

Vergabebeschränkung nur auf den Import oder Export der polnischen Gebotszone auswirkt, während der Handel der anderen Gebotszonen davon unberührt bleibt.

### Bestimmung von Vergabebeschränkungen in Polen

Vergabebeschränkungen werden im Day-Ahead-Vergabeprozess angewendet, wobei die Werte am Tag vor der Energielieferung für jede Stunde einzeln auf der Grundlage der Analyse der erwarteten Erzeugungsleistungsbilanz für diese Stunde sowie der Bedingungen für den Betrieb des Elektrizitätsversorgungssystems und der technischen Merkmale der Erzeugungseinheiten sowohl auf der Ebene der einzelnen Erzeugungseinheiten als auch auf der Ebene der Kraftwerke bestimmt werden. Die Vergabebeschränkungen werden für das gesamte polnische Elektrizitätsversorgungssystem festgelegt, d. h. sie gelten gleichzeitig für alle CCR, in denen PSE mindestens eine Gebotszonengrenze hat.

Bei der Bestimmung von Vergabebeschränkungen berücksichtigt PSE die aktuellsten Informationen zu den technischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten, der prognostizierten Netzlast sowie den im gesamten polnischen Elektrizitätsversorgungssystem benötigten Mindestreservemargen, um einen sicheren Betrieb zu gewährleisten und Import-/Exportverträge abzudecken, die aus früheren Kapazitätsvergabe-Zeitbereichen einzuhalten sind.

Die Vergabebeschränkungen sind bidirektional, mit unabhängigen Werten für jede DA CC MTU und separat für die Richtungen Import nach Polen und Export aus Polen.

Für jede Stunde werden die Beschränkungen nach den folgenden Gleichungen berechnet:

$$EXPORT_{Beschränkung} = P_{SKN} - (P_{NA} + P_{ER}) + P_{NSKN} - (P_L + P_{UPres}) \quad (1)$$

$$IMPORT_{Beschränkung} = P_L - P_{DOWNres} - P_{SKNmin} - P_{NSKN} \quad (2)$$

wobei gilt:

$P_{SKN}$	Summe aller verfügbaren Erzeugungskapazitäten zentral eingesetzter Einheiten, wie von den Erzeugungsanlagen angegeben <sup>9</sup>
$P_{SKNmin}$	Summe der technischen Minima der verfügbaren zentral eingesetzten Erzeugungseinheiten
$P_{NSKN}$	Summe der Fahrpläne von Erzeugungseinheiten, die nicht zentral von den Erzeugungsanlagen eingesetzt werden (für wetterabhängige variable Erzeugung: prognostiziert von PSE)
$P_{NA}$	Erzeugung aufgrund von Netzeinschränkungen nicht verfügbar (sowohl Abschaltplanung und/oder voraussichtliche Engpässe)
$P_{ER}$	Berichtigung der Erzeugungsnichtverfügbarkeit aufgrund von Problemen, die nicht von den Erzeugungsanlagen angegeben wurden, prognostiziert von PSE

---

<sup>9</sup> Es ist zu beachten, dass Erzeugungseinheiten, die auf der Grundlage strategischer Reserveverträge mit dem ÜNB aus dem Markt herausgehalten werden, in dieser Berechnung nicht berücksichtigt werden.

aufgrund außergewöhnlicher Umstände (z. B. Kühlungszuständen oder verlängerten Instandsetzungsarbeiten)

- $P_L$  Von PSE prognostizierter Bedarf
- $P_{UPres}$  Mindestreserve für Aufwärtsregulierung
- $P_{DOWNres}$  Mindestreserve für Abwärtsregulierung

Gleichung (1) ergibt sich aus der Anforderung an Netzbetreiber, gemäß den polnischen Netzcodes Aufwärtsreserven vorzuhalten, um einen Teil der prognostizierten Last abzudecken. Diese Reserven sind ein entscheidender Aspekt für die Gewährleistung der Zuverlässigkeit und Stabilität des Systems, insbesondere beim Ausgleich von Angebot und Nachfrage bei unerwarteten Ereignissen wie Abschaltkampagnen oder plötzlichen Nachfragespitzen. In Zeiten hoher Energienachfrage in Kombination mit begrenzten zusätzlichen Kapazitäten aus erneuerbaren Quellen wird es schwierig, angemessene Aufwärtsreserven aufrechtzuerhalten. In solchen Szenarien besteht die einzige praktikable Lösung zur Bewältigung der Herausforderung des Ausgleichs darin, die Exportkapazität auf Null zu setzen.

Gleichung (2) bezieht sich auf die Notwendigkeit, die Kapazität zu sichern, die schnell reduziert werden kann, um Angebot und Nachfrage auszugleichen, wenn es einen Stromüberschuss im Netz gibt, z. B. bei einem Verlust einer erheblichen Last.

Zur Veranschaulichung ist der Prozess der praktischen Festlegung der Vergabebeschränkungen im Rahmen der Day-Ahead-Kapazitätsberechnung in Abbildungen 1 und 2 dargestellt. Die Abbildungen veranschaulichen, wie PSE am Morgen von D-1 eine Prognose der polnischen Strombilanz für jede Stunde des Liefertages erstellt, um die Reserven an Erzeugungskapazitäten zu ermitteln, die für potenzielle Exporte bzw. Importe für den Day-Ahead-Markt zur Verfügung stehen.

<p>Eine Vergabebeschränkung in Exportrichtung ist anwendbar, sofern der <math>\Delta</math>-Export geringer ist als die Summe der gebotszonenübergreifenden Kapazitäten an allen polnischen Interconnections in Exportrichtung. Eine Vergabebeschränkung in Importrichtung ist anwendbar, sofern der <math>\Delta</math>Import geringer ist als die Summe der gebotszonenübergreifenden Kapazitäten</p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Die Summe aller verfügbaren Erzeugungskapazitäten zentral eingesetzter Einheiten, wie von den Erzeugungsanlagen angegeben, reduziert um:             <ol style="list-style-type: none"> <li>1.1 Nicht verfügbare Erzeugung aufgrund von Netzbeschränkungen</li> <li>1.2 Berichtigung der Erzeugungsnichtverfügbarkeit aufgrund von Problemen, die nicht von den Erzeugungsanlagen angegeben wurden, prognostiziert von PSE aufgrund außergewöhnlicher Umstände (z. B. Kühlungszuständen oder verlängerten Instandsetzungsarbeiten)</li> </ol> </li> <li>2. Summe der Fahrpläne von Erzeugungseinheiten, die nicht zentral von den Erzeugungsanlagen eingesetzt werden (für</li> </ol>
---	---

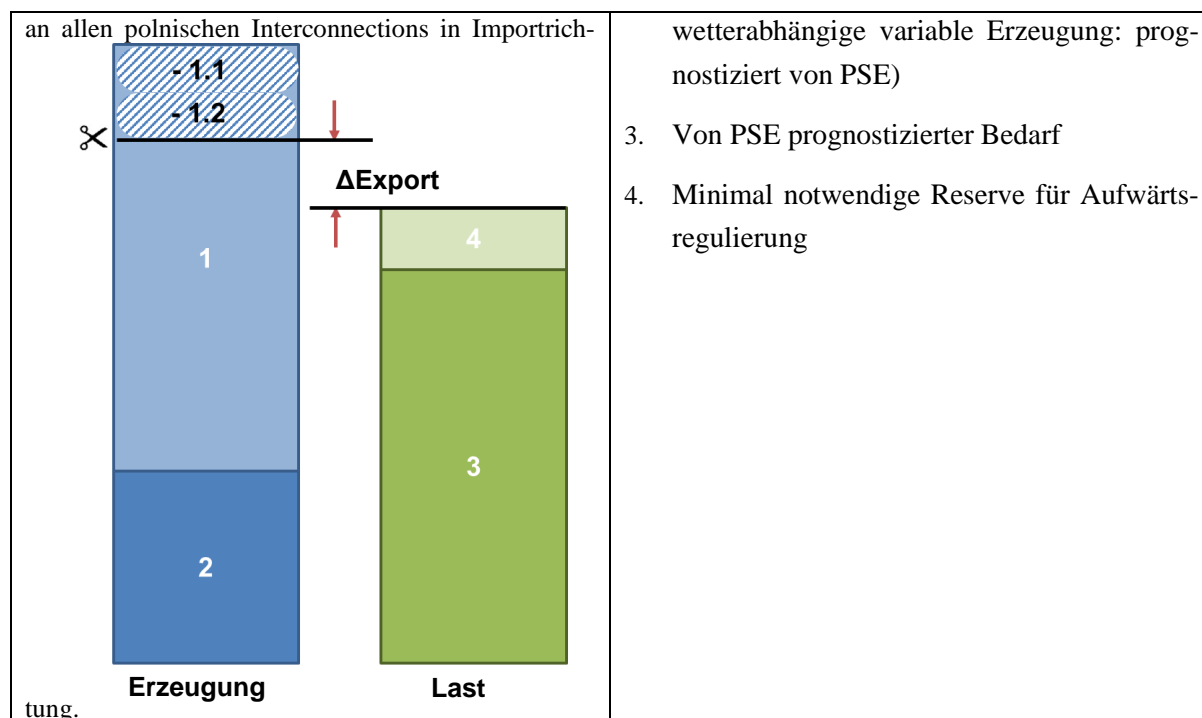


Abbildung 1: Bestimmung der Vergabebeschränkungen in Exportrichtung (Erzeugungskapazitäten, die für potenzielle Exporte verfügbar sind) im Rahmen der Day-Ahead-Kapazitätsberechnung.

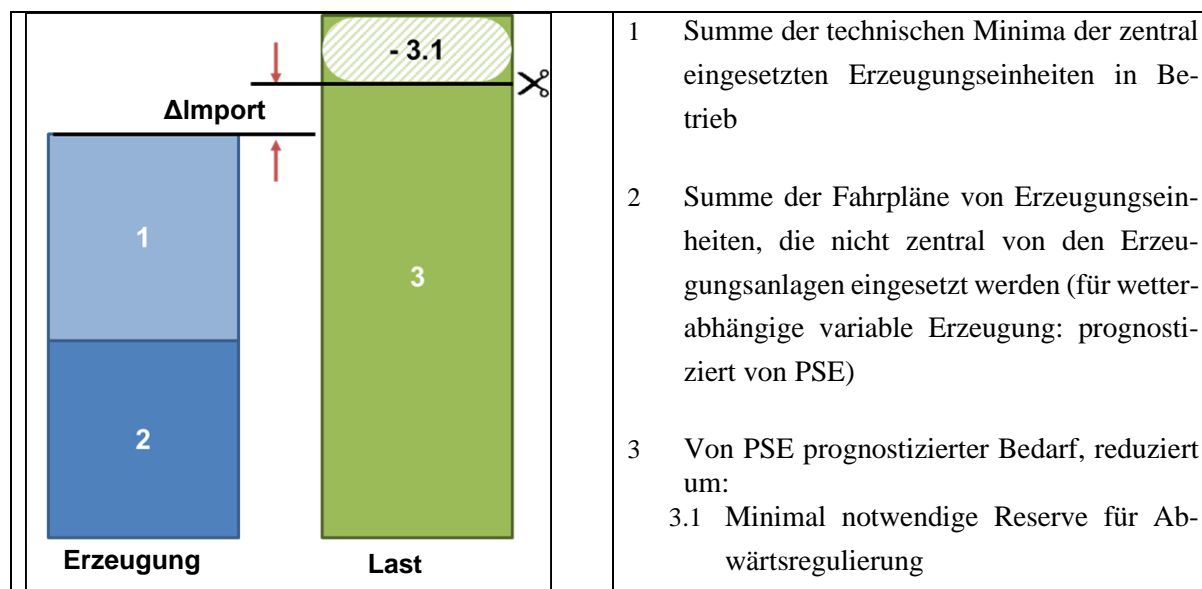


Abbildung 2: Bestimmung der Vergabebeschränkungen in Importrichtung (Reserven in Erzeugungskapazitäten, die für potentielle Importe verfügbar sind) im Rahmen der Day-Ahead-Kapazitätsberechnung.

### Häufigkeit der Neubewertung

Die Vergabebeschränkungen werden in einem kontinuierlichen Prozess auf der Grundlage der aktuellsten Informationen für jeden Zeitbereich der Kapazitätsvergabe bestimmt. Im Fall des Day-Ahead-Prozesses werden diese am Morgen von D-1 berechnet, was zu unabhängigen Werten für jede DA CC MTU, separat für Import- und Exportrichtungen nach und von Polen, führt.

## Zeiträume, in denen Vergabebeschränkungen gelten

Wie oben beschrieben, werden die Vergabebeschränkungen in einem kontinuierlichen Prozess für jeden Kapazitätsvergabezeitrahmen festgelegt, sodass sie für alle DA CC MTU des jeweiligen Vergabetags gelten.

### 2- Italien:

TERNA kann Vergabebeschränkungen anwenden, um den Import aus den norditalienischen Interkonnektoren zu begrenzen.

### Technische und rechtliche Begründung

**Vergabebeschränkungen** werden vom italienischen ÜNB festgelegt und den anderen Übertragungsnetzbetreibern und dem CCC als maximaler Wert für die akzeptable Einspeisung aus dem gesamten norditalienischen Verbundnetz mitgeteilt. Kapazitätsvergabebeschränkungen sind ein gesetzlich vorgeschriebenes Mittel, das in der CACM-Verordnung definiert ist (Artikel 23 Absatz 3 und Artikel 21 Absatz 1 Buchstabe a Ziffer ii CACM).

Terna verwendet Vergabebeschränkungen, um Beschränkungen der Betriebssicherheit im Zusammenhang mit Margen, Spannungsregelung und dynamischer Systemstabilität innerhalb des italienischen Netzes zu berücksichtigen, insbesondere in Zeiten geringer Nachfrage/hoher Einspeisung erneuerbarer Energien.

Diese drei Arten von Beschränkungen sind notwendig, um den sicheren Betrieb des Übertragungssystems aufrechtzuerhalten, können jedoch nicht effizient in Form von maximalen Lastflussmengen an kritischen Netzelementen umgesetzt werden. Daher sind die oben genannten Beschränkungen über Vergabebeschränkungen in den Marktkopplungsalgorithmen auszudrücken.

Wenn diese Beschränkung als Reduzierung der gebotszonenübergreifenden Kapazitäten umgesetzt würde, müsste TERNA die wahrscheinlichste Richtung des Marktes (Importe und/oder Exporte auf bestimmten Interkonnektoren) erraten und folglich die Reduzierungen auf den verschiedenen Interkonnektoren schätzen. Beim lastflussbasierten Ansatz würde dies bedeuten, dass die RAM-Reduzierung auf jedes CNEC geschätzt werden müsste, mit dem daraus resultierenden Risiko, dass die Beschränkung nicht optimal auf die einzelnen Interconnections verteilt wird, wodurch die Beschränkung auf einer Leitung überschätzt und auf der anderen unterschätzt wird oder umgekehrt.

Andererseits wird durch die Verwendung von Vergabebeschränkungen sichergestellt, dass der Markt entscheidet, wie die Kapazität am effizientesten auf die verschiedenen norditalienischen Interconnections vergeben wird, wobei zu berücksichtigen ist, dass die Vergabebeschränkung dem Markt als Beschränkung zur Begrenzung des Imports an der norditalienischen Grenze zur Verfügung gestellt wird.

Der Zweck der Vergabebeschränkung besteht darin, den italienischen Übertragungsnetzbetreiber in die Lage zu versetzen, die erforderlichen Kraftwerke zu aktivieren und Redispatching-Maßnahmen auf nationaler Ebene durchzuführen.

Die Mindestanzahl an einsatzbereiten Kraftwerken, die aktiviert werden müssen, um Systemdienstleistungen gemäß den Kriterien der System-Betriebsrichtlinien (z. B. Spannungsregelung, Primärreserve usw.) zu erbringen, wird durch eine stationäre Sicherheitsanalyse und dynamische Bewertungen mehrerer Szenarien quantifiziert, die als repräsentativ für die erwarteten Systembedingungen gelten.

**Rampenbeschränkungen** (auch bekannt als „Flow Ramping Limits“) begrenzen die maximale Schwankung der CE-Nettoposition (oder des Imports/Exports von/nach einer Gruppe von Interkonnektoren) von einer MTU zur nächsten. Aufgrund der besonderen Struktur des italienischen Netzes als lange Halbinsel, die nur an den nördlichen Grenzen mit dem europäischen Verbundnetz verbunden

ist, können große Schwankungen bei den Austauschprogrammen zwischen den einzelnen MTUs die Netzsicherheit während des Echtzeitbetriebs gefährden, was zu einer schwierigen Steuerung der Spannungs- und Frequenzprofile führt. Tatsächlich können die durch das Austauschregelprogramm verursachten vorübergehenden Schwankungen eine so hohe Reserve erfordern, dass dies sowohl in Bezug auf die Wirk- als auch die Blindleistung technisch nicht machbar wäre.

Darüber hinaus wird das Problem durch den wachsenden Trend zur Produktion aus erneuerbaren Quellen aufgrund der Unsicherheit der tatsächlichen Produktion aus erneuerbaren Quellen noch kritischer.

### Methode zur Berechnung des Wertes von Vergabebeschränkungen

Die Vergabebeschränkung, definiert als der Höchstwert der akzeptablen Einfuhr aus den norditalienischen Interkonnektoren, wird nach folgender Formel berechnet:

$$Import_{max}^t = [L^t - DR^t] - [ND^t + VRI^t] + P^t$$

wobei gilt:

*L*: stündliche Lastprognose

*DR*: Abwärtsreserve, die entsprechend den Unsicherheiten in Bezug auf Lastprognosen und Prognosen für erneuerbare Energien definiert wird

*ND*: erwartete Einspeisung von nicht einsatzfähigen Kraftwerken

*VRI*: ist die Einspeisung aus dem Mindestbestand an einspeisbaren Kraftwerken

*P*: verfügbare Pumpkapazität

Bei der Festlegung der Vergabebeschränkungen berücksichtigt TERNA die neuesten Informationen über die technischen Merkmale der Erzeugungseinheiten, die prognostizierte Last des Elektrizitätsversorgungssystems sowie die nach unten korrigierte Reserve, die entsprechend den Unsicherheiten im Zusammenhang mit Lastprognosen und Prognosen für erneuerbare Energien definiert wird. Die verfügbare Pumpleistung hilft, die Auswirkungen von Vergabebeschränkungen zu mildern.

Die Vergabebeschränkungen werden am Abend von D-2 für alle MTUs festgelegt und betreffen sowohl die DA- als auch die Intraday-Prozesse.

Um die Vergabebeschränkungen gemäß Artikel 7 Absatz 2 Buchstabe c im Falle eines SDAC-Ausweichverfahrens zu berücksichtigen, muss am Ende der Berechnung die ATC für die Grenzen AT->IT, SI->IT und FR->IT kleiner oder gleich der Vergabebeschränkungen sein, die auf die Grenzen AT->IT, SI->IT und FR->IT aufgeteilt werden:

$$\text{Endfassung } ATC_{AT \rightarrow IT} = \min (AC_{AT \rightarrow IT} ; ATC_{k,AT \rightarrow IT})$$

$$\text{Endfassung } ATC_{SI \rightarrow IT} = \min (AC_{SI \rightarrow IT} ; ATC_{k,SI \rightarrow IT})$$

$$\text{Endfassung } ATC_{FR \rightarrow IT} = \min (AC_{FR \rightarrow IT} ; ATC_{k,FR \rightarrow IT})$$

Die AC-Werte (für die Grenzen AT->IT, SI->IT, FR->IT) werden berechnet, indem die Vergabebeschränkung pro Grenze auf der Grundlage der anhand der  $\overrightarrow{ATC}_k$ -Werte berechneten Aufteilungsfaktoren aufgeteilt wird (Art. 24.5.vii).

$$AC_{x \rightarrow IT} = AC * SF_{x \rightarrow IT}; \quad \text{wobei } x \text{ in } (FR, AT, SI)$$

$$SF_{x \rightarrow IT} = ATC_{k,x \rightarrow IT} / \sum_{x=1}^3 ATC_{k,x \rightarrow IT}$$

### Methode zur Berechnung des Werts von Rampenbeschränkungen

Die Rampenbeschränkung ist definiert als der maximale Wert der Schwankung des Austauschs (Import/Export) von/zu einer Reihe von Interkonnektoren von einer MTU zur nächsten von den norditalienischen Interkonnektoren:

$$Austausch_{max}^{MTU} - Austausch_{max}^{MTU-1} \leq \text{Max.wert}$$

Bei der Festlegung der Rampenbeschränkungen berücksichtigt Terna die neuesten Informationen über die Reservemarge unter Berücksichtigung der technischen Machbarkeit, sowohl in Bezug auf die Wirk- und Blindleistung als auch auf die Prognosen für erneuerbare Energien.

Für alle MTUs werden Rampenbeschränkungen festgelegt, die sowohl den DA- als auch den Intraday-Markt betreffen.

Da dieser Prozess von Terna zusammen mit der 15-minütigen Inbetriebnahme der SDAC im Jahr 2025 umgesetzt und in den CCR-Prozessen in Norditalien (z. B. Day-Ahead und Intra-Day) angewendet werden soll, könnte eine weitere Verbesserung des methodischen Ansatzes (sowohl bei der Berechnung als auch bei der Häufigkeit der Neuberechnung) erforderlich sein. In der Tat sind die Erfahrungen von Terna mit der Nutzung von Rampenbeschränkungen in der ersten Phase notwendig, um sie richtig anzupassen. Daher wird spätestens 18 Monate nach der ersten Einreichung dieser Methodik eine Aktualisierung des von Terna angewandten methodischen Berechnungsansatzes für Rampenbeschränkungen durchgeführt.

## **Anhang 2: Liste der Netzelemente, die von Artikel 6 Absatz 1 und 2 ausgenommen sind**

Die folgenden Netzbetriebsmittel sind von Artikel 6 Absatz 1 und 2 ausgenommen und werden im Folgenden als „betroffene Elemente“ bezeichnet:

- [AT-IT] Lienz-Auronzo 220 kV
- [AT-IT] Nauders – Glorenza 220 kV
- [CH-IT] Lavorgo – Musignano 380 kV
- [CH-IT] Soazza – Bulciago 380 kV
- [CH-IT] Robbia – S. Fiorano 380 kV
- [CH-IT] Robbia – Gorlago 380 kV
- [CH-IT] Riddes – Avise 220 kV
- [CH-IT] Riddes – Valpelline 220 kV
- [CH-IT] Serra – Pallanzeno 220 kV
- [CH-IT] Y All'Acqua – Ponte 220 kV
- [CH-CH] Sils-Soazza 380 kV
- [CH-CH] Filisur-Sils 380 kV
- [CH-CH] Filisur-Robbia 380 kV

### **Technische Argumentation**

Der Ausschluss aus Artikel 6 Absatz 1 und 2 hängt damit zusammen, dass an der Grenze zwischen Österreich und Norditalien und zwischen der Schweiz und Norditalien Kuppelleitungen unter 220 kV existieren, die im gemeinsamen Netzmodell auf beiden Seiten der Grenze der Gebotszone nicht abgebildet sind. Um die physische Kapazität dieser Kuppelleitungen zu berücksichtigen, werden die Parameter der modellierten Netzbetriebsmittel in derselben Gebotszone so angepasst, dass die Kapazität dieser nicht-modellierten Leitungen in der CE-Day-Ahead-Kapazitätsberechnung berücksichtigt werden kann.

Die folgenden Kuppelleitungen sind derzeit nicht im gemeinsamen Netzmodell abgebildet:

- Interconnection AT – IT „Tarvisio – Greuth“ 132 kV
- Interconnection CH – IT „Villa di Tirano – Campocologno“ 132 kV
- Interconnection CH – IT „Villa di Tirano – Campocologno“ 150 kV

Die obige Liste der derzeit nicht modellierten Kuppelleitungen könnte erweitert werden, um unter anderem die künftige Verbindung AT-IT „Stainach – Prati di Vizze“ 110 kV, eine Leitung, die voraussichtlich vor der Umsetzung der CGMES in Betrieb genommen wird, einzuschließen.

Da das für die Übertragung relevante italienische Netz Netzelemente mit einer Spannung von 220 kV und mehr umfasst, kann das Übertragungsnetz unter 220 kV (d. h. Netzelemente mit 150/132/110 kV) als vom relevanten Netz entkoppelt betrachtet werden\*. Aufgrund dieser Überlegung werden die oben genannten bestehenden Kuppelleitungen mit einer Spannung unter 220 kV im CGM nicht modelliert. Wenn im 132/150-kV-Netz Ereignisse auftreten, die vom Normalzustand des Übertragungsnetzbetriebs abweichen, wie z. B. Störungen und Schwankungen, haben diese daher keinen Einfluss auf das Verhalten des betreffenden Netzes. Umgekehrt haben Störungen im relevanten Netz aufgrund der Präsenz von PST keinen Einfluss auf diese nicht-modellierten Leitungen. Tatsächlich werden diese nicht-modellierten Leitungen durch feste Flüsse (eingepörmte Energieflüsse) betrieben und die Einspeisung ihrer Flüsse wird durch einen PST geregelt, der an einem der Enden jeder Leitung angebracht ist:

- für die Interconnection AT – IT „Tarvisio – Greuth“ 132 kV, ist ein PST in der Umspannanlage Greuth vorhanden;
- für die Interconnection CH – IT „Tirano – Campocologno“ 132 kV, ist ein PST in der Umspannanlage Tirano vorhanden;
- für die Interconnection CH - IT „Villa di Tirano - Campocologno“ 150 kV ist ein PST im Umspannwerk Villa di Tirano vorhanden

Aufgrund der obigen Erklärung sind diese Kuppelleitungen bis zur Umsetzung der CGMES von der Berechnung des CGM für die Day-Ahead-Kapazität von CE auszuschließen.

### Methoden zur Berechnung des Werts von zusätzlichem Fmax für betroffene Elemente

Die Berechnung der zusätzlichen Kapazität für die betroffenen Elemente erfolgt durch die Bewertung der Auswirkungen eines zusätzlichen Austauschs über die Gebotszonengrenze auf die betroffenen Elemente. Der maximale zusätzliche Austausch auf diesen Leitungen ist die thermische Grenze dieser nicht modellierten Leitungen.

$$\Delta F_{max,l} = \sum_{nML} F_{max,nML} \cdot pPTDF_{z2z,l}$$

$\Delta F_{max,l}$	Zusätzlicher Fmax für betroffenes Element l
$F_{max,nML}$	Fmax der nicht-modellierten Leitung
$pPTDF_{z2z,l}$	Positive Zone-zu-Zone-PTDF des betroffenen Elements l

Die Fmax der betroffenen Leitungen wird dann um die oben berechnete zusätzliche Fmax erhöht.

$$F'_{max,l} = F_{max,l} + \Delta F_{max,l}$$

$F'_{max,l}$	Angepasste Fmax des betroffenen Elements l
$F_{max,l}$	Fmax des betroffenen Elements
$\Delta F_{max,l}$	Zusätzlicher Fmax für betroffenes Element l

\* Definition aus dem SO GL Art. 3(85), wo: „relevantes Netzbetriebsmittel“ bezeichnet jeden technischen Bestandteil eines Übertragungsnetzes, einschließlich der Verbindungsleitungen, oder eines Verteilernetzes, einschließlich geschlossener Verteilernetze, wie z. B. eine einzelne Leitung, einen einzelnen Stromkreis, einen einzelnen Transformator, einen einzelnen PhasenschieberTransformator oder eine Spannungskompensationseinrichtung, der/die an der Nichtverfügbarkeits-Koordination beteiligt ist und dessen/deren Verfügbarkeitsstatus Einfluss auf die grenzübergreifende Betriebssicherheit hat

### Anhang 3: IVA-Validierungsprozess für aktualisierte Intraday-Kapazitäten

1. Die CE ÜNB müssen die gebotszonenübergreifende Kapazität während des Validierungsprozesses aus Gründen der Betriebssicherheit individuell und koordiniert validieren und korrigieren dürfen.
2. Jeder CE ÜNB muss das RAM während der individuellen Validierung validieren und hat das Recht, es aus Gründen der Betriebssicherheit zu verringern. Die Anpassung aufgrund einer individuellen Validierung wird als „individuelle Validierungsanpassung“ (IVA) bezeichnet und muss einen positiven Wert haben, d. h. sie darf nur den RAM reduzieren. Die IVA darf die RAM

- nur auf das Mindestmaß reduzieren, das zur Gewährleistung der Betriebssicherheit erforderlich ist, und erst, nachdem alle erwarteten verfügbaren kostenneutralen und mit Kosten verbundenen Entlastungsmaßnahmen gemäß Artikel 22 der SO-Verordnung in Betracht gezogen wurden.
3. Die individuelle Anpassung der Validierung kann in den folgenden Situationen vorgenommen werden:
    - (a) das Auftreten einer außergewöhnlichen Ausfallvariante oder eine störungsbedingte Nichtverfügbarkeit gemäß der Definition in Artikel 3 Absatz 39 sowie Artikel 3 Absatz 77 der SO-Verordnung;
    - (b) wenn alle verfügbaren kostenneutralen und mit Kosten verbundenen RAs nicht ausreichen, um die Betriebssicherheit zu gewährleisten, unter Berücksichtigung der Analyse des CCC gemäß Absatz 4 und gegebenenfalls in Abstimmung mit dem CCC;
    - (c) ein Fehler in den Eingabedaten, der zu einer Überschätzung der gebotszonenübergreifenden Kapazität aus der Perspektive der Betriebssicherheit führt; und/oder
    - (d) eine potenzielle Notwendigkeit zur Deckung von Blindleistungsflüssen an bestimmten CNEC.
  4. Bei der Validierung berücksichtigen die CE ÜNB die betrieblichen Sicherheitsgrenzen gemäß Artikel 6 Absatz 1. Bei der Berücksichtigung solcher Grenzen können sie zusätzliche Netzmodelle und andere relevante Informationen in Betracht ziehen. Daher sollen die CE ÜNB die vom CCC entwickelten Analyse-Tools verwenden, können aber auch Verifizierungs-Tools einsetzen, die dem CCC nicht zur Verfügung stehen.
  5. Im Falle einer erforderlichen Reduzierung aufgrund von Situationen gemäß Absatz 2(a) kann ein ÜNB einen positiven Wert für *IVA* für seine eigenen CNECs verwenden oder die Vergabebeschränkungen gemäß Artikel 25 Absatz 6 anpassen, um die gebotszonenübergreifende Kapazität für seine Gebotszone zu reduzieren.
  6. Im Falle einer erforderlichen Reduzierung aufgrund von Situationen, wie in Absatz 2(b), (c) und (d) definiert, kann ein ÜNB einen positiven Wert für *IVA* für seine eigenen CNECs verwenden. Im Falle einer Situation gemäß Absatz 2 Buchstabe c kann ein CE ÜNB als letztes Mittel eine gemeinsame Entscheidung zur Einleitung der Standardparameter für Lastflussparameter gemäß Artikel 22 beantragen.

## Anhang 4: ATC-basierter Validierungsprozess für aktualisierte Intraday-Kapazitäten

1. Jeder CE ÜNB hat das Recht, eine ATC-basierte Validierung durchzuführen, um die Betriebssicherheit zu gewährleisten. Dies ist ein zusätzlicher Prozess, neben dem bestehenden Validierungsprozess, der in Artikel Anhang 4 als IVA-Validierung beschrieben ist. Gemäß dieser Validierung kann jeder CE ÜNB einen maximalen ATC-Wert für die Grenzen seiner eigenen Gebotszone festlegen.
2. Die ATC an einer Gebotszonengrenze ist immer der niedrigste Wert aller ATC, die von allen ÜNB für diese Gebotszonengrenze festgelegt wurden.

$$ATC_{A \rightarrow B \text{ validiert}} = \min(\overrightarrow{ATC}_{A \rightarrow B \text{ validiert, ÜNB 1}}, \overrightarrow{ATC}_{A \rightarrow B \text{ validiert, ÜNB 2}}, \overrightarrow{ATC}_{A \rightarrow B \text{ validiert, ÜNB x}})$$

Gleichung 16

wobei gilt:

$ATC_{A \rightarrow B \text{ validiert}}$	Mindestanzahl validierter ATCs für die Grenze $A \rightarrow B$ durch alle CE ÜNB, die an diese Gebotszonengrenze angrenzen
$\overrightarrow{ATC}_{A \rightarrow B \text{ validiert, ÜNB x}}$	Validierte ATC für Grenze $A \rightarrow B$ durch ÜNB x

3. Die ATC-Beschränkung darf nur in den folgenden Situationen angewendet werden:
  - (a) das Eintreten einer unerwarteten Ausfallvariante, das sich nach Beginn des Prozesses auf ein CNE auswirkt;
  - (b) als Ausweichlösung, falls die IVA-Validierung nicht rechtzeitig vollständig durchgeführt werden kann oder IT-Probleme auftreten; oder
  - (c) ein Fehler in den Eingabedaten, der zu einer Überschätzung der gebotszonenübergreifenden Kapazität aus Sicht der Betriebssicherheit des Systems führt.
4. Zusätzlich zu der in Artikel 27 beschriebenen Veröffentlichung veröffentlichen die CE ÜNB und der CCC mindestens die folgenden Informationen und Datenelemente in Bezug auf die ATC-basierte Validierung für jede IDCC-MTU:
  - (a) Der ÜNB, der sich auf die Beschränkung beruft;
  - (b) Die ATC-Beschränkung pro Grenze;
  - (c) Die im vorherigen Absatz beschriebene Situation; und
  - (d) Detaillierte Begründung für die Einschränkung der ATC mit demselben Informationsgrad wie die IVA-Validierung gemäß den in Anhang 5 entwickelten Begründungen, einschließlich der betrieblichen Sicherheitsgrenzen (sofern relevant), die ohne die Einschränkungen verletzt worden wären, und unter welchen Umständen sie verletzt worden wären. Alle drei Monate übermittelt dem CCC, gegebenenfalls mit Unterstützung der CE ÜNB, die in Absatz 4 Buchstaben a, b, c und d genannten Datenelemente im Rahmen des vierteljährlichen Berichts in Bezug auf die ATC-basierte Validierung.