



Stellungnahme der Regulierungsbehörden der Region Nordwesteuropa zur lastflussbasierten Marktkopplung

März 2015

Hinweis: Dieses Dokument stellt die Sichtweise der Regulierungsbehörden der Region Nordwesteuropa dar, nachdem es von diesen gemäß den jeweiligen einzelstaatlichen Verfahren genehmigt wurde. Dies geschieht spätestens Ende April 2015.

1. Kontext

Der lastflussbasierte Ansatz ist ein zentrales Element des Zielmodells für die Kapazitätsberechnung und -vergabe im Day-Ahead-Zeitbereich, wie in der Verordnung zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement (im Folgenden CACM-Verordnung), die im Juni/Juli 2015¹ in Kraft treten soll, beschrieben. Die Einführung dieses Ansatzes in der Region Nordwesteuropa begann auf der Basis des Ende 2006 veröffentlichten Anhangs zur Verordnung 1228/2003, die später aufgehoben und durch Verordnung 714/2009 ersetzt wurde.

Ziel ist es, die durch die Marktkopplung ermöglichte Verbesserung weiter zu optimieren mittels einer genaueren Kapazitätsberechnung, die es ermöglicht, von den Wechselwirkungen zwischen kommerziellen Lastflüssen auf betroffenen Übertragungselementen, sogenannten „kritischen Zweigen“, zu profitieren, indem man deren Nutzung durch die effizientesten Austausche maximiert. Kommerzielle Kapazitäten müssen nicht vorab zwischen mehreren Grenzen aufgeteilt werden, wie es bei ATC-Verfahren (die auf den verfügbaren Übertragungskapazitäten basieren) üblich ist, was zu einem potenziellen Missverhältnis zwischen benötigten und möglichen Austauschen führt.

¹ Bei den in diesem Dokument enthaltenen Zeitangaben zu CACM handelt es sich lediglich um Schätzungen der CWE-Regulierungsbehörden, die nicht unbedingt mit der offiziellen und tatsächlichen Umsetzungsplanung übereinstimmen.

In der Region Nordwesteuropa, die Belgien, Frankreich, Deutschland, Luxemburg und die Niederlande umfasst, wurde im November 2006 eine erste Marktkopplung unter der Bezeichnung Trilaterale Marktkopplung (TLC) zwischen Frankreich, Belgien und den Niederlanden ins Leben gerufen. Im Februar 2007 veröffentlichten die nationalen Regulierungsbehörden der Region Nordwesteuropa ihren sogenannten Aktionsplan, in dem sie die Umsetzung der lastflussbasierten Marktkopplung gemäß Anhang zur Verordnung 1228/2003 empfehlen. Unterstützt wurde diese Vereinbarung der Regulierungsbehörden der Region Nordwesteuropa durch die Unterzeichnung einer Absichtserklärung (MOU)² im Juni 2007, die zwischen den 5 Mitgliedstaaten, den nationalen Regulierungsbehörden, den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB), den Strombörsen und den Vertretern großer Erzeuger in der Region Nordwesteuropa geschlossen wurde. Eines der Hauptziele dieser Absichtserklärung war die Umsetzung der lastflussbasierten Marktkopplung in der Region Nordwesteuropa im Jahr 2009. Im Juli 2008 kündigten die Projektpartner (ÜNB und Strombörsen) an, dass die Marktkopplung in der Region Nordwesteuropa nicht unter Anwendung eines lastflussbasierten Ansatz beginnen würde, sondern basierend auf einer koordinierten Ermittlung der Nettoübertragungskapazitäten³. Diese Entwicklungen führten dazu, dass die Marktkopplung in der Region Nordwesteuropa im November 2010 zusammen mit der sogenannten ITVC (Interim Tight Volume Coupling) mit den nordischen Staaten eingeführt wurde. Aus dem Ziel einer europaweiten Integration entstand im Februar 2014 die Einführung der Preiskopplung in Nordeuropa. In der Zwischenzeit wurde die Arbeit der ÜNB und der Strombörsen zur Umsetzung der lastflussbasierten Marktkopplung in der Region Nordwesteuropa durch die Regulierungsbehörden der Region Nordwesteuropa anhand sogenannter „Expertentreffen“ und durch die Unterstützungsgruppe 1 (SG1) des Pentilateralen Energieforums (PLEF) überwacht. Diese Treffen fanden zunächst zwischen den 5 Unterzeichnerstaaten der Absichtserklärung 2005 statt und wurden dann 2012 schrittweise ausgeweitet durch eine Vollmitgliedschaft Österreichs und einen Beobachterstatus der Schweiz. Das lastflussbasierte Verfahren in der Region Nordwesteuropa (Grundlagen und Details) wurde von den Projektpartnern (ÜNB und Strombörsen) unter Aufsicht der Regulierungsbehörden der Region Nordwesteuropa entwickelt.

Das Verfahren wurde durch einen internen Parallelbetrieb 2012 und „im realen Maßstab“ durch zwei Jahre externen Parallelbetrieb 2013 und 2014 getestet. Bei diesem externen Parallelbetrieb wurden jeden Tag, wie beim tatsächlichen Betrieb, die Übertragungskapazitätsdomäne und die daraus entstehenden Marktergebnisse berechnet. All diese Tests trugen zu einem besseren Verständnis und größerem Vertrauen in das Verfahren bei. Zudem waren so Anpassungen des Verfahrens möglich, um damit bessere Ergebnisse und eine verbesserte Gestaltung der Transparenzinstrumente zu erlangen.

In Vorbereitung auf den Regelbetrieb wurden zwei öffentliche Konsultationen durchgeführt. Die erste Konsultation wurde im Mai/Juni 2013 von den Projektpartnern durchgeführt (wobei die Regulierungsbehörden der Region Nordwesteuropa alle Antworten einsehen konnten) und eine weitere im Juni 2014 direkt von den Regulierungsbehörden der Region Nordwesteuropa. Die

² http://www.benelux.int/files/7513/9565/1442/Memorandum_of_understanding_Pentalateral_2007_-_EN.pdf

³ Nettoübertragungskapazität = NTC

Ergebnisse dieser Konsultationen wurden der Öffentlichkeit mitgeteilt⁴ und mit Blick auf weitere Verbesserungen berücksichtigt.

2. Europäischer Rechtsrahmen

Die zentrale Rechtsgrundlage für die Umsetzung der lastflussbasierten Marktkopplung in der Region Nordwesteuropa ist die Verordnung 714/2009 zu Leitlinien für das Management und die Vergabe verfügbarer Übertragungskapazitäten auf Verbindungsleitungen zwischen nationalen Netzen einschließlich des dazugehörigen Anhangs 1.

In Artikel 16 Abs. 1 der Verordnung 714/2009 heißt es: „Netzengpässen wird mit nichtdiskriminierenden marktorientierten Lösungen begegnet, von denen wirksame wirtschaftliche Signale an die Marktteilnehmer und beteiligten Übertragungsnetzbetreiber ausgehen.“

Artikel 16 Abs. 3 besagt: „Den Marktteilnehmern wird unter Beachtung der Sicherheitsstandards für den sicheren Netzbetrieb die maximale Kapazität der Verbindungsleitungen und/oder der die grenzüberschreitenden Stromflüsse betreffenden Übertragungsnetze zur Verfügung gestellt.“

In Artikel 16 Abs. 5 der Verordnung heißt es: „Die Übertragungsnetzbetreiber saldieren, soweit technisch möglich, die auf der überlasteten Verbindungsleitung in gegenläufiger Richtung beanspruchten Kapazitäten, um diese Leitung bis zu ihrer maximalen Kapazität zu nutzen. Unter vollständiger Berücksichtigung der Netzsicherheit dürfen Transaktionen, die mit einer Entlastung verbunden sind, in keinem Fall abgelehnt werden.“

Anhang 1 Abs. 1.7 der Verordnung besagt: „Bei der Bestimmung der Netzgebiete, in denen und zwischen denen betrieben werden soll, lassen sich die ÜNB von den Grundsätzen der Rentabilität und der Minimierung negativer Auswirkungen auf den Elektrizitätsbinnenmarkt leiten. Insbesondere dürfen die ÜNB die Verbindungskapazität nicht beschränken, um einen Engpass innerhalb der eigenen Regelzone zu beheben, es sei denn aus den oben genannten Gründen und aus Gründen der Betriebssicherheit.“

In Anhang 1 Abs. 3.1 heißt es: „Die Kapazitätsvergabe auf einer Verbindungsleitung wird mit Hilfe gemeinsamer Vergabeverfahren der beteiligten ÜNB koordiniert und vorgenommen. In Fällen, in denen damit zu rechnen ist, dass der kommerzielle Handel zwischen ÜNB aus zwei Ländern erhebliche Auswirkungen auf die physikalischen Lastflüsse in einem ÜNB aus einem Drittland haben wird, werden die Engpassmanagementmethoden zwischen allen auf diese Weise betroffenen ÜNB durch ein gemeinsames Verfahren für das Engpassmanagement koordiniert. Die nationalen Regulierungsbehörden und die ÜNB gewährleisten, dass es nicht zu einer einseitigen Anwendung eines Engpassmanagementverfahrens kommt, das erhebliche Auswirkungen auf die physikalischen Stromflüsse in anderen Netzen hat.“

⁴ Aus der zweiten Konsultation gingen Forderungen an die Projektpartner hervor, die unter folgendem Link zu finden sind: http://www.creg.info/pdf/Opinions/2014/FBMC/CWE_FBMC_NRA_requests.pdf

Anhang 1 Abs. 3.2 schreibt vor: „Bis 1. Januar 2007 werden zwischen den Ländern in den folgenden Regionen eine gemeinsame, koordinierte Methode für das Engpassmanagement und ein gemeinsames, koordiniertes Verfahren, durch das dem Markt auf mindestens jährlicher, monatlicher und vortäglicher Grundlage Kapazitäten zugewiesen werden, angewandt:... (b) Nordwesteuropa (d.h. Benelux, Deutschland und Frankreich),...“

In Anhang 1 Abs. 3.5 werden schließlich die technischen Details des anzuwendenden Verfahrens dargelegt: „Mit Blick auf die Förderung eines fairen und effizienten Wettbewerbs und des grenzüberschreitenden Handels umfasst die Koordinierung zwischen den ÜNB innerhalb der unter Nummer 3.2 genannten Regionen alle Stufen von der Kapazitätsberechnung und der Vergabeoptimierung bis zum sicheren Netzbetrieb, wobei die Verantwortlichkeiten klar zugeordnet sind. Zu einer solchen Koordinierung gehören insbesondere: (a) die Verwendung eines gemeinsamen Übertragungsnetzmodells, das auf effiziente Weise mit voneinander abhängigen physikalischen Ringflüssen umgeht und Abweichungen zwischen den physikalischen und den kommerziellen Lastflüssen berücksichtigt, (b) die Vergabe und die Nominierung von Kapazität für einen effizienten Umgang mit voneinander abhängigen physikalischen Ringflüssen, ...“

Nach dem für Juni/Juli 2015 geplanten Inkrafttreten der CACM-Verordnung wird der bestehende Rechtsrahmen um die Bestimmungen dieser Verordnung erweitert. Für Kapazitätsberechnungsverfahren im Allgemeinen, und speziell für lastflussbasierte Verfahren, finden sich die wichtigsten Bestimmungen in Titel II, Kapitel I und II. Lastflussbasierte Marktkopplung ist ein zentrales Element des Zielmodells für die Kapazitätsvergabe und -berechnung im Day-Ahead-Zeitbereich.

3. Beschreibung des lastflussbasierten Verfahrens

Das Hauptziel der lastflussbasierten Marktkopplung besteht darin, den Marktteilnehmern die maximale Kapazität der Verbindungsleitungen und/oder der die grenzüberschreitenden Stromflüsse betreffenden Übertragungsnetze zur Verfügung zu stellen und zugleich die durch das Übertragungsnetz vorgegebenen physikalischen Grenzen zu berücksichtigen. Durch die Anwendung physikalischer Gesetzmäßigkeiten in Verbindung mit einer Wohlfahrtsoptimierungsfunktion werden bei diesem Verfahren Austausch aus verschiedenen Zonen ausgewählt, wodurch eine effiziente Nutzung des Übertragungsnetzes möglich wird.

Bei diesem Optimierungsprozess wird ein Teil aller Netzelemente, die von den Netzbetreibern als kritisch angesehen werden, die sogenannten kritischen Zweige, explizit berücksichtigt. Kritische Zweige können alle Teile der Verbindungsleitungen und Übertragungsnetze sein, die den grenzüberschreitenden / zonenübergreifenden Stromfluss betreffen, so zum Beispiel Übertragungsleitungen, die über Landesgrenzen hinweg gehen oder innerhalb einer Gebotszone liegen, die stark von grenzüberschreitenden / zonenübergreifenden Handelsgeschäften geprägt ist.

Der Wirkleistungsübertragungsfaktor (PTDF) zwischen Gebotszonen drückt aus, wie sich der Stromaustausch zwischen zwei Zonen auf einen bestimmten kritischen Zweig auswirkt. Wirkleistungsübertragungsfaktoren zwischen Zonen beruhen auf Annahmen, inwiefern spezielle Erzeugungseinheiten der entsprechenden Zonen an einem bestimmten Stromaustausch

(Produktionsanstieg oder -rückgang) beteiligt sind: diese Annahmen bezeichnet man als Erzeugungsverlagerungsschlüssel (GSK).

Um die Wirksamkeit des Engpassmanagements auf einem kritischen Zweig innerhalb einer Gebotszone zu gewährleisten, haben die ÜNB ein auf einem Schwellenwert basierendes Auswahlkriterium festgelegt; dieser Wert muss von mindestens einem der Werte des Wirkleistungsübertragungsfaktors zwischen den Zonen für diesen speziellen kritischen Zweig erreicht werden. Der aktuelle Schwellenwert beträgt 5%: Liegen alle Wirkleistungsübertragungsfaktoren einer Leitung unter diesem Wert, so ist die Effizienz der Marktkopplung für das Engpassmanagement auf diesem kritischen Zweig äußerst niedrig verglichen mit intern in der Gebotszone umgesetzten Redispatch-Maßnahmen. Außerdem können sehr niedrige Wirkleistungsübertragungsfaktoren enorme Auswirkungen auf die Preise haben und nicht-intuitive Ergebnisse verschlechtern.

Der Basisfall ist der Ausgangspunkt für die Machbarkeits- und Effizienzbewertung des grenzüberschreitenden Handelsgeschäfts. Diesem Basisfall liegt eine Momentaufnahme der Austäusche und Systembedingungen 2 Tage vor Echtzeit zugrunde, bei der andere Parameter (Last, Topologie, Erzeugung) an die für den Tag D zu erwartenden Bedingungen angepasst sind. Bei der gegenwärtigen Umsetzung der lastflussbasierten Marktkopplung in der Region Nordwesteuropa dienen die Netto(import- oder -export)positionen der 4 Gebotszonen⁵ der Momentaufnahme als Referenz für die Austäusche am Tag D. Der Basisfall beruht auf diesen Nettopositionen. Aufgrund des gewählten Ansatzes kann es sein, dass die Gesamtkapazität des Übertragungsnetzes nicht ausreicht, um mehr als die dem Basisfall entsprechenden Austäusche aufzunehmen. Diese speziellen Fälle wurden als „von vorneherein engpassbehaftet“ bezeichnet.

Wie bereits angedeutet, sind Erzeugungsverlagerungsschlüssel Annahmen zur Beteiligung einer Stromerzeugungseinheit an einer Erzeugungsverlagerung. Da die effektive Beteiligung einer Erzeugungseinheit von den Ergebnissen der Marktkopplung und dem Clearing-Preis abhängt, drehen wir uns im Kreis (denn das Ergebnis wird als Input benötigt). Die aktuellen Regeln in der Region Nordwesteuropa (die vereinheitlicht wurden, um unterschiedliche Vorgehensweisen zu vermeiden) beinhalten eine lineare Abhängigkeit der Erzeugungsverlagerung auf alle an der Stromübertragung beteiligten Einheiten, proportional zu deren Größe. Die Festlegung von Erzeugungsverlagerungsschlüsseln ist entscheidend, um (mittels Wirkleistungsübertragungsfaktoren zwischen Gebotszonen) die physikalischen Auswirkungen von Erzeugungsverlagerungen auf Übertragungsleitungen zu ermitteln. Ausgehend von ihren Auswirkungen auf den aktiven kritischen Zweig, sofern vorhanden, und dem jeweiligen Preis werden passende Gebote ausgewählt.

Flow Reliability Margins (FRMs) sind Sicherheitsmargen auf kritischen Zweigen, um mit Unsicherheiten hinsichtlich des auf kritischen Zweigen erwarteten Stromflusses umzugehen. Diese Unsicherheiten entstehen durch sämtliche unerwartete Ereignisse, die zwischen der Festlegung der Lastflussparameter und der Echtzeit (Wechsel der Erzeugungs- und Verbrauchsmuster, Veränderung der Austäusche an den anderen Grenzen, ...) auftreten, ebenso wie aus Unsicherheiten durch fehlende genaue Informationen zum Ursprung und Ziel der zum Clearingzeitpunkt verfügbaren

⁵ Belgien, Frankreich, Deutschland/Österreich/Luxemburg, die Niederlande

Handelsoptionen. Sicherheitsmargen tragen wesentlich zur Netzsicherheit bei, dennoch sollten sie nicht überdimensioniert sein: sie reduzieren die für den Markt verfügbaren Kapazitäten und die Wohlfahrtseffekte der Marktkopplung. Sicherheitsmargen werden von den ÜNB anhand statistischer Analysen der beobachteten Daten festgelegt und begründet.

Bei der gegenwärtigen Umsetzung der lastflussbasierten Marktkopplung in der Region Nordwesteuropa wird der Ausfall einer Übertragungsleitung (oder allgemeiner N-1-Beschränkungen) beim Optimierungsprozess ausdrücklich berücksichtigt. Netzstützende Gegenmaßnahmen (wie Maßnahmen in der Netztopologie einschließlich der Nutzung von Phasenschiebern, Redispatch etc.) können ebenfalls explizit bei den Lastflussparametern des kritischen Zweigs miteinbezogen werden. Dennoch lassen sich einige (komplexe) netzstützende Gegenmaßnahmen indirekt in Betracht ziehen durch Verwendung eines negativen Anpassungswert-(FAV)-Parameters, der die maximale Kapazität einer Übertragungsleitung erhöht und so die durch die netzstützenden Gegenmaßnahmen (veränderte Topologie) entstehende zusätzliche Kapazität widerspiegelt.

Zusätzliche Beschränkungen, sogenannte „externe Beschränkungen“, dienen dazu, die generellen Import- oder Exportbegrenzungen einer bestimmten Gebotszone darzustellen. Diese Beschränkungen können mit Problemen der Spannungshaltung zusammenhängen oder mit dem Risiko, das die ÜNB erkennen, wenn sie zu weit von den bekannten Systembedingungen abweichen.

Dazu wurden sogenannte Rückfallregeln entwickelt. Ziel dieser Prozesse ist es, weitestgehend zu vermeiden, dass der lastflussbasierte Mechanismus keine Übertragungskapazität zur Verfügung stellen kann (Lastflussparameter) mit der Folge, dass kein Austausch genehmigt werden kann. Die Projektgruppe sieht daher zwei Möglichkeiten vor, mit diesen fehlenden Parametern umzugehen:

- Fehlen die Parameter nur für einige Stunden, so werden diese basierend auf den Parametern der angrenzenden Stunden geschätzt.
- Fehlen mehrere Parameter, so erfolgt eine Berechnung von Rückfallparametern aus den Werten langfristiger Kapazitätsvergaben.

4. Übereinstimmung mit europäischem Recht

Die entscheidende gesetzliche Grundlage für die Einführung der lastflussbasierten Marktkopplung in der Region Nordwesteuropa ist Verordnung 714/2009 und der dazugehörige Anhang 1.

Für den Day-Ahead-Markt lassen sich die in Kapitel 2 dargelegten Vorgaben wie folgt zusammenfassen: Ab 1. Januar 2007 wird in der Region Nordwesteuropa eine gemeinsame und koordinierte lastflussbasierte Marktkopplung eingeführt, die den Marktteilnehmern die maximale Kapazität der Verbindungsleitungen und/oder der die grenzüberschreitenden Stromflüsse betreffenden Übertragungsnetze zur Verfügung stellt, die wirksam mit voneinander abhängigen

physikalischen Ringflüssen umgeht und die Abweichungen zwischen physikalischen und kommerziellen Stromflüssen berücksichtigt.⁶

Das Verfahren sollte diskriminierungsfrei und marktorientiert sein und einen fairen und wirksamen Wettbewerb und grenzüberschreitenden Handel ermöglichen. Treten mehrere strukturelle Engpässe auf, so sollten sich die ÜNB bei der Festlegung geeigneter Netzgebiete in und zwischen denen Engpassmanagement anzuwenden ist, an den Grundsätzen der Kostenwirksamkeit und der Minimierung negativer Auswirkungen auf den Binnenmarkt orientieren.

Der aktuelle Vorschlag der ÜNB entspricht den meisten der oben genannten rechtlichen Vorgaben (ein lastflussbasierter und innerhalb der Region Nordwesteuropa koordinierter Ansatz, wirksamer Umgang mit voneinander abhängigen physikalischen Transitflüssen und die Berücksichtigung von Abweichungen zwischen physikalischen und kommerziellen Stromflüssen) und stellt eine Verbesserung des derzeit angewandten Verfahrens dar⁷. Das vorgeschlagene lastflussbasierte Verfahren beruht auf einem gemeinsamen Übertragungsmodell, das die physikalischen Auswirkungen kommerzieller Austausch auf das betroffene Übertragungsnetz besser berücksichtigt und von den Wechselwirkungen zwischen kommerziellen Stromflüssen an den Grenzen zwischen verschiedenen Gebotszonen profitiert. Aus diesem Übertragungsmodell lassen sich Parameter ableiten, welche die Möglichkeiten des Marktes für grenzüberschreitende Handelsgeschäfte darstellen und damit einen wirksamen Wettbewerb zwischen Angebot und Nachfrage in den verschiedenen Gebotszonen ermöglichen. Der lastflussbasierte Ansatz geht daher effizienter mit sogenannten voneinander abhängigen physikalischen Transitflüssen um und stellt den Marktteilnehmern mehr Übertragungskapazität zur Verfügung.

Aufgrund der Anwendung des lastflussbasierten Verfahrens auf den im Strommarkt der EU angewandten zonenbasierten Ansatz anstatt auf einen nodalen Ansatz musste der Mechanismus in einigen Punkten speziell angepasst werden (Festlegung des Basisfalls, Erzeugungsverlagerungsschlüssel, kritische Zweige, ...).

Mit der Festlegung eines Basisfalls hat der interne Handel automatisch Priorität gegenüber dem grenzüberschreitenden Handel. Deshalb weisen die Regulierungsbehörden der Region Nordwesteuropa nachdrücklich darauf hin, dass die Netzlast im Basisfall das Netz nicht unverhältnismäßig belasten darf, und betonen, dass der Erzeugungsverlagerungsschlüssel nach klaren und transparenten, von den ÜNB im Voraus festgelegten und von den nationalen Regulierungsbehörden genehmigten Regeln zu ermitteln ist. Sonst verstößt das vorgeschlagene Verfahren womöglich gegen Artikel 16 Abs. 1 der Verordnung 714/2009, der besagt, dass Netzengpässe mittels diskriminierungsfreier marktorientierter Lösungen zu beheben sind.

Eine genauere Definition des Begriffs Stromflüsse eröffnet eine andere Betrachtung der Basisfall-Frage. Bei dieser neuen Definition sind Ringflüsse physikalische Stromflüsse, die aufgrund interner

⁶ Anhang 1 der Verordnung 1228/2003 trat Ende 2006 in Kraft und war in allen Mitgliedstaaten direkt gültig. Diese Verordnung wurde durch Verordnung 714/2009 aufgehoben. Diese Forderung wird in Artikel 3.2, Anhang 1 wiederholt.

⁷ Siehe Kapitel 5

Austausche innerhalb einer Gebotszone durch eine andere Gebotszone entstehen⁸. Da diese internen Austausche überwiegend im Basisfall enthalten sind und somit vorab zu einer Belastung des Übertragungsnetzes, das Ausgangspunkt für das lastflussbasierte Verfahren ist, führen, lassen sich Ringflüsse beim lastflussbasierten Modell nicht besser steuern als beim ATC-Verfahren. Die einzige Möglichkeit, wie dieses Modell mit Ringflüssen umgehen kann, besteht in der Schaffung geeigneter Netzgebiete, zwischen denen Engpassmanagement stattfindet. Hierbei ist festzustellen, dass es den ÜNB besser gelingt Ringflüsse in einem lastflussbasierten Umfeld zu steuern, wenn sie von gemeinsamen Annahmen bezüglich des Basisfalls ausgehen. Zudem werden beim lastflussbasierten Mechanismus Transitflüsse (physikalische Stromflüsse, die in einer bestimmten Zone durch kommerzielle Stromflüsse zwischen zwei anderen Zonen entstehen) ausdrücklich berücksichtigt, um eine bessere Netznutzung und optimierte Handelsgeschäfte zu ermöglichen.

Ein kritischer Zweig innerhalb einer Gebotszone, bei dem es sich um einen strukturellen Engpass handelt, kann, sofern die Gebotszonen nicht optimiert sind, zum Verstoß gegen Abs. 1.7 des Anhangs 1 der Verordnung 714/2009 führen, in dem es um den Umgang mit Engpässen an internen Netzelementen, die systematisch an die Grenzen verschoben und nicht durch andere Verfahren (Redispatch) gelöst werden, geht. Eine Verstärkung des Übertragungsnetzes könnte ebenfalls zur Lösung dieses Problems beitragen. Die Beobachtung der am häufigsten aktiven kritischen Zweige ist somit ein zentrales Element des von den Regulierungsbehörden der Region Nordwesteuropa vorgeschriebenen Kontrollinstruments.

Dennoch ist hervorzuheben, dass die oben genannten Ursachen eines möglichen Verstoßes nicht zwangsläufig durch die Anwendung des lastflussbasierten Verfahrens entstehen. Derartige Risiken sind typisch für einen Zonenansatz, bei dem entweder die Gebotszonen noch nicht optimiert sind, was konkret Ziel der durch die CACM-Verordnung vorgeschriebenen Überprüfung der Gebotszonen ist⁹, oder die notwendigen Netzentwicklungen noch nicht erfolgt sind.

Die Anwendung externer Beschränkungen (und die Dimensionierung der Sicherheitsmargen) sind umfassend zu begründen. Anderenfalls besteht die Gefahr eines Verstoßes gegen Artikel 16 Abs. 3 der Verordnung 714/2009, der vorschreibt, dass den Marktteilnehmern unter Beachtung der Sicherheitsstandards für den sicheren Netzbetrieb die maximale Kapazität der die grenzüberschreitenden Stromflüsse betreffenden Übertragungsnetze zur Verfügung zu stellen ist. Die in Abschnitt 9.7 erwähnten Untersuchungen dienen der Minderung dieses Risikos. Durch diese Untersuchungen sollen die aktuell im Genehmigungspaket vorgesehenen externen Beschränkungen gerechtfertigt werden. Lassen sie sich nicht rechtfertigen, so sind diese externen Beschränkungen entweder aufzuheben oder anzupassen, damit das Verfahren den Rechtsvorschriften entspricht.

⁸ In Verordnung 714/2009 (damals gab es keine Definition) verstand man unter Ringflüssen eher Stromflüsse, die nicht dem kürzesten Weg von der Quelle zur Senke folgen.

⁹ Artikel 32-34

5. Externer Parallelbetrieb

Der externe Parallelbetrieb bestand in der Anwendung des lastflussbasierten Mechanismus auf der Basis von Daten der täglichen NTC-Marktkopplung parallel zur laufenden NTC-Marktkopplung. Anhand dieser Berechnungen ist ein Vergleich der Ergebnisse des lastflussbasierten Mechanismus mit denen der ATC-Kopplung möglich. Der externe Paralleltest läuft seit 24 Monaten und wird bis zur Aufnahme des Regelbetriebs fortgesetzt. Dies ist eine wichtige Maßnahme, um die Vorteile des lastflussbasierten Verfahrens (nicht nur aus theoretischer Sicht) vor dem Hintergrund der technischen Entscheidungen, die für die praktische Durchführung des Projekts in der Region Nordwesteuropa getroffen wurden, aufzuzeigen. Die entsprechenden Ergebnisse sind eine der wesentlichen Grundlagen für die Entscheidung der Regulierungsbehörden der Region Nordwesteuropa.

Durch den externen Parallelbetrieb bekamen die Marktteilnehmer zudem einen besseren Einblick in die Funktionsweise der lastflussbasierten Marktkopplung und konnten sich auf den Regelbetrieb vorbereiten.

Der Parallelbetrieb konnte Folgendes nachweisen:

- einen Wohlfahrtsgewinn (verglichen mit dem ATC-Verfahren) von €117 Mio. für die Region Nordwesteuropa für die Simulationstage 2013 beziehungsweise €136 Mio. 2014, wobei die Wohlfahrtsgewinne ungleich auf die einzelnen Gebotszonen verteilt waren;
- akzeptable Marktergebnisse an den Simulationstagen;
- ein gutes und ausreichendes Maß an Zuverlässigkeit¹⁰, Stabilität und Robustheit des Systems: Das Projekt läuft mit einer vertretbaren Anzahl von Fehltagen (8 Monate lang gab es keinen einzigen¹¹); dies war für die Regulierungsbehörden der Region Nordwesteuropa (nachdem es zu Beginn des Parallelbetriebs zahlreiche Fehltag gegeben hatte) der Beweis dafür, dass das Verfahren jeden Tag Lastflussparameter und somit Marktergebnisse liefern kann;
- deutlich weniger Engpassstunden und eine bessere Preiskonvergenz zwischen den verschiedenen Gebotszonen;
- die Gefahr von Verteilungseffekten in Verbindung mit der in der Absichtserklärung der Regulierungsbehörden der Region Nordwesteuropa behandelten Problematik des Wettbewerbs zwischen den verschiedenen Lastflussfaktoren^{12 13}.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass der externe Parallelbetrieb die Wirksamkeit des *lastflussbasierten* Verfahrens, so wie es von den Projektpartnern der Region Nordwesteuropa zur regulatorischen Genehmigung vorgelegt wurde, bestätigt hat. Gleichwohl ermöglichte er auch einen Einblick in neue Entwicklungen und Verbesserungen, die in Kapitel 9 beschrieben werden.

¹⁰ Die Zuverlässigkeit der lastflussbasierten Marktkopplung ist entscheidend, da Fehltag die Wirtschaftlichkeit des neuen Verfahrens gefährden können.

¹¹ Dennoch wurde an einem Tag in diesem Zeitraum der Rückfallparameter-Prozess ausgelöst, unter Einhaltung des vorgesehenen Ablaufs.

¹² Das Ergebnis der lastflussbasierten Marktkopplung ist abhängig vom Wettbewerb zwischen den verschiedenen Lastflussfaktoren (oder Wirkleistungsübertragungsfaktoren).

¹³ Siehe Abschnitt 9.5

Die Regulierungsbehörden der Region Nordwesteuropa betonen die im Rahmen des Projekts im Genehmigungspaket (im Abschnitt „Rückfall“) eingegangene Verpflichtung: „Die ÜNB der Region Nordwesteuropa verpflichten sich während des gesamten Tages Lastflussparameter an das Marktkopplungssystem zu übermitteln“.

6. Transparenz

Transparenz ist ein wesentlicher Faktor für das Vertrauen des Marktes in dieses neue Verfahren.

Die Regulierungsbehörden der Region Nordwesteuropa begrüßten den Transparenzvorschlag der ÜNB in der Region Nordwesteuropa und stellten in den letzten Jahren unter Berücksichtigung der Ergebnisse der öffentlichen Konsultationen und der Diskussionen mit dem Markt zusätzliche Forderungen.

Sie verlangten unter anderem die Veröffentlichung folgender für die Genehmigung der lastflussbasierten Marktkopplung entscheidenden Informationen:

- Frühzeitige Bekanntgabe der Lastflussparameter um 8:00 Uhr vor langfristigen Anpassungen. Dazu wurde das notwendige Instrument („Utility tool“) geschaffen, um die Informationen ähnlich wie für die verfügbaren Übertragungskapazitäten an den Grenzen der Region Nordwesteuropa für jede Stunde des Folgetages zu liefern. Zudem wird der von den ÜNB am Tag D-2 berechnete Gegenwert der Nettoübertragungskapazitäten bekanntgegeben, bevor um 8:00 Uhr die Langfristnominierungen durch die ÜNB in der Region Nordwesteuropa erfolgen. Jede sich ergebende Veränderung der Parameter, die über einen Tag hinausgeht, ist dem Markt klar mitzuteilen.
- Ex-post-Veröffentlichung aller fix anonymisierten kritischen Zweige und kritischen Ausfälle nach 2 Tagen.
Die ex-post-Bekanntgabe der kritischen Zweige und kritischen Ausfälle mit anonymisierten, festen Spezifikationen gilt als eine positive Lösung, die es den Marktteilnehmern ermöglicht, zur Prognose der Marktpreise statistische Studien zu den Zusammenhängen zwischen externen Ereignissen, Lastflussparametern und Marktergebnissen zu erstellen.
- Veröffentlichung nicht-redundanter kritischer Zweige mithilfe des „CASC utility tool“.
- Bereitstellung „typischer“ Lastflussparameter-Matrizen.
Die Marktteilnehmer fordern die Bereitstellung von Lastflussparameter-Matrizen, um zu wissen, wie sich bestimmte Annahmen auf die Lastflussparameter auswirken. Diese Matrizen sollten zusammen mit den Marktteilnehmern erstellt werden.
- Veröffentlichung eines vereinfachten statischen Netzmodells der Region Nordwesteuropa.
- Artikel 17 der CACM-Verordnung schreibt ein gemeinsames Netzmodell vor. In einem ersten Schritt zur Umsetzung dieser Anforderung und um gleiche Voraussetzungen zu schaffen, fordern die Regulierungsbehörden der Region Nordwesteuropa die Veröffentlichung der Eigenschaften von Netzelementen (Länge, Widerstand, Blindwiderstand, Nennleistung) für die Region Nordwesteuropa mit einer Spannungsebene, die mindestens der der ENTSO-E Netzkarte entspricht. Diese Informationen sollten in einem Format bereitgestellt werden, das die Marktteilnehmer für weitere Analysen nutzen können.
- Aggregierte Engpassvorschau zwei Tage im Voraus (D2CF) folgt.

Darüber hinaus sind im Rahmen des Projekts weiterhin monatliche Marktberichte zu veröffentlichen.

7. Kontrolle und Bewertung

Dieses neue Verfahren unterliegt der genauen Beobachtung durch die Regulierungsbehörden der Region Nordwesteuropa, um sicherzustellen, dass es korrekt angewendet wird und nicht zu unerwarteten oder unerwünschten Marktergebnissen führt.

Wie im Genehmigungspaket dargelegt, müssen die Projektpartner daher:

- auf Verlangen der Regulierungsbehörden der Region Nordwesteuropa alle Lastfluss-Berechnungsdaten innerhalb eines angemessenen Zeitraums zur Verfügung stellen können;
- einen umfassenden monatlichen Bericht mit verschiedenen durch die Regulierungsbehörden der Region Nordwesteuropa festgelegten Indikatoren vorlegen.

Diese Kontrollinstrumente leiten sich aus den derzeit für die Beobachtung des externen Parallelbetriebs eingesetzten Instrumenten ab. Sie sind so angelegt, dass sie u.a. eine leichte Beurteilung dahingehend ermöglichen:

- ob Lastflussparameter korrekt berechnet sind,
- ob es keine unerwarteten Marktergebnisse gibt,
- welche Netzelemente häufig beschränkt sind.

Eine Auflistung aller erwarteten Indikatoren findet sich im Genehmigungspaket. Die Regulierungsbehörden der Region Nordwesteuropa können die Projektpartner auffordern, weitere Indikatoren in diesen abgestimmten Bericht aufzunehmen.

Eine spezielle Kontrolle soll es für den Bereich des „Wettbewerbs zwischen den verschiedenen Lastflussfaktoren“ geben, wie der Absichtserklärung der Regulierungsbehörden der Region Nordwesteuropa zu entnehmen ist, und für den Vergleich zwischen dem lastflussbasierten Verfahren mit der Restriktion für nicht-intuitive Flüsse und dem Lastflussverfahren in Reinform. Anhand dieser lässt sich feststellen, ob das Verfahren effizient ist. Sie dient aber auch als Grundlage für Entwicklungsvorschläge seitens der Regulierungsbehörden der Region Nordwesteuropa.

Weitere mögliche Entwicklungen und Verbesserungen des derzeitigen Verfahrens finden sich in Kapitel 9.

8. Genehmigungsverfahren

Jede Regulierungsbehörde der Region Nordwesteuropa hat ein nationales Genehmigungsverfahren eingeleitet. In einigen Ländern werden neben den Konsultationen für die gesamte Region Nordwesteuropa auch nationale Konsultationen durchgeführt.

Für ihre Entscheidung über die Anwendung der lastflussbasierten Kapazitätsberechnungs- und Marktkopplungsmethode haben die Regulierungsbehörden der Region Nordwesteuropa ihre nationalen ÜNB aufgefordert, eine umfassende Zusammenstellung der nationalen Vorschriften und Methoden vorzulegen. Das gemeinsame Genehmigungspaket der Region Nordwesteuropa besteht im Wesentlichen aus den Elementen, die im August 2014 unterbreitet wurden, sowie nachträglichen

Ergänzungen zur Erfüllung einiger Anforderungen der Regulierungsbehörden (zumeist im Zusammenhang mit einer lastgerechten Erzeugung und der Einbeziehung langfristiger Rechte).

Die einzelnen Regulierungsbehörden der Region Nordwesteuropa treffen ihre Entscheidung auf der Basis der in diesem Positionspapier dargestellten gemeinsamen Analyse, der Erkenntnisse aus der öffentlichen Konsultation in der Region Nordwesteuropa, der Ergebnisse einer etwaigen nationalen Konsultation, des (von den Projektpartnern) bis zum Ende des Parallelbetriebs zu erbringenden Nachweises, dass der lastflussbasierte Algorithmus Ergebnisse liefern kann, sowie auf der Basis der zwischen ihnen geschlossenen Absichtserklärung, die ihre Zusammenarbeit bei künftigen Kontrollaufgaben und möglichen Entwicklungen fördert.

9. Anforderungen für eine weitere Verbesserung des lastflussbasierten Verfahrens in der Region Nordwesteuropa

Die Regulierungsbehörden der Region Nordwesteuropa sind der Meinung, dass die Qualität der geplanten Methode ausreicht, um das *lastflussbasierte* Verfahren in den nächsten Wochen in der Region Nordwesteuropa einzuführen. Dennoch halten sie es für möglich, das Verfahren in den Monaten nach Beginn des Regelbetriebs in verschiedener Hinsicht noch zu verbessern.

Mit dem für Juni/Juli 2015 erwarteten Inkrafttreten der CACM-Verordnung beginnt ein Prozess, in dem die ÜNB der Region Nordwesteuropa bis Januar/Februar 2017 einen Vorschlag für eine gemeinsame Kapazitätsberechnungsmethode gemäß Artikel 20 und 21 dieser Verordnung vorlegen müssen. Die unter 9.6 bis 9.15 genannten Elemente sind zwar durch die CACM-Verordnung abgedeckt und müssen daher von den ÜNB in der vorgesehenen Zeit entsprechend bearbeitet werden, jedoch erwarten die Regulierungsbehörden der Region Nordwesteuropa, dass einige dieser Elemente früher eingeführt werden. Genaue Zeitpläne sind im Folgenden angegeben.

Die Regulierungsbehörden der Region Nordwesteuropa halten zudem noch weitere Elemente für wichtig, um einen reibungslosen Übergang zum lastflussbasierten System zu gewährleisten: Diese Elemente sind unter Punkt 9.1 bis 9.5 aufgeführt und haben hohe Priorität. Sie werden zwar noch nicht bei Beginn des Regelbetriebs zur Verfügung stehen, danach aber zügig umgesetzt.

9.1. Problem der lastgerechten Erzeugung (Abschwächung der Kürzung von preisbestimmenden Geboten)

Die Regulierungsbehörden der Region Nordwesteuropa haben ein theoretisches Problem erkannt, das als „Problem der lastgerechten Erzeugung“ bezeichnet wird, und forderten die Projektpartner auf, das Phänomen zu bewerten und Lösungen zu suchen.

Die gefundene Lösung wurde den Regulierungsbehörden im Februar 2015 vorgestellt und ist jetzt Teil der letzten Version des Genehmigungspakets.

Diese Lösung muss bis November 2015 umgesetzt werden.

9.2. Berechnung der untertägigen Kapazität

Auf Veranlassung der Regulierungsbehörden der Region Nordwesteuropa präsentierten die Projektpartner mehrere Szenarien für die Entwicklung einer Methode zur Berechnung der untertägigen Kapazität.

Die Regulierungsbehörden der Region Nordwesteuropa sind offen für eine schrittweise Herangehensweise, bei der zunächst die ATC-koordinierte Berechnung und erst danach die lastflussbasierte Berechnung für diesen Zeitbereich angewandt wird. Sie weisen auf die Bestimmung 1.9 des Anhangs 1 der Verordnung 714/2009 hin, die eine koordinierte Vergabe im untertägigen Zeitbereich vorschreibt, sowie auf die Bestimmungen der Artikel 14.1 und 21 der CACM-Verordnung, wonach das lastflussbasierte Verfahren auch für den untertägigen Zeitbereich zu entwickeln ist. Die Regulierungsbehörden der Region Nordwesteuropa weisen außerdem darauf hin, dass es wichtig ist, dieses Verfahren in Übereinstimmung mit der gesamteuropäischen Lösung für die Vergabe untertägiger Kapazitäten zu konzipieren und entwickeln.

Bevor diese Verbesserungen vorgenommen werden, verlangen die Regulierungsbehörden der Region Nordwesteuropa eine korrekte Umrechnung der untertägigen Kapazitäten in ATC bis Anfang November 2015. Mit dieser Zwischenlösung soll erreicht werden, dass in diesem Zeitbereich mehr Kapazität zur Verfügung steht, so dass genauere Informationen über Netz-, Verbrauchs- und Erzeugungsparmeter gewonnen werden können.

9.3. Verbindungsleitung Belgien – Luxemburg

Die Regulierungsbehörden der Region Nordwesteuropa rechnen damit, dass die Online-Schaltung für die Verbindungsleitung Belgien – Luxemburg bis Ende des Jahres 2015 erfolgt. Deshalb bitten sie die Projektpartner, die Auswirkungen dieser Verbindungsleitung auf die lastflussbasierte Marktkopplung in der Region Nordwesteuropa zu untersuchen.

Die Regulierungsbehörden der Region Nordwesteuropa erwarten eine angemessene Behandlung der geplanten Verbindungsleitung zwischen Belgien und Luxemburg im Rahmen der lastflussbasierten Marktkopplung in der Region Nordwesteuropa; dies schließt auch die Zuweisung der Engpasserlöse ein. Die Regulierungsbehörden erwarten 4 Monate vor Inbetriebnahme der Verbindungsleitung einen förmlichen Vorschlag von den jeweiligen ÜNB.

9.4. Einführung von finanziellen Übertragungsrechten

Die zwischen den Projektparteien getroffene Vereinbarung über die Aufnahme langfristiger Vergabekapazitäten in den lastflussbasierten Day-Ahead-Bereich gilt als nicht optimale Übergangslösung, um den Beginn des Regelbetriebs zu ermöglichen.

Als dauerhafte Lösung zur Verringerung der Auswirkungen, die sich aus den Unterschieden zwischen den Lösungsräumen ergeben, die mit der lastflussbasierten Methode und mit der ATC-basierten Methode berechnet werden, wird zumindest an der Grenze zwischen Belgien und Frankreich und zwischen Belgien und den Niederlanden die von den Regulierungsbehörden der Region Nordwesteuropa schon vor Jahren geforderte Einführung von finanziellen Übertragungrechten angesehen.

Die Regulierungsbehörden der Region Nordwesteuropa bitten die ÜNB, ein Konzept für die finanziellen Übertragungrechte zu erstellen, damit sie rechtzeitig zur Erfüllungsperiode 2016 an der

Grenze zwischen Belgien und Frankreich und zwischen Belgien und den Niederlanden eingeführt werden können. Die Regulierungsbehörden erwarten, dass der Vorschlag früh genug unterbreitet wird, um vor den ersten Auktionen an der niederländischen Grenze genehmigt werden zu können.

9.5. Wettbewerb zwischen den verschiedenen Lastflussfaktoren

Die Regulierungsbehörden der Region Nordwesteuropa werden entsprechend ihrer Absichtserklärung („CWE NRAs Memorandum of Understanding of the Implementation of Flow Based Market Coupling in the CWE Region“) das Problem des „Wettbewerbs zwischen den verschiedenen Lastflussfaktoren“ beobachten und erforderlichenfalls eine geeignete Verbesserung des derzeitigen Konzepts der lastflussbasierten Marktkopplung verlangen.

Die Absichtserklärung und das Positionspapier sind den Beschlüssen der Regulierungsbehörden der Region Nordwesteuropa als Anlage beigefügt.

9.6. Erfüllung der vereinbarten Transparenzanforderungen

Wie bereits ausgeführt, wurde ein Reihe von Transparenz-Tools vereinbart, die eine sanfte Integration des lastflussbasierten Verfahrens in den Markt ermöglichen sollen. Einige dieser Tools wurden erst in jüngster Zeit vereinbart; es könnte daher sein, dass die Projektpartner sie nicht rechtzeitig vor Beginn des lastflussbasierten Regelbetriebs entwickeln können.

Den Regulierungsbehörden der Region Nordwesteuropa wäre es zwar wesentlich lieber, wenn das Tool schon vor der Aufnahme des Regelbetriebs zur Verfügung stünde, in Bezug auf die folgenden Veröffentlichungen haben sie jedoch die Verfügbarkeit kurz nach diesem Datum akzeptiert:

- Veröffentlichung des statischen Modells
- Veröffentlichung der D2CF-Daten (Engpassvorschau zwei Tage im Voraus) entsprechend der vereinbarten Mindestvorgaben

Dies muss spätestens 3 Monate nach Beginn des Regelbetriebs erfolgen.

9.7. Externe Beschränkungen

Der derzeitige lastflussbasierte Bereich in der Region Nordwesteuropa unterliegt noch anderen Beschränkungen als denen durch kritische Zweige/kritische Ausfälle. Bei diesen – sogenannten – externen Beschränkungen handelt es sich um eine Begrenzung der Import- bzw. Exportposition, die die ÜNB für ihr Netz vornehmen, um andere Aspekte des sicheren Netzbetriebs wie z.B. die Spannungshaltung zu berücksichtigen.

Diese Beschränkungen begrenzen den lastflussbasierten Bereich recht häufig (42% der Engpassstunden im Jahr 2013). Die Regulierungsbehörden der Region Nordwesteuropa verlangen daher, dass jeder ÜNB der für ihn zuständigen Regulierungsbehörde eine Begründung für externe Beschränkungen (grundsätzlich und in Bezug auf die Werte / Berechnungsverfahren) vorlegt. Diese Erläuterungen werden zwischen den Regulierungsbehörden der Region Nordwesteuropa ausgetauscht.

Aufgrund dieser Untersuchungen, die 9 Monate nach Beginn des Regelbetriebs vorzulegen sind, könnte eine Änderung oder die Aufhebung dieser externen Beschränkungen im Rahmen der lastflussbasierten Marktkopplung beschlossen werden.

9.8. Engere Zusammenarbeit mit anderen Regionen und Ausdehnung auf andere Grenzen – eventuell verbesserte hybride Marktkopplung

Da der regionale Ansatz zu einem überregionalen und schließlich einem gesamteuropäischen System¹⁴ erweitert werden muss, fordern die Regulierungsbehörden der Region Nordwesteuropa die Projektparteien auf, eng mit den Nachbarregionen zusammenzuarbeiten und zur Mitwirkung an deren Projekten bereit zu sein. Je nach Fortschritt, Reifegrad und Berechnungsart (lastflussbasiert oder NTC) der Nachbarprojekte kann die Zusammenarbeit unterschiedliche Formen annehmen (von der Beratung bei Bedarf bis zum aktiven Projektpartner). Solche Kooperationen sind notwendig, um Konsistenz zu gewährleisten, wo unterschiedliche Methoden angewandt werden; sie können für einzelne Grenzen oder für ganze Regionen gelten und dienen dem Ziel, neue Preiszonen in die Marktkopplung zu integrieren.

Die verbesserte hybride Marktkopplung (einschließlich Grenzen mit NTC-Berechnung) wird als ein erster – einfacherer – Schritt in Richtung einer neuen Grenze des lastflussbasierten Bereichs und als weitere Optimierung betrachtet.

Die Regulierungsbehörden der Region Nordwesteuropa fordern die ÜNB auf, 12 Monate nach Beginn des Regelbetriebs eine Machbarkeitsstudie sowie das Konzept einer Hybridlösung für Grenzen, an denen ATC-basierte und lastflussbasierte Kapazitätsberechnungsverfahren nebeneinander bestehen, vorzulegen.

9.9. Aufteilung der Engpasserlöse

Die Aufteilung der Engpasserlöse auf die verschiedenen Länder der Region Nordwesteuropa ist eines der schwierigsten Probleme im Zusammenhang mit der Einführung der lastflussbasierten Marktkopplung in der Region Nordwesteuropa.

Der aktuelle Vorschlag der ÜNB wurde von allen Parteien akzeptiert; dies gilt jedoch unter der Bedingung, dass die Aufteilung genau beobachtet wird und die Möglichkeit einer Überprüfung besteht, nach der eventuell ein neues System vorgeschlagen wird, wenn die Regulierungsbehörden der Region Nordwesteuropa dies wünschen.

Spätestens 12 Monate nach Inkrafttreten der CACM-Verordnung müssen alle ÜNB ein Verfahren zur Aufteilung der Engpasserlöse vorschlagen. Die Regulierungsbehörden der Region Nordwesteuropa bitten die ÜNB, die Auswirkung des neuen EU-Vorschlags auf die Aufteilungsregel der Region Nordwesteuropa aufzuzeigen.

¹⁴ Artikel 20 Abs. 5 der CACM-Verordnung

9.10 Lastflussbasiertes Verfahren mit Restriktion für nicht-intuitive Flüsse oder in Reinform

Die Regulierungsbehörden der Region Nordwesteuropa haben aufgrund der Ergebnisse der von ihnen durchgeführten öffentlichen Konsultationen beschlossen, mit dem lastflussbasierten Verfahren mit Restriktion für nicht-intuitive Flüsse (FBI) zu beginnen. Es wurde vereinbart, dass das Projekt weiterläuft und die andere Version simuliert wird (wie während des externen Parallelbetriebs). Auf diese Weise können die Regulierungsbehörden genau verfolgen, welche Ergebnisse mit dem lastflussbasierten Verfahren in Reinform (FBP) erzielt worden wären. Nach 12 Monaten prüfen die Regulierungsbehörden der Region Nordwesteuropa, ob ein Wechsel zur anderen Variante des Verfahrens sinnvoll und gerechtfertigt wäre. Zu diesem Zweck erwarten die Regulierungsbehörden einen umfassenden Vergleichsbericht.

Hierbei könnten die folgenden Elemente zugrunde gelegt werden:

- Die Fähigkeit der Marktparteien, in den Varianten FBP bzw. FBI gute Preisprognosen zu treffen und effizient zu bieten. Bei diesem Kriterium sollten auch die Auswirkungen auf die Volatilität und die Liquidität berücksichtigt werden.
- Die Auswirkung auf die Gesamtwohlfahrt. FBI ist mit einer Einschränkung der lastflussbasierten Methode verbunden und führt damit zu einer geringeren Gesamtwohlfahrt. Dies zeigte sich im externen Parallelbetrieb, in dem relativ geringe Unterschiede zwischen FBI und FBP festgestellt wurden.
- Verteilung der Wohlfahrt, insbesondere zwischen kleinen und großen Gebotszonen. Strukturell und theoretisch sind kleinere Gebiete eher an nicht-intuitiven Flüssen beteiligt als größere Gebiete (das heißt, die kleineren Gebiete „helfen“ den größeren öfter als umgekehrt) – und dies wurde auch empirisch bestätigt. Das bedeutet letztlich, dass in den kleineren Gebieten in struktureller Weise Wohlfahrt zu Gunsten der größeren Gebiete verloren geht. Bei diesem Kriterium ist die Häufigkeit nicht-intuitiver Stromflüsse von Bedeutung. Wie die Variante FBP abschneidet, hängt vom Ausmaß der Wohlfahrtsumverteilung ab.
- Auswirkungen auf den untertägigen Zeitbereich. Die Wohlfahrt sollte für den gesamten Zeitbereich optimiert werden, d.h. vom untertägigen Handel bis zum Handel Jahre im Voraus. Es besteht insbesondere die Gefahr, dass der Gewinn der Variante FBP gegenüber FBI sich im untertägigen Zeitbereich ausgleichen könnte.
- Auswirkungen auf Investitionen und auf die Versorgungssicherheit. Energieunternehmen könnten ihre Investitionen von der Häufigkeit nicht-intuitiver Situationen abhängig machen. So könnten zum Beispiel Länder, in die importiert wird, während sie den niedrigsten Preis in der Region Nordwesteuropa haben (eine nicht-intuitive Situation), für eine Investition in Erzeugungsleistung weniger attraktiv sein.

Bei der Analyse dieser Kriterien sollte auch die künftige Ausdehnung des lastflussbasierten Verfahrens in Europa berücksichtigt werden. Darüber hinaus sollten einige noch zu erwartende Ergebnisse beachtet werden. Zum Beispiel bestehen in Bezug auf die Gesamtwohlfahrt und die Umverteilung der Wohlfahrt relativ geringe Unterschiede zwischen den Varianten FBP und FBI, wenn man nur die Ergebnisse der Vergangenheit zugrunde legt; wichtig ist jedoch auch, welche Unterschiede in der Zukunft zu erwarten sind.

Die Projektpartner müssen daher zusätzlich einen Vergleich der beiden Verfahren liefern, bei dem zumindest die Wohlfahrt und die Preisdifferenz im Rahmen des monatlichen Berichts verglichen werden.

9.11 Sicherheitsmarge

Die Regulierungsbehörden der Region Nordwesteuropa fordern die Projektpartner außerdem auf, alle möglichen Aspekte, die eine Reduzierung der Werte der angewandten Sicherheitsmargen bei gleichzeitiger Beachtung der Sicherheitskriterien (z.B. verbesserte Fahrplanmeldungen, ...) ermöglichen, zu untersuchen und gegebenenfalls Änderungen vorzuschlagen.

Die Regulierungsbehörden der Region Nordwesteuropa bitten die ÜNB, die Ergebnisse dieser Untersuchung 12 Monate nach Beginn des Regelbetriebs zu unterbreiten.

9.12 Auswahl des kritischen Zweigs / kritischen Ausfalls

Die Projektpartner haben die Regel von 5% für die Erkennung eines kritischen Zweigs vorgeschlagen (das Kriterium von 5% bedeutet, dass ein kritischer Zweig / kritischer Ausfall dann ausgewählt wird, wenn zumindest ein Wirkleistungsübertragungsfaktor zwischen Gebotszonen 5% übersteigt). Wie im Genehmigungspaket dargelegt, wird diese Regel innerhalb des Projekts als effizient betrachtet. Allerdings wurde dies gegenüber den Regulierungsbehörden der Region Nordwesteuropa nicht nachgewiesen. Wenn sich diese Auswahlregel für den kritischen Zweig verbessern ließe, könnte dies zu einer Erhöhung der Gesamtwohlfahrt führen. Ein Netzelement, das im lastflussbasierten Verfahren nicht als kritischer Zweig eingestuft wird, kann den grenzüberschreitenden Austausch in der Tat nicht begrenzen. Falls auf der betreffenden Leitung eine Überlastung zu erwarten ist, muss der oder die jeweiligen ÜNB möglicherweise teure Gegenmaßnahmen ergreifen, zum Beispiel Redispatch. Darüber hinaus verhindert die derzeitige Regel nicht, dass es Beschränkungen mit sehr geringem Wirkleistungsübertragungsfaktor gibt, die eine immense Wirkung auf die Preise haben können.

Die Regulierungsbehörden der Region Nordwesteuropa halten es daher für angebracht, dass die Projektpartner, spätestens wenn sie ein Kapazitätsberechnungsverfahren im Rahmen der CACM-Verordnung beantragen, darlegen, ob die 5%-Regel optimal ist bzw. welche andere Regel optimal wäre. Infolgedessen müsste das lastflussbasierte Verfahren angepasst werden.

9.13 Bildung der Engpassvorschau zwei Tage im Voraus (D2CF)

50Hz und APG gehören zum gemeinsamen Netzgebiet und zur deutsch/österreichisch/luxemburgischen Gebotszone, haben jedoch keine direkte Grenze für die Aufteilung. Sie sind am Projekt beteiligt und ihre Netzsituation wird im Rahmen der D2CF-Prognose angemessen berücksichtigt. Die Genauigkeit der Ergebnisse erhöht sich, wenn die Netzdaten der beiden ÜNB in der D2CF-Prognose berücksichtigt werden. Die Regulierungsbehörden fordern die Projektpartner auf, mit den geplanten Kooperationsschritten fortzufahren und gleichzeitig zu prüfen, ob die aktuellen Prozesse ausreichen oder ob zusätzliche Schritte erforderlich sind.

9.14 Entwicklung des Erzeugungsverlagerungsschlüssels

Die derzeitige Anwendung des lastflussbasierten Verfahrens ermöglicht es, die Bestimmung des Erzeugungsverlagerungsschlüssels zu verbessern. Bei der Bestimmung des künftigen Konzepts der Erzeugungsverlagerungsschlüssel sollte auf Folgendes geachtet werden:

- Harmonisierung der Methoden, um gleiche Bedingungen in der Region Nordwesteuropa zu schaffen und Diskriminierung zu vermeiden;
- Anwendung klarer und transparenter, im Voraus festgelegter Regeln und weitestgehende Vermeidung von Echtzeitinterventionen der ÜNB;
- Eine gute Darstellung der stattfindenden Erzeugungsverlagerungen durch automatische, harmonisierte und transparente Maßnahmen unter Berücksichtigung von Wetter- und Windvorhersagen (für die Erzeugung von Solar- und Windenergie).

Alle Erzeugungsverlagerungsschlüssel sind stündlich zu aktualisieren.

Die Regulierungsbehörden der Region Nordwesteuropa verlangen, dass diese Verbesserungen spätestens bis zur Beantragung eines Kapazitätsberechnungsverfahrens im Rahmen der CACM-Verordnung umgesetzt werden.

9.15 Gemeinsames Netzmodell und Basisfall

In Bezug auf Artikel 16 der CACM-Verordnung fordern die Regulierungsbehörden der Region Nordwesteuropa die Projektpartner auf, aktiv an der Entwicklung der Methodik für das gemeinsame Netzmodell mitzuwirken.

Da die fehlende Harmonisierung bei der derzeitigen Bestimmung des Basisfalls einen Schwachpunkt des geplanten lastflussbasierten Verfahrens darstellt, fordern die Regulierungsbehörden der Region Nordwesteuropa die Projektpartner in der Region Nordwesteuropa auf, die derzeitige Methode im Rahmen dieses Vorschlags zu vereinheitlichen.

Eine weitere Verbesserung des Basisfalls könnte außerdem erreicht werden, wenn wahrscheinlichere Hypothesen zugrunde gelegt oder eine bessere Optimierung (und Modellierung) der Anwendung von Gegenmaßnahmen in Erwägung gezogen würde.

Die Regulierungsbehörden der Region Nordwesteuropa verlangen, dass die Entwicklung des gemeinsamen Netzmodells und die Harmonisierung des Basisfalls spätestens bei Beantragung eines Kapazitätsberechnungsverfahrens im Rahmen der CACM-Verordnung abgeschlossen sind.