

Mehr Transparenz für den Stromhandel im Flow-Based Market Coupling

Barrieren, Lösungen und Schlüsselindikatoren

ENDBERICHT

VerfasserInnen: Angela Holzmann
Lukas Zwieb
Karina Knaus
Alexander Harrucksteiner
Altan Sahin

Auftraggeber: Oesterreichs Energie

Datum: Wien, Juli 2020

IMPRESSUM

Herausgeberin: Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency GmbH, FN 413091m

Mariahilfer Straße 136, A-1150 Wien, T. +43 (1) 586 15 24, Fax DW 340

office@energyagency.at | www.energyagency.at

Für den Inhalt verantwortlich: DI Peter Traupmann | Gesamtleitung: Karina Knaus |

Lektorat: Bao An Phan Quoc | Layout: Bao An Phan Quoc |

Herstellerin: Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency GmbH | Verlagsort und Herstellungsort: Wien

Nachdruck nur auszugsweise und mit genauer Quellenangabe gestattet. Gedruckt auf chlorfrei gebleichtem Papier.

Die Österreichische Energieagentur GmbH hat die Inhalte der vorliegenden Publikation mit größter Sorgfalt recherchiert und dokumentiert. Für die Richtigkeit, Vollständigkeit und Aktualität der Inhalte können wir jedoch keine Gewähr übernehmen.

Executive Summary

In der gesamten Day-Ahead-Marktkopplung werden täglich über 200 Mio. Euro Umsatz generiert bzw. jährlich 1.500 TWh Handelsvolumen umgesetzt. Die resultierenden Preise sind für Erzeuger, Lieferanten, Stromhändler und Verbraucher *das* wesentliche Marktsignal. Die derzeit nur im CWE-Raum umgesetzte *last-flussbasierte* Marktkopplung soll sukzessive auf weitere Regionen und Märkte (Intraday) in Europa ausgedehnt werden.

Nachvollziehbarkeit mit vertretbarem Aufwand nicht gegeben ► hohe Such- und Transaktionskosten

Es ist daher dringend notwendig, die bestehenden Barrieren, die die Markttransparenz aktuell einschränken, abzubauen. Diese Barrieren resultieren größtenteils *nicht* daher, dass Informationen und Daten nicht vorhanden sind, sondern zumeist, dass sie nur mit unverhältnismäßig hohen Such- und Transaktionskosten aufzufinden sind (Stichwort Scheintransparenz). Dies wirkt sich negativ auf das Marktvertrauen, den Wettbewerb und die systemische Effizienz aus. Vor allem für kleinere oder neue Marktteilnehmer ist dies problematisch, da sie den Aufwand für die derzeit notwendige Informationssuche und -aufbereitung schwerer übernehmen können als der größere bzw. etablierte Wettbewerb. Bedenkt man zudem, dass es sich bei vielen Dokumenten um rechtlich gültige Dokumente handelt, wirkt die fehlende Transparenz noch gravierender.

Aktuell kein „Level Playing Field“ für kleinere oder neue Marktteilnehmer

Darüber hinaus sind nicht nur die Marktteilnehmer, sondern beispielsweise auch Regulatoren, politische Entscheidungsträger, Marktbeobachter und Forschungseinrichtungen, aber auch die Übertragungsnetzbetreiber selbst von diesem Problem betroffen. Vor allem für Stakeholder, die nicht über entsprechend hohe finanzielle und/oder Personalressourcen verfügen, erzeugt die fehlende Transparenz eine nicht zu begründende Asymmetrie und Benachteiligung. Dies gilt auch für die über die Marktkopplung erfassten Länder: Kleinere und oft weniger erfahrene Länder sind tendenziell im Nachteil. Daher müssen, gerade bei Prozessen mit einer derart hohen Komplexität wie dem FBMC, im Sinne eines „Level Playing Field“ höchste Transparenzstandards gewährleistet sein. Dies umfasst auch die zielgruppenspezifische Entwicklung von Nutzungskonzepten für Informationen und Daten, um die derzeit bestehende Scheintransparenz zu verringern.

Überführung der Kosten für verbesserte Transparenz in die Systemgesamtkosten

Dem Einwand, diese Maßnahmen für mehr Transparenz würden zu höheren Kosten führen, ist Folgendes entgegenzuhalten: Systemisch betrachtet ist die zentrale Konzeptionierung und Anwendung einer „State-of-the-Art“-Dokumenten- und Datenverwaltung mit weniger Aufwand verbunden, als wenn tausende NutzerInnen immer wieder auf individueller Basis Dokumente und Datensätze suchen, benennen, sortieren oder konsolidieren müssen.

Die Überführung der Kosten für die vergleichsweise günstige zentrale „Transparenzlösung“ in die Systemgesamtkosten entspricht gerade den Intentionen der Implementierung von EUPHEMIA, nämlich die gesamteuropäische Wohlfahrt zu maximieren. Dies hätte nicht zuletzt den Vorteil, dass dieser Teil der Transaktionskosten sichtbar und ökonomisch quantifizierbar wird und somit in die vergleichende Wohlfahrtsanalyse unterschiedlicher Marktsysteme miteinfließen kann.

Seit Mai 2015 wird die lastflussbasierte Marktkopplung („Flow-Based Market Coupling“, FBMC) in den Day-Ahead-Märkten von Belgien, den Niederlanden, Frankreich, Deutschland/Luxemburg und Österreich (Central Western Europe, CWE) für die grenzüberschreitende Kapazitätszuweisung eingesetzt. Seit der Trennung von Österreich und Deutschland in zwei Gebotszonen (1. Oktober 2018) fungiert Österreich als eigene Gebotszone. Ziel ist die bestmögliche Nutzung der zur Verfügung stehenden Übertragungskapazitäten für den Stromhandel.

Funktionsprinzip des „Flow-Based Market Coupling“

Die lastflussbasierte Marktkopplung geht weiter als herkömmliche Systeme zur Kapazitätsberechnung (NTC-Verfahren bzw. ATC-Modell): Um eine möglichst weitgehende Annäherung an die tatsächlich auftretenden Lastflüsse auf den einzelnen Netzelementen zu erreichen, werden kritische – also vom grenzüberschreitenden Handel besonders betroffene – Netzelemente identifiziert. Die verfügbaren Kapazitäten dieser kritischen Netzelemente werden durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) in einem umfangreichen und komplexen Prozess bestimmt („Pre-Coupling“).

Marktkopplung (Market Coupling)

... ist das Verfahren zur effizienten Nutzung der begrenzten Übertragungskapazitäten zwischen verschiedenen Gebotszonen. Die Organisation der Marktkopplung übernehmen die Übertragungsnetzbetreiber und die Strombörsen gemeinsam.



Das Ergebnis des Pre-Coupling-Prozesses definiert den Lösungsraum für den eigentlichen Marktkopplungsprozess („**Coupling**“). Der Algorithmus **EUPHEMIA**¹ fasst an den Strombörsen gehandelte Gebote sowie die zur Verfügung stehenden Übertragungskapazitäten zusammen und berechnet – mit dem Ziel der Maximierung der gesamteuropäischen Wohlfahrt² – den optimalen Zuschlag an Handelsgeboten. Damit wird die gleichzeitige (implizite) Vergabe von Strom und Übertragungskapazität am europäischen Day-Ahead-Markt ermöglicht. Neben den Kapazitätsbeschränkungen berücksichtigt EUPHEMIA noch zahlreiche komplexe physikalische, regulatorische und länderspezifische Rahmenbedingungen.

EUPHEMIA ist im Eigentum der europäischen Strombörsen und wurde von einem privaten Unternehmen programmiert. Der Code selbst ist öffentlich nicht einsehbar, eine Dokumentation mit den grundlegenden Eigenschaften wurde veröffentlicht.

EUPHEMIA optimiert nur innerhalb der vorgegebenen Systemgrenzen.

Kosten, die im Algorithmus nicht definiert wurden, aber in unmittelbarem Zusammenhang mit der Kapazitätsvergabe stehen – wie beispielsweise Engpassmanagementkosten – werden bei der Berechnung der optimalen Zuweisung der knappen Übertragungskapazitäten nicht berücksichtigt.

¹ EU Pan-European Hybrid Electricity Market Integration Algorithm

² Summe aus Konsumentenrente, Produzentenrente und Engpassrente

EUPHEMIA optimiert darüber hinaus nur innerhalb des Day-Ahead-Marktes. Im ökonomischen Sinne ist aber eine Wohlfahrtsbetrachtung nicht zeitlich beschränkt und sollte im Sinne der Maximierung der gesamten ökonomischen Wohlfahrt den Strommarkt in seiner Gesamtheit abbilden (Engpassmanagementkosten, langfristige Kapazitätsvergabe, Intraday-Markt, Regelreservemarkt). Andere ökonomische Kostenfaktoren, wie Such- und Transaktionskosten, unterscheiden sich in unterschiedlichen Systemen (z. B. zwischen Flow-Based- und ATC-Based-Kapazitätsvergabe). Diese Kosten sind schwer zu quantifizieren und werden von EUPHEMIA nicht berücksichtigt.

Das Ergebnis wird somit wesentlich vom vorgegebenen Rahmen bestimmt. Der Algorithmus kann auch keineswegs die notwendige politische und regulatorische Diskussion um das Marktdesign selbst ersetzen. Es können jedoch gezielt Rahmenbedingungen geschaffen werden, die Schwachstellen von EUPHEMIA beseitigen. Dazu gehört ganz wesentlich die Verringerung von Such- und Transaktionskosten durch eine erhöhte Transparenz im FBMC.

Übertragungsnetzbetreiber nehmen in unterschiedlichen Rollen an zentralen Stellen Einfluss auf den lastflussbasierten Marktkopplungsprozess.

Der lastflussbasierte Marktkopplungsprozess in seiner Gesamtheit ist durch eine Reihe komplexer Algorithmen und Ablaufprozesse gekennzeichnet, in dem zahlreiche Akteure (Übertragungsnetzbetreiber, Börsen, Regulierungsbehörden, Stromhändler) an unterschiedlichen Stellen Einfluss nehmen. Darüber hinaus treffen Übertragungsnetzbetreiber nach dem Marktkopplungsprozess („**Post-Coupling**“) Entscheidungen zu Engpassmanagementmaßnahmen. Sie befinden sich somit in einer Doppelfunktion: einerseits als wesentlicher Datenlieferant im Pre-Coupling-Prozess, andererseits aber auch als wirtschaftlicher Akteur im Rahmen der Grenzkapazitätsbewirtschaftung sowie bei Investitionsentscheidungen. Die Übertragungsnetzbetreiber sind somit sowohl mit Kosten als auch mit Erlösen aus der Engpassbewirtschaftung konfrontiert. Diese Situation ist mit ein Grund für die Forderung nach mehr Transparenz im FBMC.

Aufgrund der Komplexität des gesamten Prozesses gibt es seit Beginn der Konzeptionierung des FBMC kritische Stimmen für mehr Transparenz:

*Market parties [...] need to perform price forecasting/market analysis for much longer periods.
Can the full Common Grid Model be made public?³
(Marktteilnehmer, Mai 2013³)*

Nachvollziehbarkeit mit vertretbarem Aufwand nicht gegeben.

Die umfassende Analyse der öffentlichen Dokumentation und Datensätze sowie Umfragen, Workshops mit Marktteilnehmern und Rückfragen bei relevanten Stakeholdern zeigen auch im Jahr 2020 wesentliche Barrieren hinsichtlich der Transparenz im „Flow-Based Market Coupling“. Durch die historisch gewachsene Methodik der europäischen Marktkopplung existiert derzeit eine Vielzahl an Plattformen, die Informationen und Daten zur Verfügung stellen. Daraus ergibt sich auch eine der größten Hürden in Bezug auf die Transparenz im Marktkopplungsprozess:

³ ForumExport.pdf verfügbar auf <https://www.iao.eu/support/resourcecenter/overview?parameters=%7B%22IsCWEFBMCRelevantDocumentation%22%3A%22True%22%7D>

Aktuelle Versionen wesentlicher Dokumente nur mit unverhältnismäßig hohen Such- und Transaktionskosten auffindbar.

Verantwortlich dafür sind einerseits verschiedene Plattformen/Websites mit ähnlichen Informationen, andererseits mangelnde Such- und/oder Übersichtsfunktionen auf diesen Plattformen. Auch die Bezeichnung und Struktur der Dokumente, Versionierung, Angaben zur Aktualität usw. zeigen hohes Verbesserungspotenzial auf und entsprechen nicht den gängigen Standards. Zusammen mit dem Fehlen konsolidierter Fassungen wichtiger Dokumente stellt dies eine massive Einschränkung der Transparenz dar.

Relevante Daten teilweise nicht öffentlich verfügbar.

Überwiegend werden wichtige Datensätze rechtzeitig und in ausreichender Qualität veröffentlicht. Nichtsdestotrotz sind einige Daten, die notwendig wären, um den Markt bzw. das Marktergebnis einschätzen zu können (z. B. Input in das Netzmodell oder „Remedial Actions“), nicht öffentlich zugänglich. Datenformate und Schnittstellen entsprechen nur zum Teil dem Stand der Technik und bewährten Praktiken in Hinblick auf Datenbereitstellung, Dokumentation und Metadaten. Auch innerhalb einer für das FBMC zentralen Plattform wie JAO (Joint Allocation Office) liegen nicht alle Daten an *einem* Zugriffspunkt vor.

Kein „Level Playing Field“ für kleinere oder neue Marktteilnehmer.

Die Kommunikation wichtiger Informationen, wie etwa Änderungen der Prozesse oder des Datensystems, erreicht nicht alle Marktteilnehmer in gewünschtem Ausmaß. Der notwendige Know-how-Aufbau und -Erhalt sowie hohe Such- und Transaktionskosten verursachen laufend erhebliche Belastungen für die Marktteilnehmer, aber auch für Regulatoren, Übertragungsnetzbetreiber, Marktbeobachter usw. Besonders für kleinere oder neue Marktteilnehmer bedeutet dies einen Wettbewerbsnachteil bzw. eine oftmals nicht überwindbare Eintrittsbarriere.

Qualität der EUPHEMIA-Lösung nicht überprüfbar.

Auch eine Beurteilung der Qualität der von EUPHEMIA gefundenen Lösung ist mit derzeit zur Verfügung gestellten Informationen nicht möglich.

Barrieren wirken sich negativ auf Marktvertrauen, Wettbewerb und Markteffizienz aus.

Transparenz bedeutet, dass die Nachvollziehbarkeit sowohl der Eingangsparameter als auch der Ergebnisse der Marktkopplung gewährleistet sein soll. Das bloße (unstrukturierte) Zurverfügungstellen von Informationen erzeugt lediglich **Scheintransparenz**. Die Aufbereitung der Informationen und Daten muss in einer Art und Weise erfolgen, dass mit möglichst geringen Such- und Transaktionskosten ein grundlegendes Verständnis für die Marktprozesse, Eingangsparameter und das Marktergebnis erreicht werden kann. Dies ist in einem so komplexen System wie dem FBMC notwendig, um Marktvertrauen, Markteffizienz und systemische Effizienz zu verbessern.

Transparenz ist essenziell für...

- ▶ **Marktvertrauen:** Nachvollziehbarkeit der Prozesse und der Ergebnisse gewährleisten
- ▶ **Markteffizienz und Wettbewerb:** „Level Playing Field“ zwischen kleinen, großen, neuen, etablierten Marktteilnehmern
- ▶ **Systemische Effizienz:** Such- und Transaktionskosten als Teil der gesamten Wohlfahrt minimieren

Best-Practice statt Scheintransparenz.

Transparenzbarrieren und **Scheintransparenz** können mit der Anwendung wissenschaftlicher Standards und der Implementierung von Lösungen, die sich an Best-Practice-Beispielen orientieren, erheblich reduziert werden. Großteils handelt es sich dabei um die Verbesserungen bei der Informationsaufbereitung, Dokumentenstruktur

und Datenbereitstellung. Dies sollte im besten Fall der Zielgruppe einen niederschweligen und nachvollziehbaren Zugang zu den notwendigen Informationen ermöglichen und die Such- und Transaktionskosten minimieren.

Transparenz bedeutet...

- ▶ **Informationsvermittlung:** Dokumente und Daten sind vorhanden und auffindbar
- ▶ **Nutzbarkeit:** Zugriffs- und Nutzungskonzepte für relevante Zielgruppen
- ▶ **Wissensvermittlung und Interaktion:** Feedback-Kultur, Wissensaustausch, Kommunikationskanäle usw.

Systematische Dokumentenablage unter Einhaltung gängiger Standards.

Die systematische Ablage von Dokumenten, wenn möglich auf einer Plattform, erleichtert das Auffinden von Dokumenten insbesondere in der jeweils aktuellen Version. Durch entsprechende Archivierung und Versionierung wird die Nachvollziehbarkeit der Entwicklung ermöglicht. Darüber hinaus sind Verbesserungen in Bezug auf Dokumentenstruktur, Dateiformat, Namenskonvention oder Anlagenmanagement unumgänglich.

Dokumente		Ziel
		Auffindbarkeit von Dokumenten, Nachvollziehbarkeit der Entwicklung, Bestimmung der Aktualität mit möglichst geringen Such- und Transaktionskosten
Anforderung		
Standardisierte Dokumentenstruktur	Autor und Ansprechpartner, Erstellungsdatum, Gültigkeit ab und für welche Region, Versionsnummer,...	
Dateiformat	Dokumente müssen in gängigen Dateiformaten (HTML, pdf) zur Verfügung stehen	
Auffindbarkeit von Anlage	Erwähnte Anlagen müssen im Dokument, mit Querverweis oder Digital Object Identifier auffindbar sein	
Namenskonvention	Dateinamen müssen konsistent, verständlich mit vorangestelltem Datumsformat sein, Versionsnummer	
Indexierung in gängigen Suchmaschinen		
Systematische Ablage (eine Plattform)	Finden von Dokumenten, Nachvollziehbarkeit von Änderungen durch Archivierung und Versionierung	

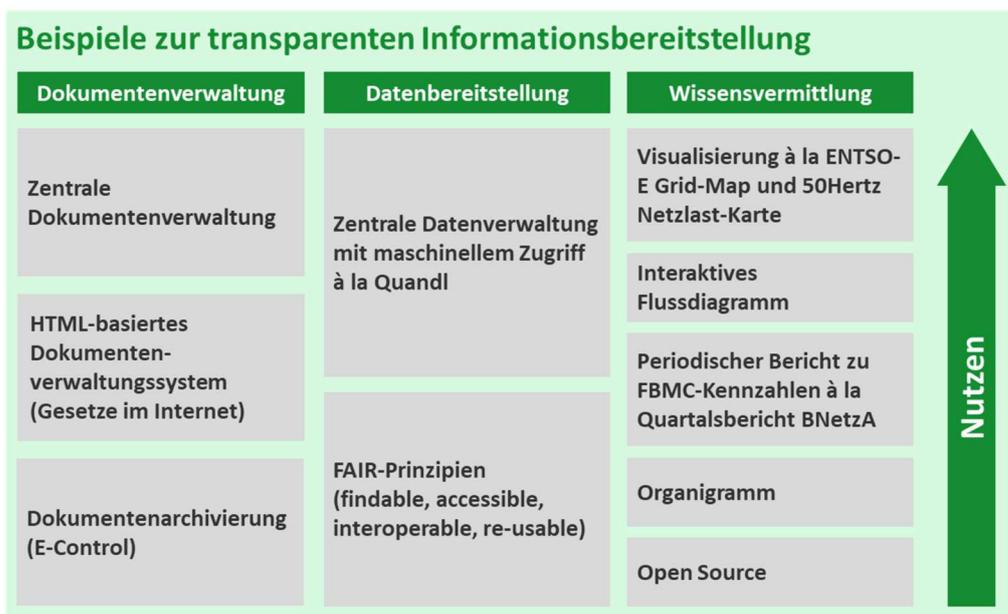
Zentrale Datenbereitstellung und -dokumentation.

Auch **Daten müssen systematisch und an möglichst wenigen Zugriffspunkten** abgelegt werden. Die Datensätze müssen verständlich und in Bezug auf aktuelle Methodikbeschreibungen dokumentiert werden. Darüber hinaus müssen Quellen und Ansprechpartner verfügbar sein. Die reibungslose Funktionalität und Verfügbarkeit der entsprechenden Tools muss sichergestellt sein.

Daten (JAO Utility-Tool)		Ziel
		Möglichst niederschwelliger Zugang zu allen notwendigen Datensätzen mit möglichst geringen Such- und Transaktionskosten
Anforderung		
Quellen und Ansprechpartner	Quellen der einzelnen Datensätze sollten im Utility-Tool nachvollziehbar sein. Ansprechpartner sowohl bei Verständnisproblemen als auch bei Fragen zu den Daten sollten verfügbar sein.	
Aktuelle, aussagekräftige Dokumentation zum Utility-Tool	Datensätze müssen verständlich und in Bezug auf aktuelle Methodikbeschreibungen definiert werden (inkl. Querverweisen); Updates müssen kommuniziert werden; Versionierung muss nachvollziehbar sein;	
Verfügbarkeit, Vollständigkeit und Auffindbarkeit der Daten	Großteils durch Utility-Tool gegeben; weitere Daten sollten nicht beispielsweise im Message Board der JAO-Website, sondern gesammelt an einem Zugriffspunkt zur Verfügung gestellt werden	
Höhere Performance des Utility-Tools	Reibungslose Funktionalität und Verfügbarkeit muss sichergestellt sein; Definition Performancstandard und -monitoring	
Nutzerfreundlichkeit Webservice	Siehe Beispiele, u.a. Zeitstempel und Dokumentation	

Über diese wissenschaftlichen Mindeststandards hinaus sind weitere Nutzerkonzepte zur Informationsaufbereitung, -bereitstellung und -vermittlung, die auf die Zielgruppe abgestimmt sind, notwendig, um **Scheintransparenz** zu vermeiden.

In der Praxis gibt es bereits zahlreiche Beispiele zur transparenten Informationsbereitstellung aus vielen Disziplinen. Diese können – angepasst auf die Bedürfnisse des Strommarkts – für die Konzepterstellung einer transparenten Informationsaufbereitung im Rahmen der lastflussbasierten Marktkopplung herangezogen werden.



One-Stop-Shop als beste Lösung.

Die optimale Maßnahme zur Förderung der Transparenz wäre der Aufbau eines One-Stop-Shops, also einer zentralen Anlaufstelle, die den Marktteilnehmern Zugang zu allen FBMC-relevanten Dokumenten und Daten erlaubt.

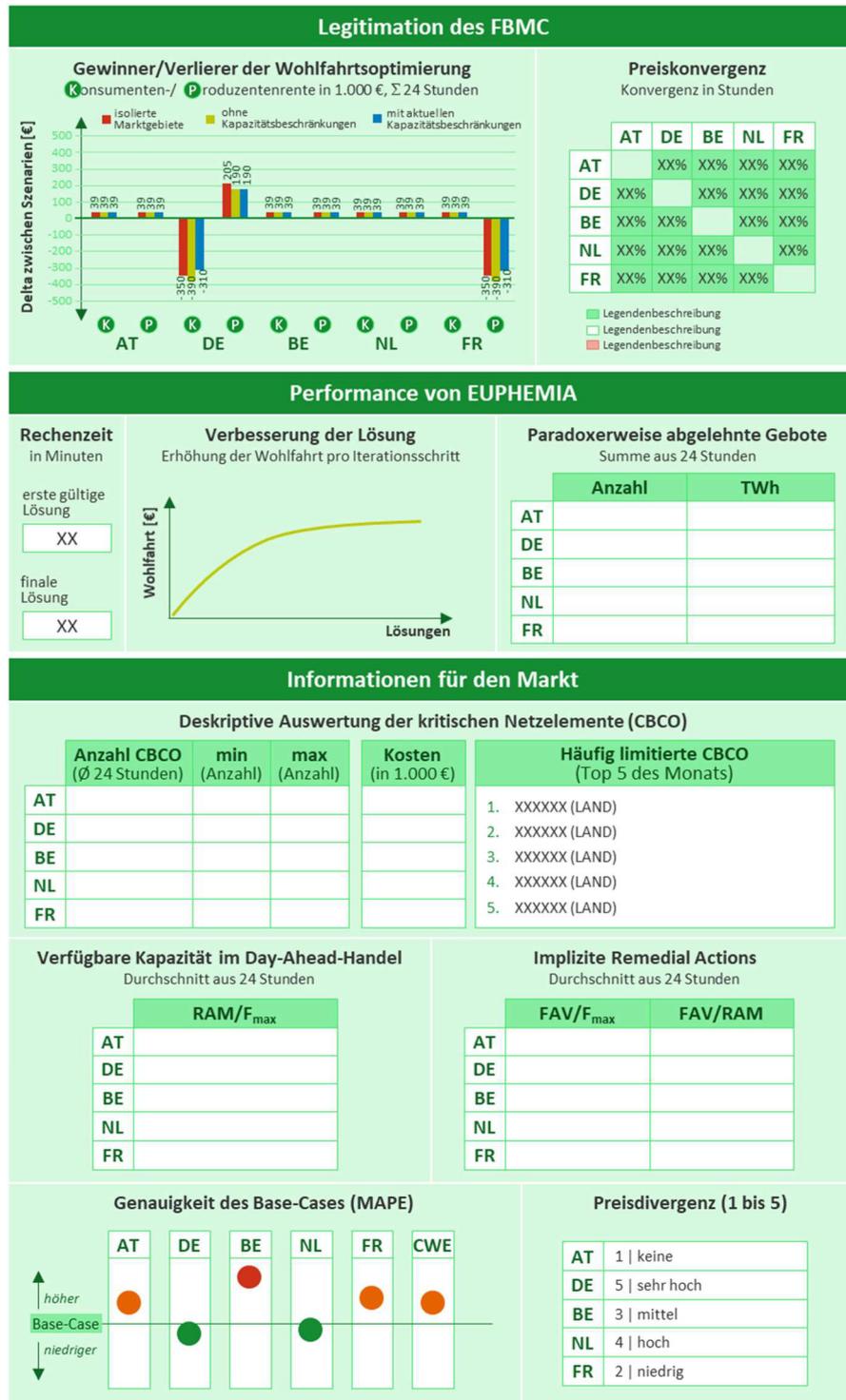
Dokumente sollten HTML-basiert zur Verfügung gestellt werden, mit der Möglichkeit des Downloads im PDF-Format, wie dies bei allen rechtsverbindlichen Dokumenten (national und auf EU-Ebene) in der Regel der Fall ist. Vor allem müssten Dokumente – auch im zukünftigen CORE FBMC – in konsolidierten Fassungen sowie in einer Art und Weise vorliegen, die die Entwicklung nachvollziehbar macht.

Filter- und Suchmöglichkeiten sollten sowohl für Daten als auch für Dokumente bereitgestellt werden. Daten sollten nicht nur im Excel-Format mit Zeitstempel, sondern auch maschinenlesbar mit entsprechender Dokumentation verfügbar sein.

Zur Darstellung der Prozessabläufe eignet sich ein Flussdiagramm, verlinkt mit der HTML-basierten Beschreibung. Zur Wissensvermittlung ideal wäre zusätzlich eine Visualisierung der Daten angelehnt an die Network-Map der ENTSO-E mit Zoomfunktion und Querverweisen zu den Datensätzen.

Key-Performance-Indikatoren (KPI) für schnellen und intuitiven Marktüberblick.

Neben der Beseitigung von bestehenden Barrieren erhöhen Schlüsselindikatoren die Transparenz im FBMC weiter und stärken das Marktvertrauen. Durch die Entwicklung und tägliche Publikation von KPIs wird Marktteilnehmern, Regulatoren, Entscheidungsträgern und Marktbeobachtern ein schneller Überblick über die aktuelle Situation und akute Auffälligkeiten ermöglicht. Die vorgeschlagenen Indikatoren sollen (1) FBMC als Marktorganisationsprozess legitimieren, (2) die Performance des Marktkopplungsalgorithmus EUPHEMIA bewerten und (3) überblicksmäßige Information für die Marktteilnehmer zu den Daten des FBMC bieten.



Inhaltsverzeichnis

EXECUTIVE SUMMARY	III
1 EINLEITUNG	13
2 EUROPÄISCHE STROMMARKTKOPPLUNG	16
2.1 Funktionsweise FBMC	16
2.1.1 FBMC Prozessablauf und Parameter	16
2.1.1.1 Erstellung des möglichen Lösungsraums im Pre-Coupling (FB-Domain)	18
2.1.1.2 Erstellung des Basisszenarios für das Stromnetz im „Common Grid Model“ (CGM)	21
2.1.1.3 Prozess zur Erstellung des Lösungsraums der FB-Domain	23
2.1.1.4 Darstellung des finalen Lösungsraums: die FB-Domain	27
2.1.2 Fazit FBMC	30
2.2 Wirtschaftliche Anreize bei der Grenzkapazitätsbewirtschaftung	31
2.2.1 Redispatch und Countertrading (Kosten des Engpassmanagements)	32
2.2.1.1 Engpassmanagementkosten in der CWE-Region	32
2.2.2 Erlöse des Engpassmanagements („Congestion Income“)	35
2.2.2.1 Engpasserlöse Österreich	37
2.2.3 Fazit Anreize	37
2.3 Funktionsweise EUPHEMIA	40
2.3.1 Input und Output von EUPHEMIA	40
2.3.2 Zielfunktion und Beziehung zum Wohlfahrtskonzept	42
2.3.3 Detailablauf EUPHEMIA	47
2.3.3.1 Wohlfahrtsoptimierung: das Masterproblem	47
2.3.3.2 Preisbestimmungsproblem („Price Determination Problem“)	48
2.3.3.3 „PUN Search Problem“	49
2.3.3.4 Paradoxerweise abgelehnte MIC-Gebote (PRMIC-Modul)	50
2.3.3.5 Paradoxerweise abgelehnte Blockgebote (PRB-Modul)	50
2.3.3.6 Indeterminacy-Subprobleme (Verbesserung der Qualität der Lösung)	50
2.3.4 Abbruchkriterien	50
2.3.5 Zusätzliche Eigenschaften des Ergebnisses	51
2.3.6 Mathematische Beschreibung des Problems	51
2.3.7 Fazit EUPHEMIA	53
3 TRANSPARENZ IM STROMHANDEL BARRIEREN UND EMPFEHLUNGEN	55
3.1 Hintergrund und Zielsetzung	55
3.2 Methodik	57
3.3 Barrieren für die Transparenz im Stromhandel	57
3.3.1 Dokumentenverwaltung im FBMC	58
3.3.1.1 Allgemein	58
3.3.1.2 JAO-Plattform	61
3.3.1.3 Die Sicht der Marktteilnehmer	63
3.3.2 Datenbereitstellung im FBMC	64
X	

3.3.2.1	JAO-Utility-Tool	64
3.3.2.2	Die Sicht der Marktteilnehmer	68
3.4	Empfehlungen zur Erhöhung der Transparenz im Stromhandel	71
3.4.1	Transparenzanforderungen	71
3.4.1.1	Dokumentenverwaltung im FBMC	72
3.4.1.2	Datenbereitstellung im FBMC (JAO-Utility-Tool)	74
3.4.2	Empfehlungen für die Verbesserung der Transparenz anhand konkreter Beispiele	78
3.4.2.1	Dokumentenverwaltung	80
3.4.2.2	Datenbereitstellung	82
3.4.2.3	Wissensvermittlung	83
3.5	Fazit Transparenz	87
4	INDIKATOREN	89
4.1	Herausforderung und Überblick	89
4.1.1	Herausforderung	89
4.1.2	Indikatoren Dashboard	89
4.1.3	Überblick Indikatoren	92
4.2	Legitimation FBMC	95
4.2.1	Gewinner und Verlierer der Wohlfahrtsoptimierung	95
4.2.2	Preiskonvergenz	95
4.3	Performance EUPHEMIA	96
4.3.1	Rechenzeit	96
4.3.2	Verbesserung der Lösung	97
4.3.3	Paradoxerweise abgelehnte Gebote	97
4.4	Information für den Markt	98
4.4.1	Deskriptive Auswertung der CBCOs	98
4.4.2	Verfügbare Kapazitäten für den Handel	99
4.4.3	Implizite „Remedial Actions“ (FAV)	99
4.4.4	Genauigkeit Base-Case	100
4.4.5	Preisdivergenz	100
5	LITERATURVERZEICHNIS	101
6	ABBILDUNGSVERZEICHNIS	104
7	TABELLENVERZEICHNIS	106
8	ABKÜRZUNGEN	107
9	ANHANG 1 METHODIK FRAGEBOGENERHEBUNG	109
10	ANHANG 2 WEITERFÜHRENDE LITERATUR ZUM FBMC	110

1 Einleitung

Ziel der europäischen Strommarktkopplung ist ein zusammenhängender europäischer Binnenmarkt für Strom. Preisunterschiede sollen im Idealfall verhindert, aber jedenfalls reduziert werden, um somit die gesamteuropäische Wohlfahrt zu maximieren. Beschränkendes Element für die Strommarktkopplung sind die verfügbaren Übertragungskapazitäten im europäischen Stromnetz.

Mit der Preiskopplung der Regionen (PCR, „Price Coupling of Regions“) starteten die europäischen Strombörsen⁴ eine Initiative, um eine Harmonisierung der Strommärkte in Europa umzusetzen. Ziel ist die bestmögliche Nutzung der zur Verfügung stehenden beschränkten Übertragungskapazitäten. Seit dem Start der PCR im Februar 2014 wurde das gekoppelte Gebiet bereits mehrmals erweitert und deckt mittlerweile 95 % des Stromverbrauchs in Europa ab. Der Kern des PCR-Systems ist der Algorithmus EUPHEMIA („EU Pan-European Hybrid Electricity Market Integration Algorithm“). EUPHEMIA ermöglicht die Berücksichtigung verschiedener Systeme zur Engpasskapazitätskalkulation (Flow-Based, ATC⁵) und unterschiedlichster an den Strombörsen gehandelter Orders („Aggregated Hourly Orders“, „Complex Orders“, „Block Orders“). Damit werden im Rahmen der Strommarktkopplung Übertragungskapazität und Strom gleichzeitig vergeben (implizite Vergabe).

Im Sinne einer effektiven Ausnutzung der Übertragungskapazitäten wird seit dem 20. Mai 2015 die lastflussbasierte Marktkopplung („Flow-Based Market Coupling“, FBMC) in den zentralwesteuropäischen Day-Ahead-Märkten (Belgien, Niederlande, Frankreich, Deutschland/Luxemburg und Österreich) für die grenzüberschreitende Kapazitätszuweisung eingesetzt. Seit der Trennung von Österreich und Deutschland in zwei Gebotszonen im Oktober 2018 fungiert Österreich in diesem System als eigene Gebotszone.

Zur Verfügung stehende Grenzübertragungskapazitäten haben wesentlichen Einfluss auf die Strompreise im Day-Ahead-Markt. Um akkurate Preisprognosen zu erstellen, effizienten Handel am lang- und kurzfristigen Strommarkt zu ermöglichen und um effiziente Investitions- und Betriebsentscheidungen treffen zu können, sind ein grundlegendes Verständnis sowie eine möglichst lückenlose Nachvollziehbarkeit aller Prozesse der Marktkopplung für die Marktteilnehmer von essenzieller Bedeutung. In diesem Sinne weist auch die CACM-Leitlinie (EU 2015/1222) als eines der Ziele der Zusammenarbeit bei der Kapazitätsvergabe und dem Engpassmanagement die **„Gewährleistung und Verbesserung der Transparenz und der Zuverlässigkeit von Informationen“** aus.

Verbesserte Transparenz hat zahlreiche Vorteile, wie etwa gesteigertes Vertrauen der Marktteilnehmer in den Marktkopplungsprozess, die Schaffung der Möglichkeit für bessere Vorhersagen und darauf begründete datenbasierte Entscheidungen sowie reduziertes Risiko auf Seiten der Marktteilnehmer bei gleichbleibendem Risiko für die Übertragungsnetzbetreiber. Darüber hinaus führt ein vereinfachter Zugang zu Informationen zu einem leichteren Marktzugang für kleinere Unternehmen (Stichwort „Level Playing Field“).

Das (FB)MC bestimmt die österreichischen und europäischen Strompreise. Aufgrund der Komplexität und umfangreichen Inputdaten ist eine Analyse der Transparenzermittelnisse aus Sicht des Handels notwendig.

Transparenz beinhaltet nicht nur das bloße Zurverfügungstellen der Informationen. Die Aufbereitung der Informationen muss in einer Art und Weise erfolgen, dass mit möglichst geringen Such- und Transaktionskosten ein umfassendes Verständnis der Prozesse erreicht werden kann.

⁴ PCR ist eine Initiative der Strombörsen EPEX SPOT, GME, HEnEx, Nord Pool, OMIE, OPCOM, OTE und TGE.

⁵ Average Transfer Capacity

Transparenz (siehe Abbildung 1) im Sinne der Erhöhung der Nachvollziehbarkeit sowohl der Eingangsparameter als auch der Ergebnisse der Marktkopplung beinhaltet jedoch nicht nur das bloße Zurverfügungstellen der Informationen (1). Darüber hinaus muss die Aufbereitung der Informationen in einer Art und Weise erfolgen, dass die Marktteilnehmer mit möglichst geringen Such- und Transaktionskosten ein umfassendes Verständnis der Prozesse erreichen können (2). Dazu gehören Nutzerkonzepte zur Informationsaufbereitung, Informationsbereitstellung und -vermittlung, die auf die Zielgruppe abgestimmt sind (3). Dies ist essenziell, um sogenannte Scheintransparenz zu vermeiden – nämlich jene, dass Informationen zwar veröffentlicht werden, aber in einer Art und Weise, dass sie von interessierten NutzerInnen nicht oder nur mit unverhältnismäßig hohem Aufwand gefunden oder verarbeitet werden können. Scheintransparenz kann aufgrund der geringen Benutzerfreundlichkeit die Verwendbarkeit der Daten und Informationen für die NutzerInnen ganz wesentlich einschränken.⁶



Abbildung 1: Bausteine der Transparenz im FBMC; Quelle: eigene Darstellung

Transparenz im lastflussbasierten Marktkopplungsprozess ist nicht nur für den derzeitigen CWE-DA-Handel erforderlich, sondern gewinnt insbesondere an Bedeutung, da einerseits dieser Handel auf die CORE-Region ausgedehnt werden soll, andererseits das Konzept des FBMC auf den Intraday-Handel ausgeweitet werden soll.

Die vorliegende Studie liefert eine Analyse zu Informationstransparenz und Schlüsselindikatoren im „Flow-Based Market Coupling“ im CWE-Raum. Die Inhalte wurden in einem zweistufigen Verfahren erarbeitet. Die Österreichische Energieagentur bringt die wissenschaftliche Außensicht – basierend auf öffentlicher und frei zugänglicher Information – auf die Transparenz im lastflussbasierten Marktkopplungsprozess ein. Die Marktteilnehmer steuern ihre Erfahrung und Kompetenz im täglichen Umgang mit dem Prozess des Day-Ahead-Stromhandels bei. Somit wird das Thema von zwei unterschiedlichen Seiten beleuchtet: Zum einen erfolgt ein systematisches Screening der verfügbaren Informationen, zum anderen wird die Erfahrung der Marktteilnehmer berücksichtigt.

Während sich die Kritik auf europäischer Ebene⁷ mit den Details der Datensätze beschäftigt und vor allem detaillierte und zusätzliche Auswertungen wünscht, ist es Ziel der vorliegenden Analyse: (1) die Auffindbarkeit, Nachvollziehbarkeit und Konsistenz von vorhandenen Informationen und Daten zu analysieren sowie darauf aufbauend Empfehlungen zur Erhöhung der Transparenz darzustellen; und (2) Indikatoren für ein gesamtheitliches Monitoring der Wirkungsweise des FBMC vorzustellen (Abbildung 2).

⁶ Vgl. Agora Energiewende „Transparente Strommarktdaten als Basis für einen funktionierenden Strommarkt 2.0“ (August 2015) https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Stellungnahmen/Stellungnahmen-Weissbuch/Organisationen/150824-agora-energie-wende.pdf?__blob=publicationFile&v; Zugriff: 15.05 2020

⁷ Siehe Kapitel 3.1

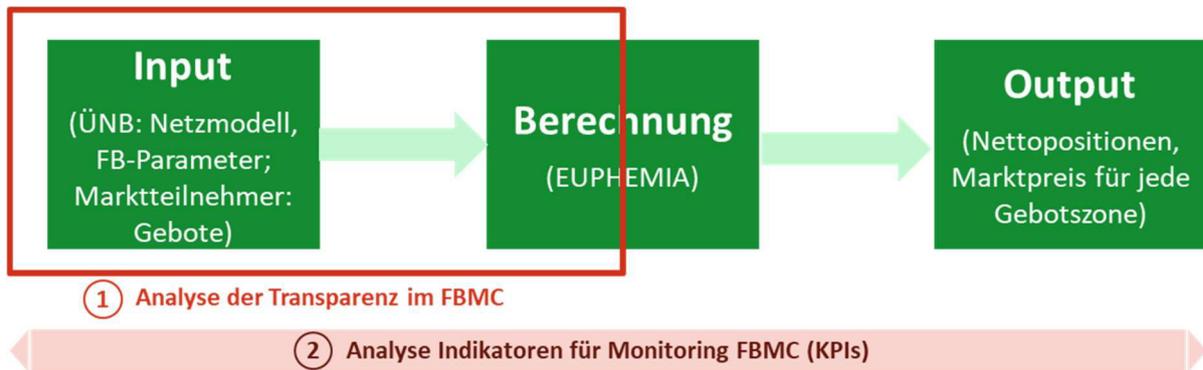


Abbildung 2: Hauptziele der Studie; Quelle: eigene Darstellung

Die Arbeit ist in drei Teile gegliedert:

Kapitel 2 beschäftigt sich mit den **Wirkungszusammenhängen im FBMC**. Theoretisch sind die dem FBMC zugrundeliegenden Prozesse und Rechenschritte klar definiert. Praktisch sind jedoch zahlreiche (lokale) Besonderheiten, Abläufe und Sicherheitsmechanismen zu berücksichtigen. Diese sind nicht immer trivial. Ein genaues und gemeinsames Verständnis des CWE-FMBC-Prozesses bildet die Grundlage für die weiteren Ausführungen. Die jeweiligen Daten- und Geldflüsse werden ebenfalls dargestellt und hinsichtlich des daraus resultierenden Anreizgefüges analysiert. Die Systemgrenzen von EUPHEMIA werden grob skizziert sowie die Zielfunktion in Bezug auf die Idee der Wohlfahrtsoptimierung durch Maximierung des Handels analysiert.

Kapitel 3 zeigt Barrieren und Lösungsvorschläge in Bezug auf die **Transparenz im Stromhandel** auf. Methodisch werden Probleme und Barrieren anhand konkreter Beispiele erläutert und analysiert. Diese Analyse wird mit Erfahrungen von österreichischen Händlern und Marktteilnehmern ergänzt. Darauf aufbauend werden konkrete Lösungsvorschläge empfohlen. Diese unterteilen sich einerseits in Lösungsansätze, die helfen sollen, derzeitige wissenschaftliche Standards bezüglich Informationsaufbereitung, Dokumentenstruktur und Datenbereitstellung zu erfüllen. Andererseits werden umfangreichere und komplexere Lösungsvorschläge präsentiert, welche anhand von konkreten Anwendungsbeispielen dargestellt werden.

In **Kapitel 4** werden Empfehlungen für **Indikatoren** für ein laufendes Performance-Monitoring des Market-Coupling-Algorithmus bzw. des FBMC konzeptioniert. Aufbauend auf der theoretischen Auseinandersetzung sowohl mit den Datenflüssen und Prozessabläufen des FBMC als auch mit der Zielfunktion von EUPHEMIA wurden aussagekräftige Schlüsselindikatoren entwickelt. Mithilfe dieser Indikatoren soll eine laufende und einfache Bewertung des Marktkopplungsprozesses ermöglicht werden.

2 Europäische Strommarktkopplung

Das Ziel der europäischen Strommarktkopplung ist ein zusammenhängender europäischer Binnenmarkt für Strom. Preisunterschiede sollen im Idealfall verhindert, aber jedenfalls reduziert werden, um somit die gesamteuropäische Wohlfahrt zu maximieren. Dabei müssen die verfügbaren Übertragungskapazitäten zwischen den verschiedenen Märkten angemessen berücksichtigt werden und den Marktteilnehmern entsprechend zugewiesen werden. Für diese Kapazitätsberechnung und -zuweisung gibt es unterschiedliche Methoden, die auf den Strommärkten eingesetzt werden, wie die Available-Transfer-Capacity-Methode (ATC) oder das „Flow-Based Market Coupling“ (FBMC). Letzteres ist Fokus dieses Berichts. Im nachfolgenden Abschnitt wird die Funktionsweise des FBMC, wirtschaftliche Anreize bei der Grenzkapazitätsvergabe und der für die Marktkopplung verwendete Optimierungsalgorithmus EUPHEMIA erläutert. Das Kapitel bildet die Basis für die weiteren Ausführungen.

2.1 Funktionsweise FBMC

Seit dem 20. Mai 2015 wird die lastflussbasierte Marktkopplung („Flow-Based Market Coupling“, FBMC) in den zentralwesteuropäischen Day-Ahead-Märkten (Belgien, Niederlande, Frankreich, Deutschland/Luxemburg und Österreich) für die grenzüberschreitende Kapazitätszuweisung eingesetzt. Seit der Trennung von Österreich und Deutschland in zwei Gebotszonen am 1. Oktober 2018 fungiert Österreich in diesem System als eigene Gebotszone.

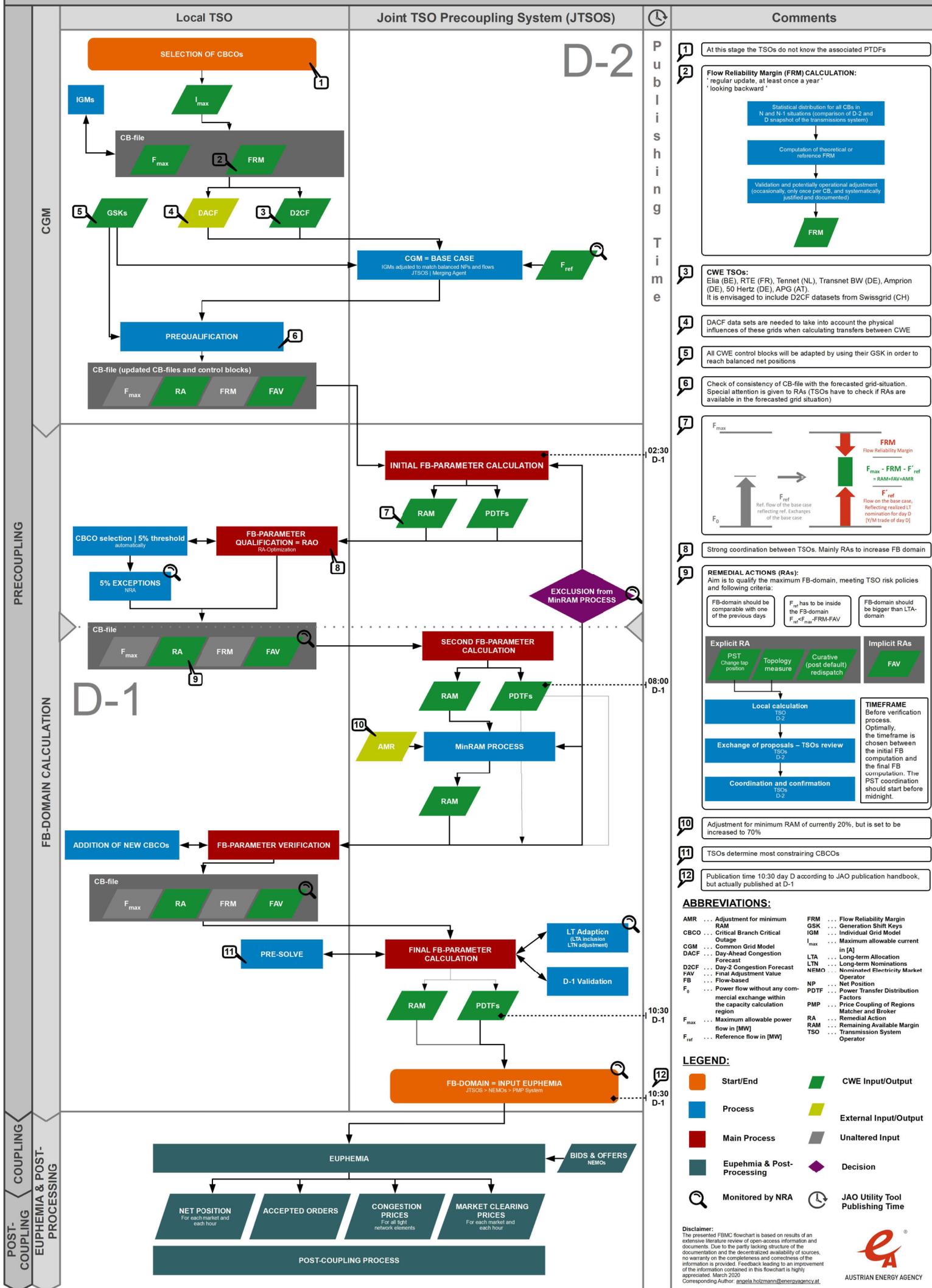
Die grundlegende Schwierigkeit bei der grenzüberschreitenden Kapazitätszuweisung besteht darin, dass sich die Handelsströme (d. h. die wirtschaftlichen Transaktionen) von den physischen Stromflüssen (d. h. alle parallelen Impedanz-abhängigen Wege nach Kirchhoffschem Gesetz) unterscheiden. Die lastflussbasierte Marktkopplung (FBMC) berücksichtigt die physikalischen Gegebenheiten des Stromnetzes (wie im nodalen System), vereinfacht diese jedoch durch die Anwendung des zonalen Ansatzes (wie im ATC-Ansatz). Ziel ist die Zurverfügungstellung größtmöglicher Übertragungskapazitäten für den kurzfristigen Stromhandel (Day-Ahead und Intraday). Ziel des gesamten Pre-Coupling-Prozesses ist die Erstellung der sogenannten Flow-Based-Domain (FB-Domain), also des finalen Lösungsraums an Übertragungskapazitäten, die für die Marktkopplung zur Verfügung stehen.

Das vorliegende Kapitel gibt einen grundlegenden Überblick über das FBMC, dessen Ablauf sowie die wichtigsten Parameter und Stakeholder.

2.1.1 FBMC | Prozessablauf und Parameter

Beim FBMC handelt es sich nicht um einen einzelnen Prozess, sondern um eine umfangreiche Prozesskette, in der einerseits verschiedene Akteure Einfluss nehmen und andererseits verschiedenste Tools zur Anwendung kommen. Das nachfolgende Flussdiagramm stellt eine grafische Repräsentation dieser Abläufe im Rahmen des FBMC dar. Anhand der Darstellung lassen sich Fragestellungen innerhalb der umfangreichen Prozesskette einfacher identifizieren und diskutieren.

FLOW-BASED MARKET COUPLING PROCESS



Der Prozess des FBMC lässt sich grob in die Pre-Coupling-, die Coupling- sowie die Post-Coupling-Phase unterteilen. Die Phase des Pre-Coupling beschreibt den Prozess vor der eigentlichen Marktkopplung (Coupling) und ist Schwerpunkt dieses Kapitels. Ergebnis dieser Phase ist die sogenannte FB-Domain, also der mögliche Lösungsraum für die darauffolgende Marktkopplung. Dieser Lösungsraum ist beschrieben durch die Parameter „Remaining Available Margin“ (RAM) und „Power Transfer Distribution Factors“ (PTDFs) (siehe unten), welche für jedes kritische Netzelement (CBCO, „Critical Branch Critical Outages“) bestimmt werden, und setzt durch diese Parameter die freien Kapazitäten für die Marktkopplung fest. Bestimmt werden diese Parameter von den jeweiligen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) in einem komplexen koordinierten Prozess.

Für die vorliegende Studie wurde die Pre-Coupling-Phase weiter unterteilt in die Erstellung des Base-Case (CGM („Common Grid Model“) im Flussdiagramm) sowie die Berechnung der FB-Parameter („FB-Domain Calculation“).

Die FBMC-Parameterberechnung wird zwei Tage vor dem Liefertag (d. h. D-2) gestartet und am Morgen Day-Ahead (D-1) abgeschlossen, sodass die FB-Domain für das Day-Ahead-Markclearing zur Verfügung steht. Ein genauer Zeitplan, im Sinne eines übersichtlichen Zeitstrahls oder eines Ablaufplans, für die einzelnen Prozessschritte wurde in öffentlich zugänglichen Dokumenten nicht gefunden. Vor allem für die Beurteilung der Publikationszeitpunkte der einzelnen Datensätze wäre ein detaillierter zeitlicher Ablaufplan jedoch sinnvoll und sehr hilfreich.

Ein immer wiederkehrendes Merkmal des gesamten FBMC-Prozesses ist das wechselseitige Zusammenspiel zwischen den einzelnen Übertragungsnetzbetreibern und dem „Joint TSO Pre-Coupling System“ (JTSOS). Diese enge Koordination ist notwendig, um einerseits die Expertise der einzelnen Übertragungsnetzbetreiber einzubinden, andererseits aber einen koordinierten europäischen Prozess zu ermöglichen. Ein Nachteil dieses notwendigen Koordinierungsaufwandes ist die eingeschränkte Nachvollziehbarkeit für die Marktteilnehmer (Stichwort Transparenz).

**„Joint TSO Pre-Coupling System“
(JTSOS)**

... ist für die Bestimmung der FB-Parameter verantwortlich. Das System wird abwechselnd (im wöchentlichen Rhythmus) von den teilnehmenden ÜNB betrieben.

Im JAO-Utility-Tool werden zahlreiche Datensätze der lastflussbasierten Marktkopplung veröffentlicht (Details zum Utility-Tool siehe Kapitel 3). Die in der entsprechenden Dokumentation (Joint Allocation Office, 2019) ausgewiesenen Publikationszeitpunkte finden sich im Flussdiagramm rechts unter „Publishing Time“. Der ausgewiesene Zeitpunkt für die Publikation der finalen FB-Domain (10:30, D) stimmt nicht mit den Erfahrungen der AutorInnen überein (10:30, D-1). Im Flussdiagramm wurde der tatsächliche Publikationszeitpunkt eingefügt.

2.1.1.1 Erstellung des möglichen Lösungsraums im Pre-Coupling (FB-Domain)

Ziel des gesamten Pre-Coupling-Prozesses ist die Erstellung der sogenannten FB-Domain, also des möglichen Lösungsraumes für die darauffolgende Marktkopplung. Für jedes kritische Netzelement wird ein Set an FB-Parametern (RAM und PTDFs) in stündlicher Auflösung (24 Sets je CBCO) erstellt.

„Remaining Available Margin“ (RAM)

Die RAM beschreibt die Kapazität der Netzelemente, die für den DA-Handel zur Verfügung steht, und ist durch nachfolgende Formel eindeutig definiert:

$$RAM_i = F_{max,i} - F_{ref,i} - FAV_i - FRM_i - AMR_i \quad \forall i = CBCO$$

$F_{max,i}$... maximaler Stromfluss je kritischem Netzelement i

$F_{ref,i}$... Referenzstromfluss je kritischem Netzelement i

FAV_i ... "Final Adjustment Value" je kritischem Netzelement i

FRM_i ... „Flow Reliability Margin“ je kritischem Netzelement i

AMR_i ... "Adjustment for Minimum RAM" je kritischem Netzelement i

Eine detaillierte Beschreibung der einzelnen Parameter findet sich in der nachfolgenden Prozessbeschreibung.

„Power Transfer Distribution Factors“ (PTDFs)

Die PTDFs sind neben der RAM die zweite Gruppe an Parametern zur Bestimmung der FB-Domain. PTDFs zeigen, wie sich der Stromfluss auf einem kritischen Element ändert, wenn sich die Nettoposition einer Gebotszone ändert. PTDFs werden daher als Matrix je kritischem Element und Gebotszone ausgewiesen, siehe Beispiel in Tabelle 1.

Tabelle 1: Beispielhafte Matrix PTDFs je kritischem Netzelement (CBCO) und Gebotszone; Quelle: eigene Darstellung

Kritisches Netzelement/ Gebotszone	AT	BE	DE	FR	NL
CBCO 1	$PTDF_{CBCO 1, AT}$	$PTDF_{CBCO 1, BE}$	$PTDF_{CBCO 1, DE}$	$PTDF_{CBCO 1, FR}$	$PTDF_{CBCO 1, NL}$
CBCO 2	$PTDF_{CBCO 2, AT}$	$PTDF_{CBCO 2, BE}$	$PTDF_{CBCO 2, DE}$	$PTDF_{CBCO 2, FR}$	$PTDF_{CBCO 2, NL}$
CBCO 3	$PTDF_{CBCO 3, AT}$	$PTDF_{CBCO 3, BE}$	$PTDF_{CBCO 3, DE}$	$PTDF_{CBCO 3, FR}$	$PTDF_{CBCO 3, NL}$
...

PTDFs werden basierend auf Sensitivitätsanalysen des Base-Case berechnet und mithilfe sogenannter „Generation Shift Keys“ (GSKs) von nodalen PTDFs in zonale PTDFs umgewandelt.

„Generation Shift Keys“ (GSKs) beschreiben das Verhältnis zwischen der Veränderung der Nettoposition einer Gebotszone und der Veränderung der Leistung jeder Erzeugungseinheit innerhalb derselben Gebotszone. GSKs umfassen Kraftwerke, die marktorientiert und flexibel in der Veränderung der elektrischen Leistung sind (Gas, Öl, Wasser, Speicher/Pumpspeicher und Steinkohle). In Österreich werden Speicher/Pumpspeicher und thermische Kraftwerke inkludiert. GSKs können je Stunde variieren und werden in dimensionslosen Einheiten angegeben. Ein Wert von z. B. 0,05 für eine Erzeugungseinheit bedeutet, dass 5 % der Änderung der Nettoposition der Gebotszone durch dieses Kraftwerk realisiert wird. Wenn möglich werden die GSK-Werte den Erzeugungseinheiten im „Common Grid Model“ zugeordnet.

„Generation Shift Keys“ (GSKs)
 ... beschreiben das Verhältnis zwischen der Veränderung der Nettoposition einer Gebotszone und der Veränderung der Leistung jeder Erzeugungseinheit innerhalb derselben Gebotszone.

Jeder Übertragungsnetzbetreiber berechnet die GSKs mit individuellen Methoden für seine Regelzone unter Berücksichtigung der Eigenschaften seines Systems. Ziel ist, die beste Prognose der Auswirkungen einer Nettopositionsänderung auf kritische Netzelemente zu liefern.

Auswahl der kritischen Elemente (CBCOs)

Kritische Netzelemente (CBCOs, „Critical Branches Critical Outages“)⁸ sind Netzelemente, die stark vom grenzüberschreitenden Handel betroffen sind und unter bestimmten Bedingungen überwacht werden. Kritische Netzelemente sind definiert durch (1) ein Netzelement (Leitung, Transformator), das vom grenzüberschreitenden Handel signifikant betroffen ist, und (2) einer Betriebssystemsituation (N, N-1, abhängig von der Risikopolitik des ÜNB). Die kritischen Netzelemente werden im Rahmen der FB-Parameter-Berechnung von den jeweiligen Übertragungsnetzbetreibern ausgewählt. Zusätzlich gibt es einen automatisierten Prozess im Rahmen der FB-Parameter-Qualification-Phase, der Netzelemente, deren PTDfs einen gewissen Schwellwert überschreiten, als kritisch vorschlägt. Die erste Auswahl der kritischen Netzelemente erfolgt von den Übertragungsnetzbetreibern bereits bei der Erstellung des gemeinsamen Netzmodelles, basierend auf Erfahrungswerten der ÜNB. Diese Auswahl geschieht in Hinblick auf zwei Aspekte: Einerseits werden kritische Elemente ausgewählt, die bei der Setzung von „Remedial Actions“ (siehe Kapitel 2.1.1.3) überwacht werden müssen; andererseits werden Elemente ausgewählt, die für den grenzüberschreitenden Handel Relevanz haben. Wenn beide Richtungen einer Leitung überwacht werden sollen, müssen zwei kritische Netzelemente definiert werden.

Ein kritisches Netzelement (CB, CBCO)

... ist ein Netzelement, das stark vom grenzüberschreitenden Handel betroffen ist und unter bestimmten Bedingungen überwacht wird. Die kritischen Netzelemente werden von jedem ÜNB für seine eigenen Netze festgelegt und sind definiert (1) durch ein Netzelement (Leitung, Transformator, ...), das vom grenzüberschreitenden Handel signifikant betroffen ist, und (2) durch eine Betriebssystemsituation (z. B. N-1, N-2, ...).

Im Rahmen der FB-Parameter-Qualification-Phase werden kritische Netzelemente anhand eines 5%-Schwellwertes automatisiert vorausgewählt. Dieser 5%-Schwellwert basiert auf den sogenannten Zone-to-Zone-PTDFs. Während Zone-to-Slack-PTDFs den Einfluss der Änderung der Nettoposition *einer* Gebotszone auf das jeweilige kritische Element beschreiben (die gegengleiche Änderung kann irgendwo im Netz auftreten und ist nicht weiter definiert)⁹, berücksichtigen die Zone-to-Zone-PTDFs die Änderung der Nettopositionen von zwei Gebotszonen auf das kritische Netzelement. Ändert sich beispielsweise die Nettoposition von Gebotszone A um 100 MW, hätte dies einen Einfluss auf die CBCO 1 von 2 MW (Zone-to-Slack-PTDF 2 %). Die gegenteilige Änderung der Nettoposition von Gebotszone B um -100 MW ändert den Stromfluss auf der CBCO um 4 MW (Zone-to-Slack-PTDF -4 %). Obwohl beide Änderungen der Nettoposition den Schwellwert nicht erreichen würden, überschreitet der Zone-to-Zone-PTDF mit 6 % den Schwellwert. Im Rahmen der Erweiterung des FBMC auf die CORE-Region ist eine Analyse dieses 5%-Schwellwertes inklusive einer eventuellen Anpassung geplant (Amprion, et al., kein Datum). Die jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber können basierend auf ihren Erfahrungen kritische Netzelemente hinzufügen oder entfernen.

Im Rahmen des Presolvings werden nach der „Final FB-Parameter Calculation“ (siehe Kapitel 2.1.1.3) redundante Netzelemente entfernt (es sind andere kritische Netzelemente vorhanden, die den Lösungsraum stärker einschränken).

Während die bestimmenden Parameter der FB-Domain relativ eindeutig definiert sind, ist der Ablauf der Berechnung dieser Parameter komplex und teilweise schwierig nachzuvollziehen. Abbildung 4 gibt einen Überblick in

⁸ In der aktuellen Dokumentation betreffend die Erweiterung des FBMC auf die CORE-Region werden kritische Netzelemente als CNECs („Critical Network Element and Contingencies“) bezeichnet.

⁹ Die Summe der Nettopositionen muss immer null ergeben. Ändert sich die Nettoposition einer Gebotszone, muss irgendwo im Netz in Summe die gleiche Änderung mit anderem Vorzeichen stattfinden.

welchen Prozessabschnitten die Inputparameter festgesetzt werden. Die einzelnen Parameter werden in den folgenden Kapiteln im Detail erläutert.

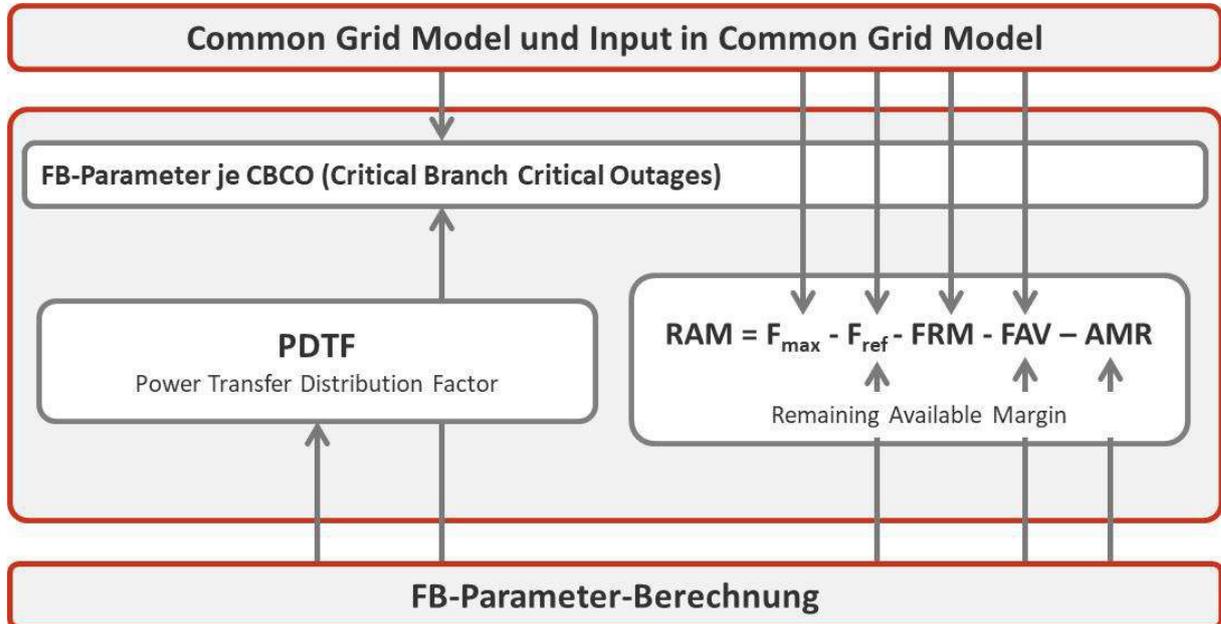


Abbildung 4: FBMC-Prozess, Zuteilung Inputparameter zu den Prozessabschnitten des Pre-Couplings; Quelle: eigene Darstellung

2.1.1.2 Erstellung des Basisszenarios für das Stromnetz im „Common Grid Model“ (CGM)

Das Basisszenario („Base-Case“) oder auch „Day-2 Congestion Forecast“ (D-2CF) ist eine Prognose für den Zustand des Stromnetzes am Tag D (also zum Zeitpunkt der tatsächlichen Lieferung), die zwei Tage vor dem Liefertag erstellt wird (D-2). Die Bestimmung des Base-Case erfolgt in zwei Hauptschritten. Zunächst schätzt jeder Übertragungsnetzbetreiber den lokalen D-2CF für sein Netzgebiet. Dies geschieht basierend auf einem Referenztag aus der Vergangenheit mit ähnlichen Systembedingungen (z. B. Wochentag/Wochenende, Winter/Sommer), welcher mit Prognosen für die erneuerbare Erzeugung, Lastprognosen, Leistung der laufenden Erzeugungseinheiten und Ausfallplänen für Erzeugungseinheiten und Netzelementen aktualisiert wird. Daraus ergibt sich eine zwangsläufige Zirkularität im FBMC-Prozess – die ÜNB erstellen unter anderem auf Basis der erwarteten Erzeugung den möglichen Lösungsraum als Input für den weiteren Marktkopplungsprozess. Die Erzeuger und Händler geben in weiterer Folge ihre Gebote ab, die auf ihren Erwartungen basieren. Diese Erwartungshaltung wird in der Regel aus den zur Verfügung stehenden Marktinformationen gespeist, dazu gehören unter anderem auch die von den ÜNB zur Verfügung gestellten Daten im FBMC-Prozess.

Basisszenario im Common Grid Model (CGM), merged D-2CF

... ist eine Prognose für den Zustand des Stromnetzes am Tag D, die zwei Tage vor dem Liefertag erstellt wird (D-2).

In einem zweiten Schritt werden die verschiedenen lokalen D-2CFs im sogenannten „Common Grid Model“ (CGM) zu einem gemeinsamen Base-Case zusammengeführt. Dieser Vorgang wird im Auftrag der Übertragungsnetzbetreiber von einem sogenannten Merging-Agent durchgeführt. CWE-Außengrenzen werden mittels der jeweiligen DACFs („Day-Ahead Congestion Forecasts“) berücksichtigt.

Input für das CGM: Datei mit kritischen Netzelementen (CB-File)

Als Input ins CGM erstellen die jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber das sogenannte CB-File („Datei mit kritischen Netzelementen“). Dafür müssen die Übertragungsnetzbetreiber bereits zwei Tage vor Lieferung mögliche kritische Netzelemente auswählen und für diese ausgewählte Parameter festsetzen. Die Auswahl der kritischen Netzelemente kann jedoch an verschiedenen Punkten des nachfolgenden Prozesses geändert werden. Zu den festzusetzenden Parametern im CGM zählen u. a.

- ▶ I_{\max} , maximal möglicher Stromfluss, thermische Grenze in Ampere; saisonal festgelegt (Wetterbedingungen); nicht um eine Sicherheitsmarge reduziert
- ▶ F_{\max} , maximal möglicher Stromfluss in MW
- ▶ **FRM**, „Flow Reliability Margin“; Sicherheitsrahmen, um den Vereinfachungen/Annäherungen des FBMC-Prozesses Rechnung zu tragen. Dieser Sicherheitsrahmen beträgt lt. aktueller CWE-FBMC-Doku zwischen 5 % und 20 % (Amprion, et al., 2019) von F_{\max} (sowohl positiv als auch negativ möglich) und wird mithilfe von statistischen Auswertungen festgesetzt. Die Übertragungsnetzbetreiber validieren diesen automatisch festgesetzten Wert und können ihn gegebenenfalls anpassen (eine Änderung muss an die jeweilige Regulierungsbehörde gemeldet werden). Die Festsetzung des FRM erfolgt mindestens einmal jährlich sowie bei außergewöhnlichen Ereignissen (etwa der Strompreiszonentrennung, Aufnahme einer neuen Gebotszone etc.)

Flow Reliability Margin (FRM)

... ist ein Sicherheitsrahmen, um die Netzstabilität trotz möglicher Prognosefehler und Unsicherheiten im FBMC-System zu gewährleisten.

Das zonale FBMC ist dabei nur eine Annäherung an die realen physikalischen Eigenschaften des Stromnetzes. Einerseits entsteht ein Genauigkeitsverlust durch die Gruppierung von Knoten in Zonen. Andererseits sichern sich die Übertragungsnetzbetreiber gegen D-2-Prognosefehler ab: Die Anwendung eines linearen Netzmodells mit teilweise vereinfachenden Annahmen zur Topologie, spezifische Prognosen zur Einspeisung von erneuerbaren Energieträgern sowie unbeabsichtigte Abweichungen durch Lastfrequenzregelung führen naturgemäß zu Unsicherheiten. Auch die GSKs („Generation Shift Keys“), mit denen die nodalen PTDFs in zonale umgewandelt werden, basieren auf Prognosen zum Marktergebnis, da das tatsächliche Marktergebnis zum Zeitpunkt D-2 noch nicht bekannt ist. Dazu kommen noch vereinfachende Annahmen über Transaktionen, die über den CWE-Raum hinaus stattfinden. Diese Vereinfachungen führen zu Abweichungen zwischen den im Rahmen des FBMC berechneten Stromflüssen und den tatsächlichen Stromflüssen im Netz. Um diese Unsicherheiten auszugleichen, wird die dem Markt zur Verfügung stehende Übertragungskapazität um einen **Sicherheitsrahmen, den „Flow Reliability Margin“ (FRM)**, reduziert.

Input für das CGM: „External Constraints“ (EC)

„External Constraints“ beschreiben Einschränkungen des Lösungsraumes, die nicht mit einzelnen kritischen Netzelementen in Verbindung gebracht werden können oder nicht auf effiziente Weise als Maximalflüsse auf den kritischen Netzelementen dargestellt werden können. Dazu gehören Import- oder Exportbeschränkungen, die erforderlich sind, um einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten. Im Gegensatz zum „Flow Reliability Margin“ (FRM) basieren diese Beschränkungen nicht auf Analysen der Vergangenheit, sondern auf Einschätzungen der Übertragungsnetzbetreiber zu zukünftigen, möglichen kritischen Situationen, die die Netzsicherheit gefährden würden, wie z. B. Spannungseinbrüche oder Stabilitätsprobleme. Diese „External Constraints“ sind in den veröffentlichten Daten im JAO-Utility-Tool unter den kritischen Netzelementen zu finden, erkennbar sind sie an den PTDFs, die für alle Gebotszonen den Wert 0 aufweisen sowie für die betroffene Gebotszone den Wert -1 oder 1. Die ausgewiesene RAM stellt die Import- bzw. Exportbeschränkung dar.

„External Constraints“ werden nicht täglich (oder gar stündlich) festgesetzt, sondern sind Beschränkungen, die unabhängig von den aktuellen Betriebsbedingungen bestehen. Im Falle einer marktbegrenzenden Wirkung einer „External Constraint“ erhält die jeweilige Beschränkung einen Schattenpreis. Dieser Schattenpreis wird im Rahmen des Monitoring an den jeweiligen Regulator gemeldet. Zum Zeitpunkt der Berichtslegung ging aus öffentlich zugänglichen Dokumentationen nicht hervor, zu welchem Zeitpunkt des Pre-Coupling-Prozesses die „External Constraints“ eingesetzt werden.

Ein Beispiel für eine „External Constraint“ wird in der CWE-FBMC-Dokumentation aus dem Jahr 2011 (Amprion, et al., 2011) gebracht. Der belgische Übertragungsnetzbetreiber Elia setzt darin ein Importlimit von 4500 MW fest, um die Netzsicherheit zu gewährleisten. Laut aktueller CWE-FBMC-Dokumentation (Amprion, et al., 2019) setzt die APG keine „External Constraints“ ein. Deutschland verwendet seit der Preiszonentrennung keine „External Constraints“.

Output aus dem CGM: Referenzstromfluss je kritischem Netzelement (F_{ref})

Der Referenzstromfluss je kritischem Netzelement für den Base-Case in MW, F_{ref} , beschreibt den Stromfluss des jeweiligen Referenztages. Diese kommerziellen Transaktionen können intern (innerhalb einer Gebotszone) oder extern (zwischen Gebotszonen) sein. Dieser Stromfluss ändert sich im Laufe des Kapazitätskalkulationsprozesses. Während die Bezeichnung F_{ref} in den CWE-Dokumentationen (Amprion, et al., 2019) (Amprion, et al., 2011) noch durchgehend beibehalten wird (teilweise F_{ref}' oder F_{ref}^*), ist die Unterscheidung in der Beschreibung der FBMC-Methode für die CORE-Region schon eindeutiger und referenziert auf F_i oder F_{LTN} . Diese Unterscheidung ist für die Nachvollziehbarkeit des Prozesses hilfreich.

Das Zusammenführen zu einem gemeinsamen Basisszenario (Common Base-Case) ist kein vollautomatisierter Prozess, sondern umfasst eine Qualitätsprüfung durch die einzelnen Übertragungsnetzbetreiber. Im Rahmen dieser sogenannten Prequalification können die Übertragungsnetzbetreiber bereits „Remedial Actions“ (RA), auch als „D-2 Remedial Actions“ bezeichnet, setzen (Erläuterungen zu RAs siehe unten).

Ein Großteil der für das Ergebnis relevanten Parameter wird schon hier, bei der Berechnung des Base-Case, bestimmt bzw. in ihrer Größenordnung festgelegt. Dies lässt erste Rückschlüsse auf die hohe Relevanz des Base-Case für die Ergebnisse der Marktkopplung zu.

2.1.1.3 Prozess zur Erstellung des Lösungsraums der FB-Domain

Abbildung 5 beschreibt das wechselseitige Zusammenspiel von Übertragungsnetzbetreibern und dem „Joint TSO Pre-Coupling System“. Letzteres führt die Berechnung der FB-Domain (RAM und PTDFs) durch und schickt die (vorläufigen) Ergebnisse an die teilnehmenden Übertragungsnetzbetreiber. Diese prüfen die Ergebnisse in Bezug auf Netzsicherheit und eine mögliche Vergrößerung der FB-Domain und nehmen – wo möglich/notwendig – Anpassungen vor. Die wichtigsten sechs Prozessschritte werden im Folgenden detaillierter beschrieben.

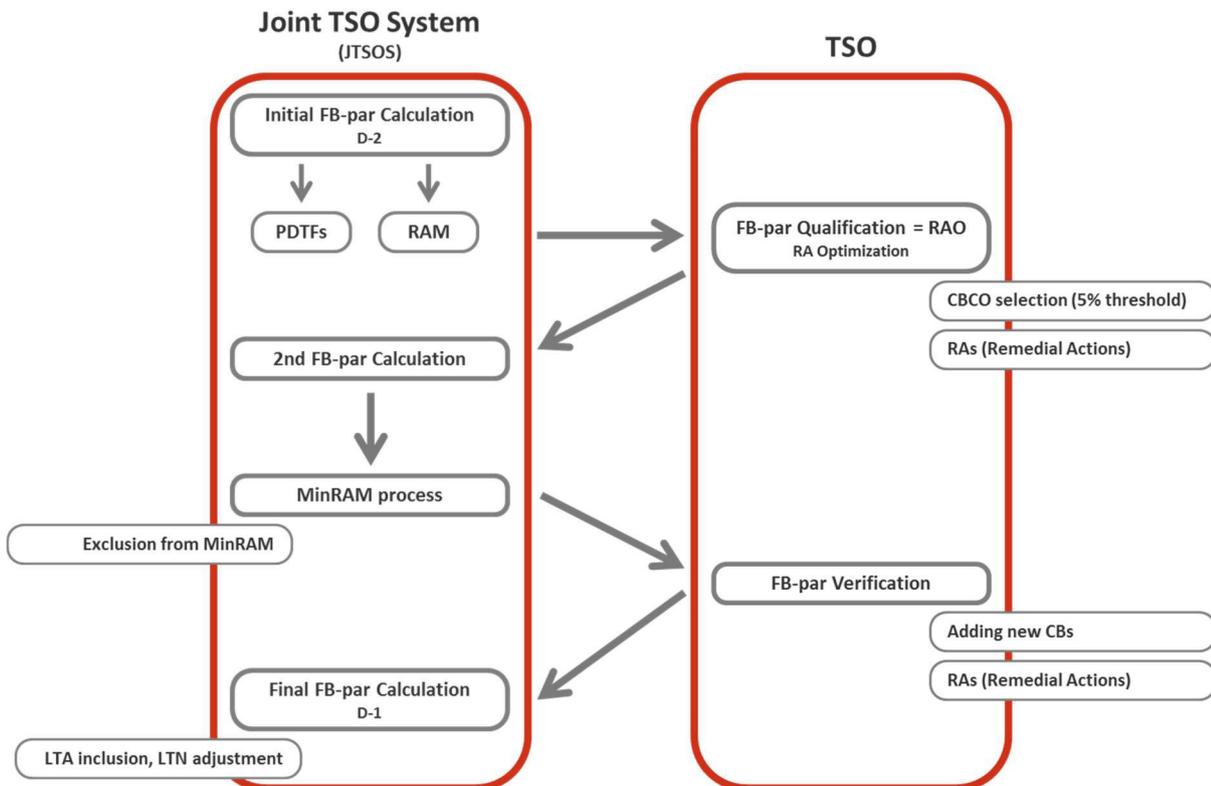


Abbildung 5: FB-Parameter Berechnungsprozess; Quelle: eigene Darstellung

Phase 1: Erste FB-Parameter-Berechnung

Basierend auf dem CGM wird hier die erste Berechnung der FB-Parameter durchgeführt. Output ist die erste Version der PDTFs und der RAM je kritischem Netzelement.

Phase 2: Optimierung des Lösungsraums der FB-Domain in der Qualification-Phase („Remedial Action Optimization“, RAO)

Ziel der FB-Parameter-Qualification-Phase ist einerseits die **Aktualisierung der ausgewählten kritischen Netzelemente**. Diese werden basierend auf einer 5%-Schwelle automatisiert vorausgewählt (PTDF einer Gebotszone höher als 5 %) und können anschließend von den Übertragungsnetzbetreibern angepasst werden (Aufnahme eines Netzelementes, obwohl unter 5 %, oder Ausschluss eines Netzelementes, obwohl über 5 %). Details siehe Kapitel 2.1.1.1.

Andererseits ist es Ziel der Qualification-Phase, eine Kapazitätsoptimierung durchzuführen, d. h. eine Erhöhung der für den grenzüberschreitenden Stromhandel zur Verfügung stehenden Kapazität, unter Berücksichtigung der lokalen/nationalen Risikopolitik. Erreicht werden soll diese Kapazitätsausweitung durch den Einsatz von „**Remedial Actions**“ (RA) bei beschränkenden (nicht redundanten) kritischen Netzelementen. Dieser Prozess wird lokal von den jeweiligen Übertragungsnetzbetreibern durchgeführt.

Laut (Amprion, et al., kein Datum) handelt es sich bei der „Remedial Actions Optimization (RAO)“ um einen automatisierten, koordinierten und reproduzierbaren Optimierungsprozess der von den einzelnen ÜNB gesetzten RAs. Es ist eine physikalische Eigenschaft des Energiesystems, dass Flüsse im Allgemeinen nur umgelenkt werden können und daher eine Flussreduzierung auf einem Netzelement automatisch zu einer Erhöhung des Flusses auf einem oder mehreren anderen Netzelementen führt. Ziel des RAO-Prozesses ist es, diesen Trade-off zu optimieren.

Anpassung des Lösungsraums durch Remedial Actions (RA)

„Remedial Actions“ beschreiben den Prozess des Eingriffs seitens der Übertragungsnetzbetreiber in die Größe der zur Verfügung stehenden Kapazität. Sie dienen einerseits dem Erhalt der Netzsicherheit (Verkleinerung RAM, Verification-Phase), andererseits der Vergrößerung der FB-Domain (Erhöhung RAM, Qualification-Phase) und es herrscht naturgemäß immer ein gewisser Trade-off zwischen diesen beiden Zielen. „Remedial Actions“ im Rahmen der FB-Parameter-Berechnung sind unterteilt in explizite RAs und implizite RAs.

Im Rahmen der expliziten RAs können drei verschiedene Maßnahmenblöcke gesetzt werden: (1) Die Position der Phasenschieber, welche grundsätzlich im Base-Case auf neutraler Position stehen sollten (Ausnahmen sind möglich), wird an dieser Stelle bestimmt. (2) Maßnahmen die Netzstruktur betreffend („Topology Measures“), also beispielsweise die Öffnung oder Schließung eines Netzelements, werden festgesetzt. (3) Redispatch-Maßnahmen, d. h. Maßnahmen, die entweder den Kraftwerkseinsatz oder die Lastabnahme ändern, werden getroffen. Als implizite RAs werden jene Maßnahmen bezeichnet, die nicht den expliziten zugeordnet werden können. Diese sind im Rahmen des FB-Prozesses über den sogenannten „Final Adjustment Value“ (FAV) abgebildet und werden vom jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber für einzelne kritische Netzelemente festgesetzt (Erhöhung/Reduktion der RAM um x MW).

Während die impliziten RAs über den FAV im JAO-Utility-Tool für jedes kritische Netzelement veröffentlicht werden, geht aus den öffentlich zugänglichen Dokumentationen nicht hervor, ob und inwieweit die expliziten RAs veröffentlicht werden. Auch geht aus den Dokumentationen nicht eindeutig hervor, welchen der FB-Parameter die expliziten RAs beeinflussen. Die Struktur des Prozesses legt nahe, dass sie Auswirkungen auf den Base-Case und damit auf F_{ref} haben, die fehlende Dokumentation lässt hier jedoch einige Fragen offen. Beachtet man die Möglichkeit der Einflussnahme der Übertragungsnetzbetreiber auf die zur Verfügung stehende Kapazität und damit die potenziell hohe Bedeutung für das Ergebnis der Marktkopplung, die RAs bieten, zeigt sich hier jedenfalls erhöhter Informationsbedarf im Sinne der Transparenz der Marktkopplung.

„Remedial Actions“ (RA)

... beschreiben den Prozess des Eingriffs seitens der Übertragungsnetzbetreiber in die Größe der zur Verfügung stehenden Kapazität. Sie werden unterteilt in explizite und implizite „Remedial Actions“.

„Final Adjustment Value“ (FAV)

Über den FAV werden implizite „Remedial Actions“ abgebildet, also jene RAs, die keinen expliziten Maßnahmen zugeordnet werden können. Der FAV hat direkten Einfluss auf die RAM und wird je CBCO im JAO-Utility-Tool veröffentlicht.

Phase 3: Zweite FB-Parameter-Berechnung

Nach Berücksichtigung der Änderungen der Rahmenbedingungen in der Qualification-Phase werden hier die FB-Parameter erneut berechnet.

Phase 4: Anpassung des Lösungsraums durch den MinRAM-Prozess (AMR)

Der MinRAM-Prozess soll sicherstellen, dass ein Minimum von derzeit 20 % von F_{max} (Amprion, et al., 2019) für den grenzüberschreitenden DA-Handel zur Verfügung steht. Es erfolgt eine automatisierte Prüfung, ob die zur Verfügung gestellte RAM den vorher festgelegten Wert erfüllt. Liegt die RAM unter diesem Wert, wird sie durch den „Adjustment for Minimum RAM“-Wert (AMR) korrigiert. Die jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber können einzelne kritische Netzelemente ihrer Gebotszone von diesem Prozess ausnehmen. Dies kann schon vor der ersten FB-Parameter-Berechnung geschehen: während der Qualification-Phase, während des MinRAM-Prozesses selbst sowie während der darauffolgenden Verification-Phase.

Im Juni 2019 wurde mit der Richtlinie EU 2019/943, Artikel 16(8) eine Erhöhung des minimalen RAM-Wertes auf 70 % für alle kritischen Netzelemente ab 01.01.2020 festgelegt (Das Europäische Parlament und der Rat der

Europäischen Union, 2019). Der österreichische Übertragungsnetzbetreiber APG hat, wie auch andere ÜNB, einen Antrag auf Freistellung nach Artikel 16(9) gestellt (CCR Core TSOs` Cooperation, 2019). Über diesen Antrag wird von den nationalen Regulierungsbehörden in Koordination mit anderen betroffenen Regulierungsbehörden entschieden. Für den Fall, dass die Regulierungsbehörden zu keiner Einigung kommen, wird die Entscheidung zur Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) weitergeleitet. Diese Freistellung kann für ein Jahr, in Ausnahmefällen höchstens für zwei Jahre, gewährt werden. Begründet wird der Antrag auf Freistellung vor allem mit der kurzen Vorlaufzeit (Juni 2019 bis Jänner 2020) und dem daraus resultierenden Mangel an ausreichend getesteten Berechnungstools und Prozessen.

Phase 5: Verifikation der FB-Parameter

Ziel der FB-Parameter-Verification-Phase ist zu überprüfen, ob die Netzsicherheit mit den gegebenen FB-Parametern sichergestellt ist. Die FB-Domain wird in dieser Phase normalerweise verkleinert. Dieser Prozess wird lokal von den jeweiligen Übertragungsnetzbetreibern durchgeführt. Diese können Änderungen im CB-File vornehmen, indem sie neue kritische Netzelemente hinzufügen können, RAs setzen oder F_{max} verringern (Amprion, et al., 2011) (Amprion, et al., 2019).

Phase 6: Finale FB-Parameter-Berechnung

Während der finalen Berechnung der FB-Parameter finden am Morgen D-1 folgende Anpassungen statt:

Erweiterung um langfristige Kapazitäten (LTA-Inclusion)

Die LTA-Inclusion besteht darin, die FB-Domain mittels virtueller FB-Parameter so zu erweitern, dass die langfristig zugewiesenen Kapazitäten jedenfalls abgedeckt werden. Dieser Schritt wird automatisiert am Ende des Kapazitätsberechnungsprozesses (kurz vor der Anpassung an die LT-Nominierungen, LTN) durchgeführt, falls einige Teile des FB-Bereichs durch die langfristig zugewiesenen Kapazitäten überschritten werden. Dies soll vermeiden, dass die Realisierung der langfristigen Übertragungsrechte zu Überlastungen auf den lastflussbasierten kritischen Netzelementen führen würde, und stellt sicher, dass die RAM jedes kritischen Elementes positiv bleibt.

Theoretisch widerspricht diese künstliche Erweiterung der FB-Domain dem Grundkonzept der lastflussbasierten Marktkopplung: Die FB-Domain gibt die Referenz in Bezug auf die Versorgungssicherheit vor und den ÜNB steht im Rahmen des Kapazitätskalkulationsprozesses eine Vielzahl an Maßnahmen zur Verfügung, diese Domain zu vergrößern bzw. Engpässen an einzelnen Netzelementen entgegenzuwirken. Die Notwendigkeit in der Praxis wird im Annex zur CWE-FBMC-Dokumentation („Annex regarding the LTA inclusion check and domain adjustment“ (Amprion; APG; creos; elia; hertz, 50; Rte; TenneT; BW, Transnet, kein Datum)) mit der Linearität des lastflussbasierten Kapazitätsberechnungsmodells erklärt. Komplexe Betriebsbedingungen seien damit nicht immer reproduzierbar. Aus Sicht der Händler sind langfristige Kapazitätsprodukte jedoch ein wichtiges Instrument zur Absicherung.

Anpassung des Lösungsraums um die tatsächlichen langfristigen Nominierungen (LTN-Adjustment)

F_{ref} , der Referenzfluss aus dem Base-Case, spiegelt die Auslastung der kritischen Netzelemente unter Zugrundelegung des ausgewählten Referenztages wider. Dieser Referenzfluss wird an dieser Stelle so angepasst, dass lediglich die tatsächlich erfolgten langfristigen Nominierungen (LTN) berücksichtigt werden. Die Import-/Exportsalden werden auf die saldierten Nominierungen der langfristigen Produkte für die Grenzen der Gebotszonen mit physischen Übertragungsrechten festgelegt (Amprion, et al., kein Datum). Der Effekt dieser Anpassung ist in Abbildung 6 schematisch dargestellt. Zusätzlich werden die „External Constraints“ so angepasst, dass sich die für den Marktkopplungsmechanismus vorgesehenen Grenzen auf die aus LTN resultierenden Nettopositionen beziehen.

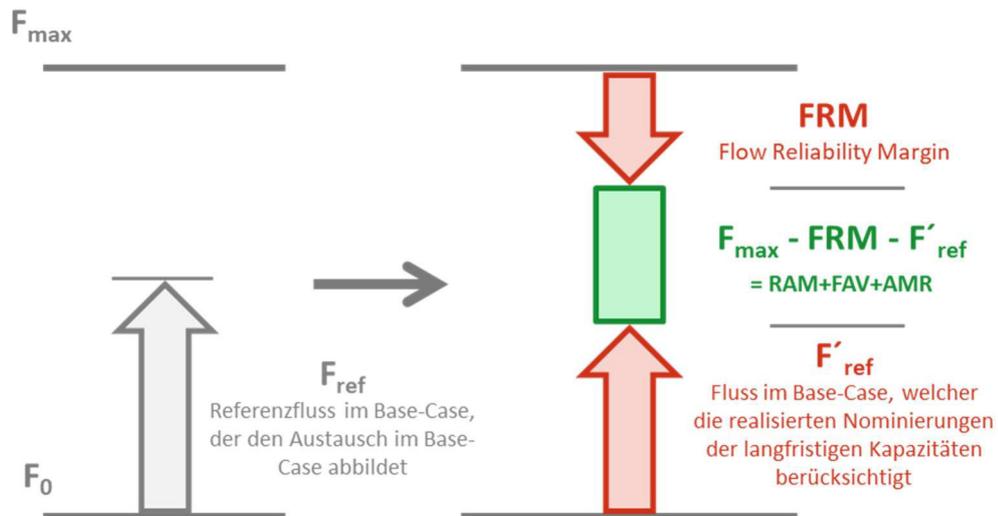


Abbildung 6: Änderung von F_{ref} durch LT-Adaption, schematische Darstellung; Quelle: eigene Darstellung basierend auf CWE-FBMC-Dokumentation 2011 (Amprion, et al., 2011)

Validierung der FB-Parameter am Vortag (D-1)

Dabei handelt es sich laut CWE-FBMC-Dokumentation 2011 (Amprion, et al., 2011) um eine reine Plausibilitätsprüfung (z. B. Einhaltung des Dateiformats). Die Kapazitäten können zu diesem Zeitpunkt nicht mehr geändert werden.

Laut Core-Methodologiebeschreibung (Amprion, et al., kein Datum) können im Rahmen der Validierung sowohl FAVs als auch ECs gesetzt werden. Dies führt zu einer neuerlichen Durchführung der Berechnung der finalen FB-Parameter.

Entfernung der nicht einschränkenden Netzelemente (Presolve)

In diesem Schritt werden nicht einschränkende Netzelemente entfernt, um dadurch die Menge der Nebenbedingungen für den Marktkopplungsalgorithmus zu reduzieren. Durch die Einhaltung der Presolved-Domain werden automatisch alle anderen Nebenbedingungen auch eingehalten. Dieses Presolving wird auch schon in früheren Phasen des Prozesses angewandt (FB-Qualification und FB-Verification).

2.1.1.4 Darstellung des finalen Lösungsraums: die FB-Domain

Abbildung 7 beschreibt den Zusammenhang der verschiedenen Parameter. Die x-Achse zeigt die Nettoposition der Gebotszone z (NP_z), die y-Achse zeigt ein ausgewähltes kritisches Netzelement i . $F_{max,i}$ beschreibt den maximalen möglichen Stromfluss auf dem ausgewählten Netzelement, dieser wird um die Sicherheitsmargen FRM und FAV reduziert. F'_{ref} zeigt die Auslastung des Netzelementes durch nominierte Langfristverträge. RAM_i zeigt die für den DA-Markt zur Verfügung stehende Kapazität. Die Gerade $PTDF_{z,i}$ zeigt, wie sich die Ausnutzung dieser Kapazität von i ändert, wenn sich die Nettoposition von z ändert.

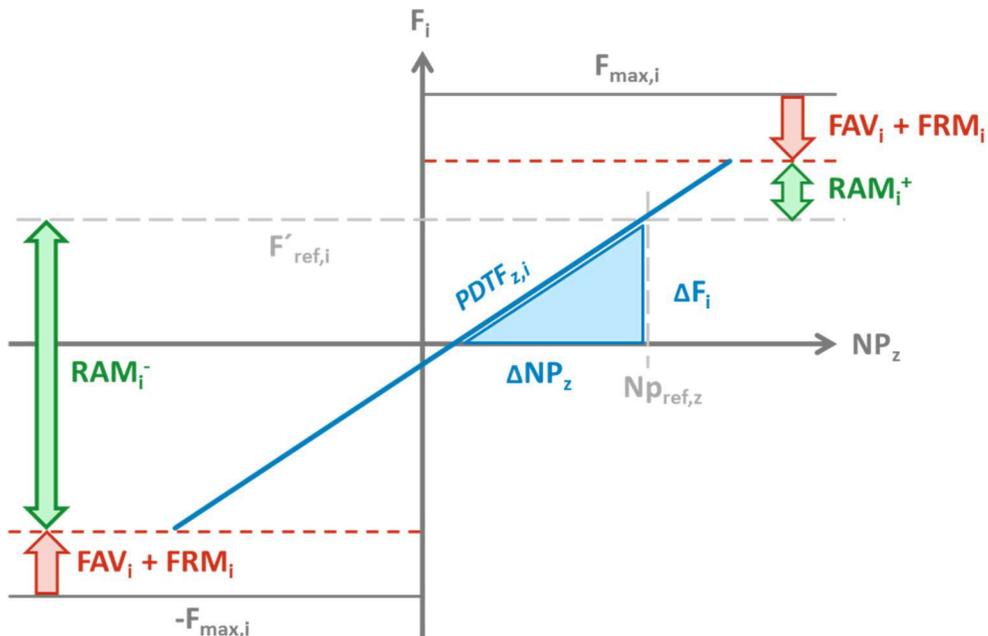


Abbildung 7: FBMC-Parameter und deren Zusammenhang; Quelle: eigene Darstellung basierend auf (Schönheit, et al., 2020)

Der mögliche Lösungsraum für die Marktkopplung (FB-Domain) wird mithilfe der FB-Parameter (RAM und PTDfs) definiert. Jede Grenze dieses Lösungsraums wird durch ein kritisches Netzelement vorgegeben. Der zulässige kommerzielle Export bzw. Import zwischen zwei Gebotszonen in diesem Lösungsraum ist dadurch abhängig vom Handel zwischen den anderen Gebotszonen.

Die Erstellung der FB-Domain wird an dieser Stelle anhand eines zweidimensionalen Beispiels dargestellt¹⁰. Tabelle 2 zeigt die FB-Parameter für die beispielhaften Gebotszonen A und B. Vereinfachend wird angenommen, dass die verfügbare RAM auf allen kritischen Netzelementen 100 MW beträgt. Die angegebenen PTDfs zeigen, wie sich der Stromfluss auf einem kritischen Element ändert, wenn sich die Nettoposition einer Gebotszone ändert. Ändert sich beispielsweise die Nettoposition der Gebotszone A um +1 MW, so ändert sich die Auslastung der Leitung A>C um 0,67 MW. Unter der Annahme, dass die Nettoposition der jeweils anderen Gebotszone null ist, gilt: Damit die RAM, also die Kapazität des Netzelementes A>C, die für den DA-Handel zur Verfügung steht, nicht überschritten wird, darf sich die Nettoposition der Gebotszone A um maximal $100 \text{ MW} / 0,67 = 149,25 \text{ MW}$ ändern (Schnittpunkt der Linie A>C mit der y-Achse in Abbildung 8). Die Nettoposition der Gebotszone B darf sich um $100 \text{ MW} / 0,33 = 303 \text{ MW}$ ändern, um die RAM der Leitung A>C nicht zu überschreiten (gedachter Schnittpunkt der Linie A>C mit der x-Achse).

Die Visualisierung der Nebenbedingungen in Abbildung 8 zeigt sowohl die maximal möglichen Änderungen der Nettoposition der einzelnen Gebotszonen $[NP(A)_{\max}=200, NP(A)_{\min}=-200]$ als auch alle anderen möglichen Schnittpunkte der kritischen Netzelemente.

¹⁰ basierend auf (Energinet_DK, et al., kein Datum)

Tabelle 2: Beispiel Darstellung FB-Domain: Quelle: eigene Darstellung

CBCOs	FB-Parameter		
	RAM in MW	PTDFs	
		A	B
A>B	100	0,33	-0,33
B>C	100	0,33	0,67
A>C	100	0,67	0,33
B>A	100	-0,33	0,33
C>B	100	-0,33	-0,67
C>A	100	-0,67	-0,33

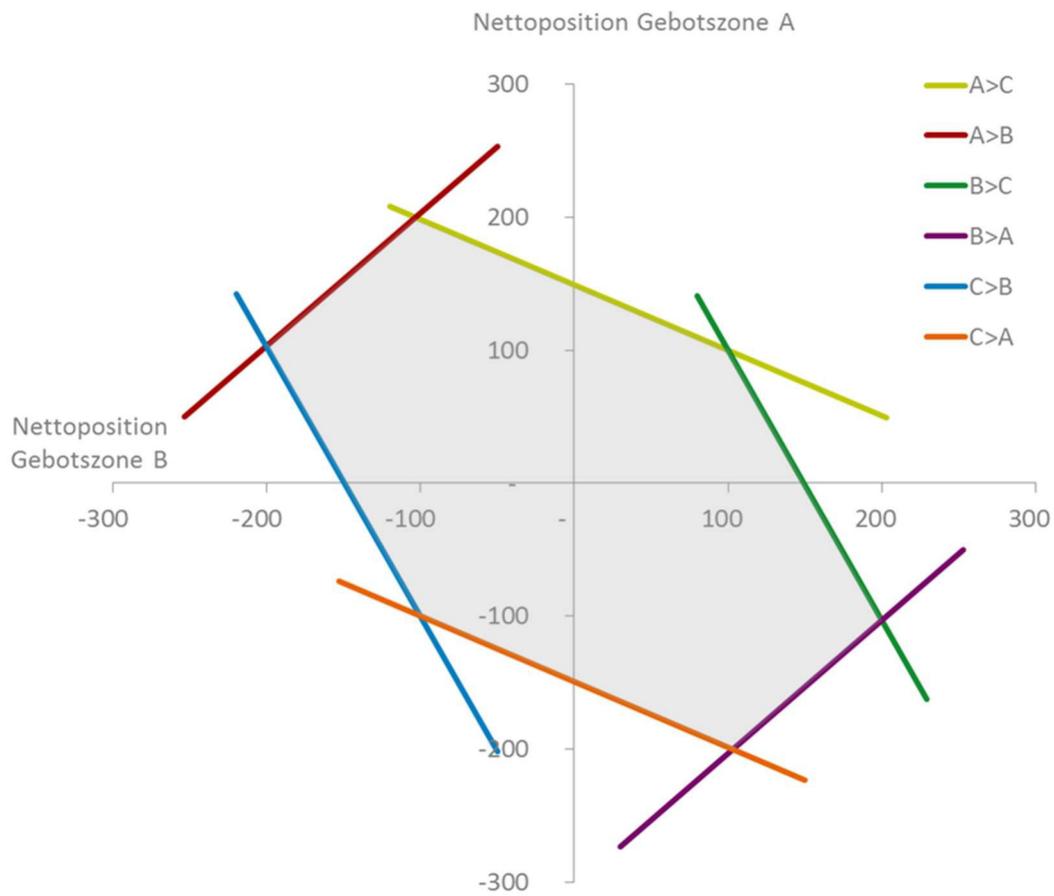


Abbildung 8: Beispiel Darstellung FB-Domain; Quelle: eigene Darstellung

2.1.2 Fazit FBMC

Transparenz im lastflussbasierten Marktkopplungsprozess ist nicht nur für den derzeitigen CWE-DA-Handel erforderlich, sondern gewinnt insbesondere an Bedeutung, da einerseits dieser Handel auf die CORE-Region ausgedehnt werden soll, andererseits das Konzept des FBMC auf den Intraday-Handel ausgeweitet werden soll.

Beim „Flow-Based Market Coupling“ handelt es sich nicht um einen singulären Prozess, sondern um eine umfangreiche Prozesskette. Es kommen unterschiedlichste Tools in einem iterativen Prozessablauf zur Anwendung, in dem die jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber an verschiedensten Stellen Input leisten und Änderungen vornehmen. Verschiedenste Prozesse werden automatisiert durchgeführt, jedoch gibt es für jeden dieser automatisierten Berechnungsschritte auch Ausnahmen. Die Berücksichtigung dieser Erfahrungswerte der ÜNB ist für die Sicherstellung der Netzsicherheit unumgänglich, macht eine Nachvollziehung der Berechnung durch Außenstehende jedoch sehr schwierig. Dies erklärt einerseits das Bedürfnis nach einer klaren und verständlichen Dokumentation der Prozesse und unterstreicht andererseits die Bedeutung eines unabhängigen und einfachen Performance-Monitorings.

Eine komplette Datenbereitstellung in allen Prozessschritten wird zudem dadurch erschwert, dass argumentiert wird, dass die dahinter liegenden Daten Teil der Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse (z. B. GSKs) sind. Darüber hinaus handelt es sich beim Stromnetz um kritische Infrastruktur mit schützenswertem Status, welcher die Transparenz unter Umständen ebenfalls berechtigterweise einschränken kann.

Im Zuge der Recherche für die in den vorherigen Abschnitten präsentierten Darstellungen hat sich hinsichtlich der zur Verfügung stehenden Dokumentationen eine Reihe von Herausforderungen und Problemen manifestiert. Dazu gehören beispielsweise die schwere Auffindbarkeit von Informationen, die teils unklare Strukturierung oder fehlende Versionierung, Datumsangaben und Ähnliches. Eine vertiefende Problemanalyse dazu findet sich als wesentliches Studienergebnis in Kapitel 2.3.

Dies ist umso wichtiger, als dass Transparenz nicht nur bedeutet, Informationen zur Verfügung zu stellen, sondern dies auch in einer Art und Weise zu tun, dass es für interessierte Außenstehende in einem überschaubaren Zeitaufwand möglich ist, sich diese Informationen zu beschaffen („Scheintransparenz“).

Als weiterführende Literatur zur tieferen Einarbeitung in das Thema des FBMC wird auf in Annex 2 empfohlene Literatur verwiesen.

2.2 Wirtschaftliche Anreize bei der Grenzkapazitätsbewirtschaftung

Geldflüsse, sowohl Kosten als auch Erlöse, im Rahmen der lastflussbasierten Marktkopplung entstehen für die Übertragungsnetzbetreiber – neben den Kosten für den Aufbau und Betrieb des Prozessablaufes – vorwiegend durch Maßnahmen des Engpassmanagements. Auf der Erlösseite stehen die Einnahmen aus der Grenzkapazitätsbewirtschaftung, die sogenannten Engpasserlöse („Congestion Income“ oder „Congestion Rent“). Diesen Erlösen stehen die Kosten, die sich entweder direkt oder indirekt durch die Maßnahmensetzung im Rahmen des Engpassmanagements ergeben, gegenüber.



Abbildung 9: Geldflüsse in der lastflussbasierten Marktkopplung; Quelle: eigene Darstellung

Als Engpassmanagement werden sämtliche Maßnahmen bezeichnet, die vonseiten der Übertragungsnetzbetreiber zur Vermeidung oder Behebung von Netzüberlastungen durch Engpässe gesetzt werden. Die Engpässe können sowohl an den Grenzkupplstellen als auch innerhalb einer Gebotszone auftreten. Die Maßnahmen des Engpassmanagements umfassen ein breites Feld an möglichen Eingriffen in die marktbasierete Allokation der Grenzkapazitäten sowie in den marktbasiereten Einsatz der Kraftwerke, wie beispielsweise:

- ▶ Maßnahmen bezüglich der Netzwerktopologie
- ▶ Steuerung der Phasenschieber
- ▶ Redispatch
- ▶ Countertrading
- ▶ Setzung des „Final Adjustment Value“ im Rahmen der FBMC-Parameter-Festsetzung

Diese Engpassmanagement-Maßnahmen werden vom Übertragungsnetzbetreiber zu unterschiedlichen Zeitpunkten im lastflussbasierten Marktkopplungsprozess gesetzt. Einige davon (z. B. Redispatch) können im gesamten Prozess, also schon bei der Berechnung der FB-Parameter bis zur kurzfristigen Behebung von Engpässen, eingeleitet werden. Andere werden nur in bestimmten Zeitspannen gesetzt, so z. B. Countertrading nur kurzfristig, die Setzung des „Final Adjustment Value“ nur im Rahmen der FB-Parameter-Berechnung. Maßnahmen zur Netzwerktopologie hingegen können per Definition nur langfristig gesetzt werden.

In den folgenden Kapiteln wird vor allem auf die kostenintensiven Maßnahmen für kurzfristiges Engpassmanagement, Redispatch und Countertrading, eingegangen. Auch die Verordnung der Europäischen Kommission zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement (EU Kommission, 2015), im Folgenden CACM-Leitlinie (EU 2015/1222), weist Übertragungsnetzbetreiber zu koordinierten Maßnahmen wie Redispatch und Countertrading an, um sowohl zonenübergreifende als auch interne Engpässe zu vermeiden:

(10) Die ÜNB sollten gemeinsame Entlastungsmaßnahmen wie das Countertrading oder das Redispatching verwenden, um sowohl interne als auch zonenübergreifende Engpässe zu bewältigen. Die ÜNB sollten die Nutzung von Entlastungsmaßnahmen bei der Kapazitätsberechnung koordinieren, um eine effizientere Kapazitätsvergabe zu fördern und unnötige Beschränkungen der grenzüberschreitenden Kapazität zu vermeiden.

Ziel dieses Kapitels ist es, den in Kapitel 2.1 dargestellten Datenflüssen die im Marktkopplungsprozess entstehenden Geldflüsse gegenüberzustellen und hinsichtlich des daraus resultierenden Anreizgefüges zu analysieren.

2.2.1 Redispatch und Countertrading (Kosten des Engpassmanagements)

Im Rahmen der lastflussbasierten Marktkopplung fallen neben den Kosten für den Betrieb und die Erweiterung des Marktkopplungsprozesses vor allem Kosten für Redispatch- und Countertrading-Maßnahmen an. Diese sind laut Verordnung über den Elektrizitätsbinnenmarkt (EU) 2019/943 (Das Europäische Parlament und der Rat der Europäischen Union, 2019), im Folgenden Elektrizitätsbinnenmarkt-VO (EU 2019/943), folgendermaßen definiert:

- ▶ **„Redispatch“**: bezeichnet eine Maßnahme, einschließlich einer Einschränkung, die von einem oder mehreren Übertragungs- oder Verteilernetzbetreibern durch die Veränderung des Erzeugungs- oder des Lastmusters oder von beidem aktiviert wird, um die physikalischen Lastflüsse im Stromsystem zu ändern und physikalische Engpässe zu mindern oder anderweitig für Systemsicherheit zu sorgen;
- ▶ **„Countertrading“**: bezeichnet einen zonenübergreifenden Austausch zwischen zwei Gebotszonen, der von den Netzbetreibern zur Minderung physikalischer Engpässe initiiert wird;

Redispatch kann im gesamten Prozessablauf des FBMC eingesetzt werden. Begonnen bei der Erstellung des gemeinsamen Netzmodells bis zur kurzfristigen Behebung von Engpässen. Im Gegensatz dazu ist das marktbasierende Countertrading eine kurzfristige Maßnahme zur Bekämpfung von Netzengpässen. Die Übertragungsnetzbetreiber kaufen gezielt am Intraday-Markt Strom ein, um dem ursprünglichen Lastfluss entgegenzuwirken und das Netz zu entlasten.

Artikel 73 der CACM-Leitlinie (EU 2015/1222) verpflichtet die ÜNB einer Kapazitätsberechnungsregion zur Ausarbeitung einer Methode zum koordinierten Ablauf von Redispatch- und Countertrading. Laut Artikel 74 der CACM-Leitlinie (EU 2015/1222) sollen alle ÜNB der jeweiligen Kapazitätsberechnungsregion eine gemeinsame Kostenteilungsmethode für Redispatch und Countertrading erstellen. Diese Methode umfasst Maßnahmen von grenzübergreifender Bedeutung und muss unter anderem mit der Methode für die Verteilung der Engpasserlöse vereinbar sein. Auch die Elektrizitätsbinnenmarkt-VO (EU 2019/943) weist in Artikel 16 (4) auf die Anwendung von koordiniertem und diskriminierungsfreiem Redispatch und Countertrading hin, um die verfügbaren Engpasskapazitäten zu maximieren. Die Übertragungsnetzbetreiber der CORE-Region haben einen gemeinsamen Vorschlag für eine Methode zum koordinierten Redispatch und Countertrading sowie zu einer gemeinsamen Kostenteilungsmethode für beide Maßnahmen bei ACER eingebracht. ACER entscheidet bis 27. September 2020 über diesen Vorschlag¹¹.

2.2.1.1 Engpassmanagementkosten in der CWE-Region

Die Engpassmanagementkosten, genauer die Kosten für Redispatch, Countertrading und „andere Kosten“, werden auf der ENTSO-E-Transparency-Plattform veröffentlicht. Für den CWE-Raum werden Daten für Österreich, Deutschland, Frankreich und Belgien bereitgestellt. Für Belgien stehen nur Daten ab Jänner 2019 zur Verfügung. Für die Niederlande werden bis auf Mai 2016 keine Engpassmanagementkosten ausgewiesen. Bei den dargestellten Kosten muss beachtet werden, dass es sich nicht nur um Engpassmanagementkosten im Rahmen der lastflussbasierten Marktkopplung handelt, sondern um die gesamten Engpassmanagementkosten der jeweiligen Gebotszone.

¹¹ Quelle: <https://www.acer.europa.eu/Media/News/Pages/ACER-to-decide-on-methodologies-for-the-coordination-and-sharing-of-cost-of-redispatching-and-countertrading-electricity-in.aspx>; Zugriff: 16.04.2020

Abbildung 10 zeigt die Summe der Engpassmanagementkosten im Zeitverlauf von Jänner 2015 bis Februar 2020 für die vier betrachteten Gebotszonen. Im Mittel über alle Jahre fallen insgesamt jährlich rund 1.054 Mio. Euro an Engpassmanagementkosten an. Deutschland weist mit Abstand die höchsten Kosten auf (rechte Achse), was auf den schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie, den hohen Anteil an fluktuierenden erneuerbaren Energieträgern (BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2019) sowie fehlende Leitungskapazität in Nord-Süd-Richtung zurückzuführen ist. Ein Großteil der Kosten wird hier durch den Übertragungsnetzbetreiber TenneT getragen. Österreich hat durch die stärkere Nutzung der thermischen Kapazitäten für Redispatch im Sommer vor allem in diesen Monaten höhere Kosten, während in Deutschland in der kälteren Jahreszeit aufgrund der erhöhten Stromnachfrage sowie der hohen Windeinspeisung im Norden und der geringen PV-Einspeisung im Süden höhere Kosten anfallen (BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2019).

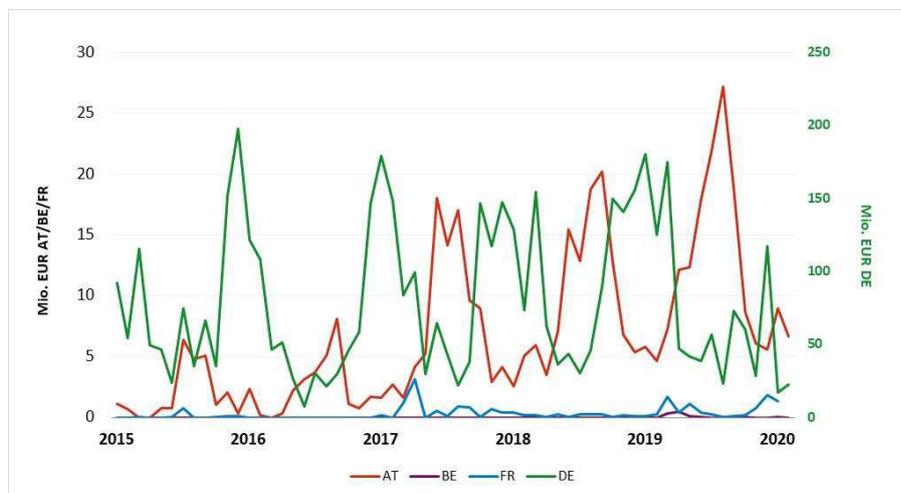


Abbildung 10: Engpassmanagementkosten, 2015–2020, Österreich, Deutschland, Belgien und Frankreich; Quelle: eigene Darstellung basierend auf ENTSO-E

Der Einsatz der verschiedenen Maßnahmen zu Engpassmanagement variiert je nach Gebotszone.

Abbildung 11 bis Abbildung 12 geben einen Überblick über die angefallenen Kosten – zur besseren Vergleichbarkeit je TWh Netzlast – im Zeitverlauf 2015 bis 2019 nach Gebotszone. Kosten für Redispatch werden vor allem von Deutschland und Österreich gemeldet. Diese fallen zu Beginn der Beobachtungsperiode in Deutschland bezogen auf die Netzlast noch wesentlich höher aus als in Österreich. 2019 weist Österreich erstmals höhere relative Redispatch-Kosten aus. Dies verdeutlicht die zunehmende Wichtigkeit der Transparenz, auch für die mit dem FBMC verbundenen Geldflüsse.

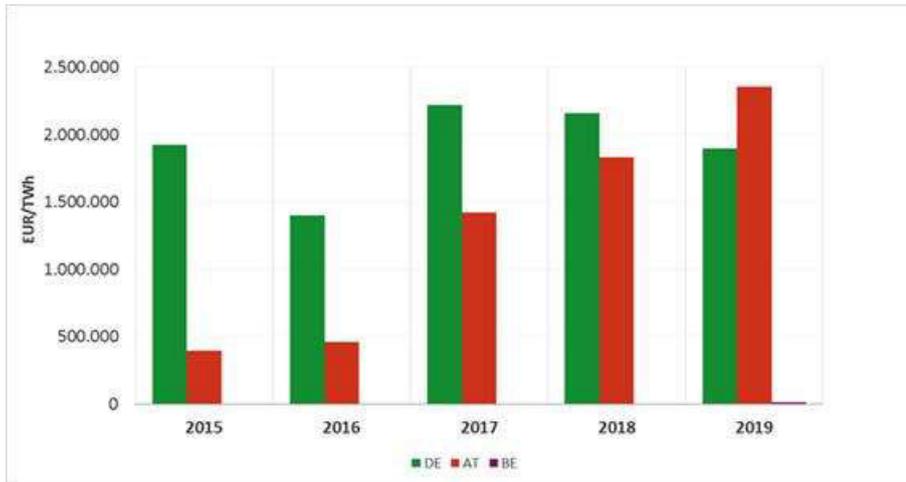


Abbildung 11: Redispatch-Kosten je TWh Netzlast, 2015–2020, Österreich, Deutschland, Belgien; Quelle: eigene Darstellung basierend auf ENTSO-E

Kosten für Countertrading wurden für den Beobachtungszeitraum nur für Deutschland und Frankreich gemeldet. Abbildung 12 zeigt die angefallenen Kosten bezogen auf TWh Netzlast der jeweiligen Gebotszone.

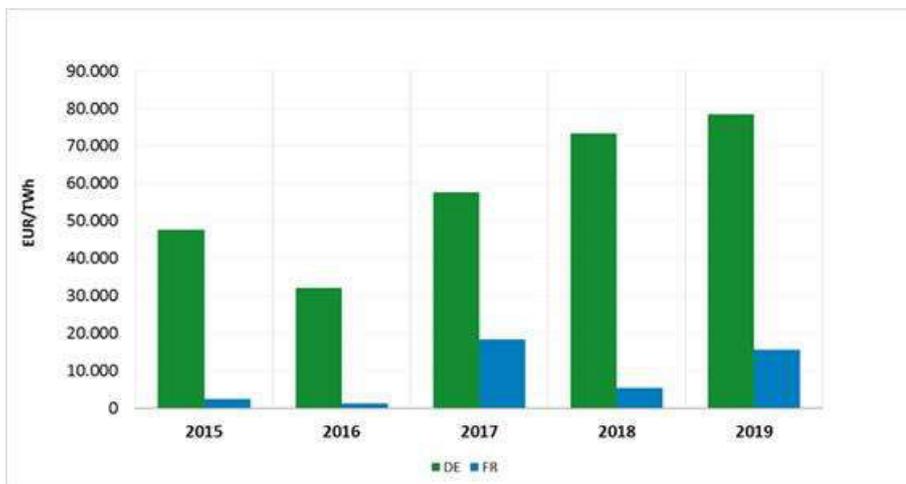


Abbildung 12: Countertrading-Kosten je TWh Netzlast, 2015–2020, Deutschland, Frankreich; Quelle: eigene Darstellung basierend auf ENTSO-E

Beim österreichischen Übertragungsnetzbetreiber APG fallen im Zeitraum 2015 bis Februar 2020 lediglich Redispatch-Kosten und keinerlei Countertrading-Kosten an¹². Abbildung 13 zeigt die monatlich angefallenen Redispatch-Kosten für die Jahre 2015 bis 2019. Insgesamt fielen im Jahr 2019 rund 149 Mio. Euro für Redispatch-Maßnahmen an.

¹² Quelle: <https://www.apg.at/de/markt/Markttransparenz/Uebertragung/Engpassmanagementkosten>; Zugriff: 10.04.2020

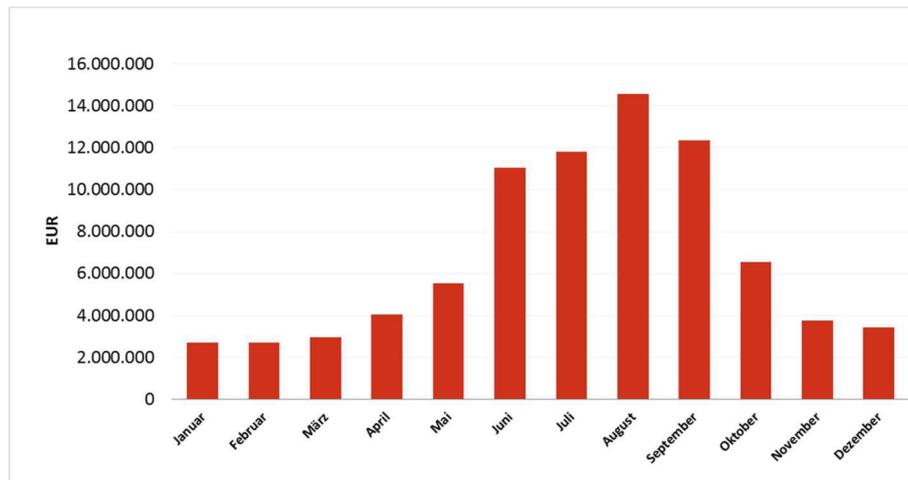


Abbildung 13: Durchschnittliche Redispatch-Kosten der APG je Monat, 2015–2019; Quelle: eigene Darstellung basierend auf ENTSO-E

In Summe lässt sich die Situation hinsichtlich Redispatch und Countertrading in den einzelnen Ländern des CWE-FBMC aufgrund der unterschiedlichen Ausgangsbedingungen schwer vergleichen. Während in Frankreich und Belgien kaum Kosten für Redispatch und Countertrading anfallen, sind diese in Österreich und Deutschland mit über 2 Mio. EUR/TWh Netzlast ein größerer Faktor. In Frankreich sind die geringen Engpassmanagementkosten durch die traditionelle Erzeugungsstruktur (zentrale Erzeuger, Grundlast) bedingt. Im Gegensatz dazu hat der rasche Ausbau dezentraler Erzeugungsanlagen in Deutschland zu einem Koordinierungsproblem zwischen Investitionen in Erzeugungsanlagen und Netzinfrastruktur geführt, welcher sich auch in höheren Kosten für Engpassmanagement widerspiegelt. In Österreich fallen Engpassmanagementkosten besonders von Juni bis September an, also vor allem in jenen Monaten, in denen die Preisdifferenzen im FBMC zu Deutschland gering sind.

2.2.2 Erlöse des Engpassmanagements („Congestion Income“)

Den Kosten für Redispatch und Countertrading stehen die Erlöse des grenzüberschreitenden Engpassmanagements gegenüber. Diese sind laut CACM-Leitlinie (EU 2015/1222) folgendermaßen definiert:

- ▶ **„Engpasserlöse“:** bezeichnet die aus der Kapazitätsvergabe resultierenden Einnahmen;

Die Theorie der Engpasserlöse bzw. deren Einfluss auf die soziale Wohlfahrt im grenzüberschreitenden Handel ist in Kapitel 2.3 näher erklärt.

Die Übertragungsnetzbetreiber können die Engpasskapazitäten nicht nur am Day-Ahead-Markt vergeben, sondern auch durch langfristige Vergabe oder am kurzfristigen Intraday-Markt. Die langfristigen, also monatlichen oder jährlichen, Auktionen werden über das „Joint Allocation Office“ (JAO) abgewickelt. Darüber hinaus werden auch die nicht an der DA-Marktkopplung teilnehmenden Außengrenzen (Tschechien, Ungarn, Schweiz) über JAO abgewickelt. Die Kapazitätsvergabe für den Intraday-Markt erfolgt je nach Grenze über XBID (Tschechien, Ungarn, Slowenien und Deutschland), über JAO (Italien) oder wird von der APG selbst abgewickelt (Schweiz). Tabelle 3 gibt einen Überblick über die Vergabe der grenzüberschreitenden Kapazitäten der Regelzone APG nach Zeithorizont der Vergabe sowie nach Grenze. Grenzkapazitäten im Rahmen der Marktkopplung werden dabei implizit vergeben. Auktionen über das „Joint Allocation Office“ betreffen explizite Vergaben von Grenzkapazität.

Tabelle 3: Überblick Vergabe grenzüberschreitender Kapazitäten Österreich, nach Zeithorizont und Grenze mit der Regelzone APG; Quelle: eigene Darstellung basierend auf

<https://www.apg.at/de/markt/Markttransparenz/Uebertragung/Allokationen>

Zeithorizont der Allokation	Grenze mit der Regelzone APG (Export/Import)					
	Tschechien	Ungarn	Slowenien	Italien	Schweiz	Deutschland*
Langfristig (jährlich & monatlich)	Joint Allocation Office (JAO)					
Täglich (Day-Ahead)	JAO		Market Coupling		JAO	Market Coupling
Intraday	XBID			JAO	APG	XBID

* Die Kapazitätsvergabe an dieser Grenze wurde mit 01.01.2018 eingeführt.

Für die **Day-Ahead- und die Intraday-Marktkopplung** verpflichtet Artikel 73 der CACM-Leitlinie (EU 2015/1222) die ÜNB zur Erstellung eines Vorschlages für eine Methode zur **Verteilung der Engpasserlöse** auf die teilnehmenden Gebotszonen der jeweiligen Kapazitätskalkulationsregion. Im August 2016 brachten die ÜNB den ersten Vorschlag zur Aufteilung der Engpasserlöse ein. Nach Einbau von Änderungswünschen seitens der Regulatoren erarbeiteten die ÜNB bis April 2017 einen abgeänderten Vorschlag. Nachdem die Regulatoren mit den ÜNB schlussendlich keine Einigung finden konnten, leiteten sie den Vorschlag im Juni 2017 an ACER weiter. ACER verabschiedete im Dezember 2017 eine Entscheidung über die Verteilung der Engpasserlöse des DA-Marktes (ACER, 2017) sowie die entsprechende Methode im Annex I (ACER, 2017).¹³ Diese ACER-Entscheidung inklusive entsprechender Methodik gilt für die CORE-Region. Die geltende Methodik zur Aufteilung der Engpasserlöse im CWE-Raum wurde öffentlich zugänglich nicht gefunden.

Die Methodik für die CORE-Region ist in drei Ebenen aufgebaut: In einem ersten Schritt werden die Engpasserlöse für jede Kapazitätskalkulationsregion definiert und gesammelt. Anschließend werden die Engpasserlöse der Region auf die Gebotszonengrenzen verteilt. Im letzten Schritt werden die Erlöse je Gebotszonengrenze zwischen den ÜNB mit Grenzkuppelstellen an diesen Grenzen aufgeteilt.

Die regionale Zuweisung der Engpasserlöse ist unter anderem wichtig, da die Engpasserlöse des DA-Marktes auch die Engpasserlöse der nicht nominierten, also dem DA-Handel zur Verfügung stehenden, langfristigen Übertragungsrechte umfassen. Die Anforderungen an die ÜNB bezüglich Koordinierung, Stabilität und Vergütung der langfristigen Kapazitäten sowie die Teilung der damit verbundenen Kosten sind auf Ebene der Kapazitätskalkulationsregionen definiert. Die Aufteilung der Engpasserlöse muss daher auf der gleichen Ebene geregelt sein. Die jedem ÜNB zugewiesenen endgültigen Engpasserlöse bestehen aus den berechneten Engpasserlösen, vermindert um die Kosten für die Vergütung der langfristigen Übertragungsrechte, die gemäß Artikel 61 der Leitlinie für die Vergabe langfristiger Kapazität (Europäische Kommission, 2016) zu zahlen sind. Diese Verringerung erstreckt sich nur auf die Kosten für die Vergütung jener langfristigen Übertragungsrechte, die dem DA-Markt zur Verfügung gestellt wurden.

Die Engpasserlöse werden als Absolutwert des Produktes des Handelsflusses und des Preisunterschiedes zwischen zwei Gebotszonen berechnet. Der Absolutwert garantiert, dass auch Gebotszonen mit negativem Preisun-

¹³ Quelle: <https://acer.europa.eu/en/Electricity/MARKET-CODES/CAPACITY-ALLOCATION-AND-CONGESTION-MANAGEMENT/IMPLEMENTATION/Pages/POST-COUPPLING-PROCESSES.aspx>; Zugriff: 17.04.2020

terschied, also mit nicht-intuitivem Austausch (Stromfluss von der teuren in die billige Gebotszone), Engpasserlöse erhalten. Dies ist mit der Annahme gerechtfertigt, dass diese nicht-intuitiven Stromflüsse im Sinne der Maximierung der gesamteuropäischen Wohlfahrt durchgeführt werden.

Die Aufteilung zwischen den ÜNB an den Gebotszongrenzen erfolgt basierend auf einem 50-50%- Schlüssels. In Ausnahmefällen können ÜNB auch davon abweichende Teilungsschlüssel vereinbaren, wie etwa basierend auf Eigentumsanteilen oder Investitionskosten.

Die **Verwendung der Einnahmen** ist in Artikel 19 der Elektrizitätsbinnenmarkt-VO (EU 2019/943) festgelegt: Die Einnahmen aus der Zuweisung gebietsübergreifender Kapazität sind vorrangig für die Gewährleistung der tatsächlichen Verfügbarkeit der zugewiesenen Kapazität oder für die Aufrechterhaltung oder Erhöhung gebietsübergreifender Kapazitäten zu verwenden (Absatz 2). Engpasserlöse können zur Reduktion von Netztarifen eingesetzt werden, wenn die vorrangigen Ziele nach Absatz 2 angemessen erfüllt worden sind. Die verbleibenden Einnahmen können auf ein separates internes Konto zur künftigen Verwendung für die oben genannten Zwecke überwiesen werden (Absatz 3). Weiters soll von den Übertragungsnetzbetreibern eine Methodik zur Verwendung der Einnahmen für die in Artikel 19 Absatz 2 genannten Zwecke und die Bedingungen, unter denen diese Einnahmen für die künftige Verwendung für diese Zwecke auf ein separates internes Konto überwiesen werden können, erstellt werden (Absatz 4). Zu dieser Methode läuft aktuell ein öffentliches Konsultationsverfahren, siehe (All TSOs, 2020) und (All TSOs, 2020). Die konsultierte Methode zur Verwendung der Einnahmen muss laut Artikel 19 (4) bis 5. Juli 2020 von den Übertragungsnetzbetreibern bei ACER vorgelegt werden.

2.2.2.1 Engpasserlöse Österreich

Daten zu den Engpasserlösen für den CWE-Raum werden im JAO-Utility-Tool täglich (stündlich aufgelöst) nach ÜNB und Gebotszonen der CWE-Region sowie zu den Erlösen der Außengrenzen der CWE-Region (ohne Berücksichtigung der Vergütung der für den DA-Markt zur Verfügung gestellten Langfristkapazitäten) veröffentlicht (Joint Allocation Office, 2019). Für Österreich bedeutet dies, die Engpasserlöse der APG, der Gebotszone Österreich (entsprechend jenen der APG) sowie die Engpasserlöse der österreichischen Grenzen zu Italien und Slowenien sind im Utility-Tool zu finden.

Die E-Control veröffentlicht jährlich einen Bericht zu den Erlösen aus dem Engpassmanagement¹⁴. Der aktuellste Bericht enthält Daten aus den Jahren 2011 bis inklusive 2016 (E-Control, kein Datum). Aktuellere Daten, die auch die Aufteilung der deutsch-österreichischen Preiszone berücksichtigen, wurden nicht veröffentlicht. Die von der E-Control publizierten Engpasserlöse umfassen nicht nur die Erlöse aus dem FBMC, sondern die gesamten Engpasserlöse aller Märkte (langfristig bis kurzfristig) sowie aller österreichischen Grenzen. Die Engpasserlöse der österreichischen ÜNB¹⁵ betragen im Jahr 2016 83,8 Mio. Euro. Davon entfielen 75,7 Mio. Euro auf die APG, der Rest auf die Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH.

2.2.3 Fazit Anreize

Übertragungsnetzbetreiber nehmen an verschiedensten Stellen Einfluss auf den lastflussbasierten Marktkopplungsprozess. Schon im Pre-Coupling-Prozess, also der Bestimmung der FB-Domain, sind die ÜNB die maßgeblichen Bereitsteller von Informationen zur Berechnung der Inputparameter in dem Marktkopplungsalgorithmus EUPHEMIA: begonnen bei der Erstellung der Netzmodelle über die Festsetzung der kritischen Netzelemente bis zur wiederholten Festlegung von „Remedial Actions“ oder Ausnahmen vom MinRAM-Prozess. Darüber hinaus

¹⁴ Siehe <https://www.e-control.at/publikationen/publikationen-strom/berichte>

¹⁵ APG und Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH

treffen ÜNB auch nach dem Marktkopplungsprozess (Post-Coupling) Entscheidungen zu Redispatch- und Countertrading-Maßnahmen. Diesen massiven Einflussmöglichkeiten stehen die in Kapitel 2.2.1 und 2.2.2 beschriebenen Geldflüsse gegenüber: ÜNB sind im Rahmen der lastflussbasierten Marktkopplung sowohl mit Kosten als auch mit Erlösen aus der Engpassbewirtschaftung konfrontiert. Diese Doppelfunktion des ÜNB als wesentlicher Datenlieferant im FBMC-Prozess, aber auch als wirtschaftlicher Akteur im Rahmen der Grenzkapazitätsbewirtschaftung ist mit ein Grund für die hohen Transparenzanforderungen im FBMC.

Kapazitätsvergabe

An der deutsch-österreichischen Grenze werden vor der DA-Marktkopplung langfristige Auktionen in Form von FTRs („Financial Transmission Rights“) ausgegeben. Diese FTRs berechtigen nicht zur physikalischen Nutzung der Kapazität, sondern sind ein Instrument zur Absicherung gegen Preisschwankungen. Im Rahmen dieser FTRs entstehen für den ÜNB auf der einen Seite Erlöse durch die Vergabe. Auf der anderen Seite entstehen Kosten, sobald der Preisunterschied zwischen Deutschland und Österreich im DA-Markt den FTR-Preis übersteigt. Die aktuelle Methodik zur Verteilung der Engpasserlöse (ACER, 2017)¹⁶ sieht vor, dass Einnahmen/Kosten aus FTRs vom gleichen ÜNB getragen werden wie die Einnahmen aus den Engpasserlösen im DA-Markt, siehe auch Kapitel 2.2.2. Durch das Zusammenspiel dieser beiden Märkte sowie der dadurch entstehenden Einnahmen und Kosten für den ÜNB gewinnen die Kapazitätsvergabe und die damit zusammenhängenden Geldflüsse an Komplexität. Dies unterstreicht den Wunsch nach Transparenz nicht nur im Ablaufprozess des FMBC, sondern auch bezüglich der damit verbundenen Geldflüsse.

Investitionen

Das Zusammenspiel der vielfältigen Einnahmen und Kosten der ÜNB kann dazu führen, dass das optimale Investitionsvolumen der einzelnen ÜNB von jenem Investitionsvolumen, das im Sinne der gesamteuropäischen Wohlfahrt optimal wäre, abweicht. Abbildung 14 zeigt das optimale Investitionsvolumen (Q1) in die Netzkapazität unter Betrachtung der sozialen Wohlfahrt, der Kosten für Investitionen, Betrieb und Wartung sowie der Verluste. Eine vereinfachte Betrachtung¹⁷ des Problems kann folgendermaßen dargestellt werden:

Gewinn = (soziale Wohlfahrt) - (Investitionsvolumen) - (Kosten für Betrieb und Wartung) - (Kosten für Verluste)

Das soziale Optimum stellt sich an jener Stelle ein, an der die marginale Erhöhung der sozialen Wohlfahrt höher ist als die marginale Erhöhung der Kosten. Diesem Optimum gegenübergestellt werden die Engpasserlöse (strichlierte Linie in Abbildung 14). Die maximalen Engpasserlöse für den ÜNB können sich, wie in der vereinfachten Darstellung in Abbildung 14 erkennbar, durch ein anderes Investitionsvolumen ergeben (maxEP). Diese abstrahierte Darstellung verdeutlicht, dass zumindest theoretisch Engpasserlöse, welche mit steigendem Netzausbau sinken, für einzelne ÜNBs einen Anreiz bieten können, weniger in den Netzausbau zu investieren, als dies bei der Maximierung der gesamteuropäischen Wohlfahrt der Fall wäre. Nicht betrachtet werden hier regulatorische Anreize, welche in unterschiedlichen Regulierungssystematiken (Kosten-Plus-Regulierung etc.) für die einzelnen ÜNBs relevant sind und welche theoretisch einen Anreiz zu Überinvestitionen bieten können („Gold-Plating“).

¹⁶ Gilt zukünftig für die CORE-, derzeit jedoch nicht für die CWE-Region.

¹⁷ Andere Aspekte wie etwa die Integration von Erneuerbaren oder die Erhöhung der Versorgungssicherheit sind hier nicht berücksichtigt.

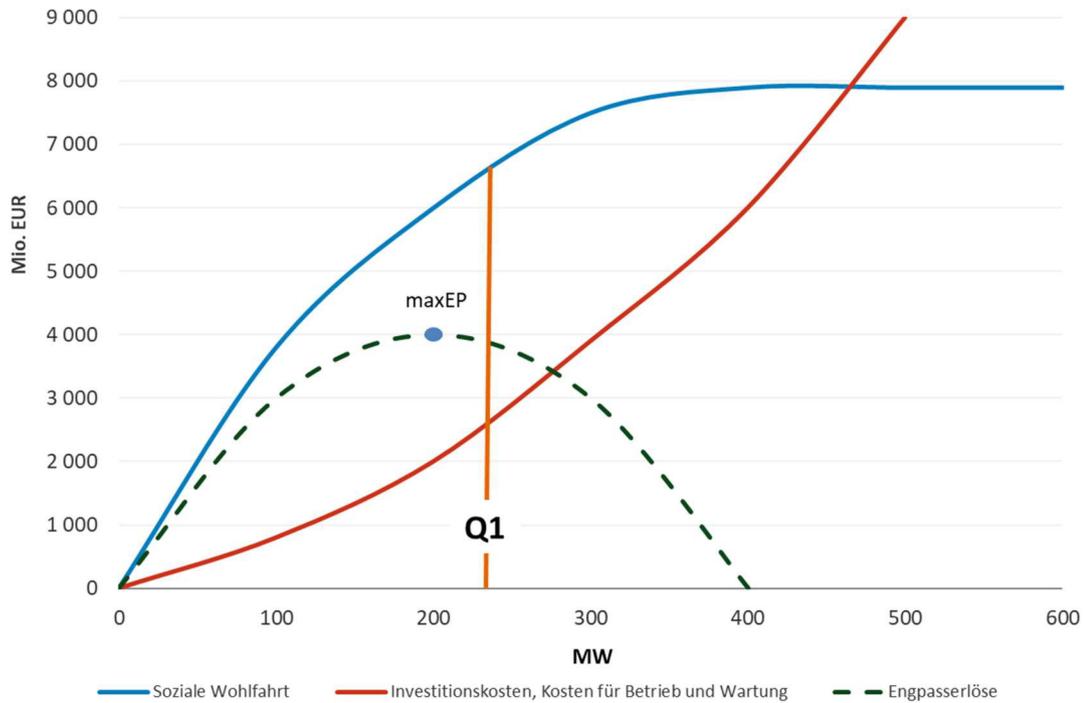


Abbildung 14: Optimales Investitionsvolumen in Netzkapazität; Quelle: eigene Darstellung basierend auf (All TSOs, 2020)

Wie auch die Datenflüsse sind die Geldflüsse im FBMC durch eine hohe Komplexität gekennzeichnet. Das Verständnis des Zusammenspiels verschiedener Märkte und verschiedener Interessen (z. B. gesamteuropäisch versus national) ist nicht trivial. Darüber hinaus werden nicht alle erforderlichen Daten in ausreichendem Ausmaß und zeitnah veröffentlicht (z. B. Engpasserlöse). Die Nachvollziehbarkeit der im FBMC entstehenden Geldflüsse ist derzeit für Außenstehende nicht oder nur mit unverhältnismäßig hohen Such- und Transaktionskosten möglich. Dies hebt wiederum die Wichtigkeit der Verbesserung der Transparenz im Stromhandel hervor.

2.3 Funktionsweise EUPHEMIA

EUPHEMIA („EU Pan-European Hybrid Electricity Market Integration Algorithm“) ist der Algorithmus zur Berechnung der Day-Ahead-Preise für 25 europäische Länder im Rahmen des „Single Day-Ahead Coupling“ (SDAC). Mit einem durchschnittlichen täglichen Umsatz von rund 200 Mio. Euro¹⁸ ist EUPHEMIA ein zentraler Bestandteil des gesamten europäischen Stromhandels. Für die Berechnung sammelt EUPHEMIA alle Gebote von allen „Nominated Electricity Market Operators“ (NEMOs), optimiert die Auswahl an Geboten und entscheidet dadurch, welche Gebote angenommen und welche abgelehnt werden. Das Ergebnis spiegelt jenes Set an akzeptierten Geboten – mit daraus resultierenden Stromflüssen und Nettopositionen – wider, das

- ▶ die soziale Wohlfahrt – generiert durch die angenommen Gebote – maximiert und
- ▶ den von den ÜNB vorgegebenen Kapazitätsbeschränkungen entspricht.

Die Ergebnisse sind nicht nur direkt für den Day-Ahead-Markt entscheidend, sondern liefern auch die Basis für längerfristige Produkte und bilden den Richtwert für alle Teilnehmer am Stromgroßhandelsmarkt. Im nachfolgenden Abschnitt wird die Funktionsweise von EUPHEMIA grob skizziert. Nach der Darstellung der Systemgrenzen von EUPHEMIA sowie der Grundidee der Wohlfahrtsoptimierung wird die Zielfunktion von EUPHEMIA in Bezug auf die Wohlfahrtsoptimierung analysiert. Danach wird der Ablauf des EUPHEMIA-Optimierungsprozesses erläutert. Ziel dieses Kapitels ist es, den Aufbau von EUPHEMIA zu skizzieren und die entscheidenden Prozessschritte näher zu beschreiben. Für eine exakte Beschreibung des Algorithmus verweisen die AutorInnen auf die offizielle Dokumentation: „EUPHEMIA Public Description“ (NEMO Committee, 2019).

2.3.1 Input und Output von EUPHEMIA

Zum besseren Verständnis von EUPHEMIA werden zuerst die Inputs und Outputs beschrieben. Ziel dieses Abschnitts ist es, das Umfeld von EUPHEMIA dazustellen und EUPHEMIA selbst vorerst als Blackbox zu betrachten. Dadurch können die Berechnungen, die innerhalb von EUPHEMIA stattfinden, sowie die notwendigen Prozessschritte in nachfolgenden Abschnitten besser beschrieben und nachvollzogen werden.

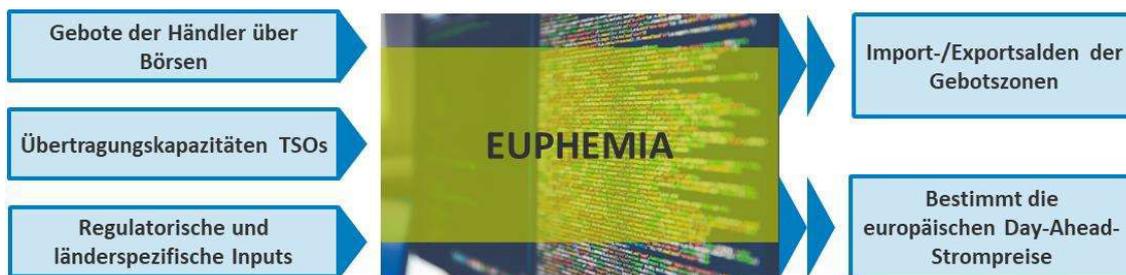


Abbildung 15: Betrachtung der Systemgrenzen des Optimierungsalgorithmus EUPHEMIA; Quelle: eigene Darstellung

Die Inputs bilden die Grundlage für den Optimierungsprozess und bestimmen somit maßgeblich das Ergebnis (Output). Durch den Input werden die Gebote, also der zu optimierende Handelswillen, eingebracht. Gleichzeitig werden die physikalischen und organisatorischen Rahmenbedingungen durchgesetzt. An dieser Stelle ist es den ÜNB möglich, ihre Prognose für den Netzzustand (CGM) sowie alle steuernden Maßnahmen zur Netzsicherheit einzufügen. Die von ihnen vorgegebenen Systemgrenzen bilden den Lösungsraum, der dem Algorithmus zur Verfügung steht, um eine optimale Lösung zu finden. EUPHEMIA selbst optimiert das Ergebnis innerhalb dieses vom Input definierten Lösungsraums. Der Output von EUPHEMIA stellt das Ergebnis des Marktkopplungsprozesses dar.

¹⁸ Siehe <http://www.nemo-committee.eu/sdac>

Grob lässt sich der Input in drei Arten gruppieren:

- ▶ Gebote
- ▶ Netzwerktopologie
- ▶ Netzwerkdaten

Die erste Gruppe beschreibt die Gebote. Diese reichen von simplen Stundengebotes über Blockgebote bis zu komplexen und „italienischen“ Geboten. Wie in Abbildung 16 zu erkennen, handelt es sich dabei um sieben unterschiedliche Gebotstypen. Diese Typen repräsentieren unterschiedliche physikalische (z. B. Blockgebote) oder regulatorische Vorgaben (z. B. PUNS siehe Kapitel 2.3.3.3), die die Bedürfnisse der Stakeholder abbilden. Die Optimierung geschieht über das Matchen der Angebots- und Nachfragekurven der einzelnen Gebotszonen (genauer NEMOs). Ziel des Algorithmus ist es, das gehandelte Volumen zu maximieren. Limitierend wirken dabei die zwei Gruppen an Inputs zu Netzwerk und Netztopologie. Letztere wird genutzt, um das Netzwerk aus Gebotszonen und den entsprechenden Interkonnektoren nachzubilden. Gebotszonen beschreiben dabei ein geografisch abgegrenztes Gebiet, in dem ein einheitlicher Marktpreis vorherrscht. Diese Gebiete sind mittels Interkonnektoren (grenzüberschreitender Leitungen) miteinander verbunden. Das resultierende Netzmodell stellt die Grundlage für den Optimierungsprozess dar.

Der Input aus der Gruppe „Netzwerkdaten“ liefert dann die dazugehörigen Grenzwerte für die einzelnen Komponenten des Netzmodells. Sie stellen die physikalischen und regulatorischen Rahmenbedingungen dar, also technische und regulatorische Limits, die dem Algorithmus als Grenzwerte für die Optimierung dienen:

- ▶ **Verluste:** Leitungen können (!) Verluste zugeschrieben werden. Beim Durchfließen wird die Strommenge um einen Faktor reduziert.
- ▶ **Nettopositionen:** Die Nettopositionen beschreiben die Differenz zwischen Import und Export aus einer Gebotszone. Diese Nettoposition kann pro Gebotszone mit Maximal- sowie Minimalwerten belegt werden.
- ▶ **Nettoposition-Ramping:** Auch die maximal zeitliche Änderung der Nettoposition kann limitiert werden.
- ▶ **„Remaining Available Margin“:** die freien Kapazitäten auf einem Netzelement (im FBMC)
- ▶ **Tarife:** Gleichspannungskabel können ebenfalls für den Stromhandel genutzt werden. Dabei können Kosten für die Nutzung der Kapazitäten entstehen.
- ▶ **Änderungen des Stromflusses:** Die Änderungsraten des Durchflusses können mit Limits belegt werden. Diese sorgen dafür, dass die Last auf einzelnen Elementen des Netzes nicht zu stark schwankt. Das Limit kann auch für ein Set an Leitungen definiert werden.
- ▶ **PTDF-Matrix:** Matrix zu Umrechnung von Nettopositionen der Gebotszonen in die daraus resultierenden Stromflüsse durch die einzelnen Netzelemente

Eine genaue Beschreibung der einzelnen Inputs ist in (NEMO Committee, 2019) verfügbar.

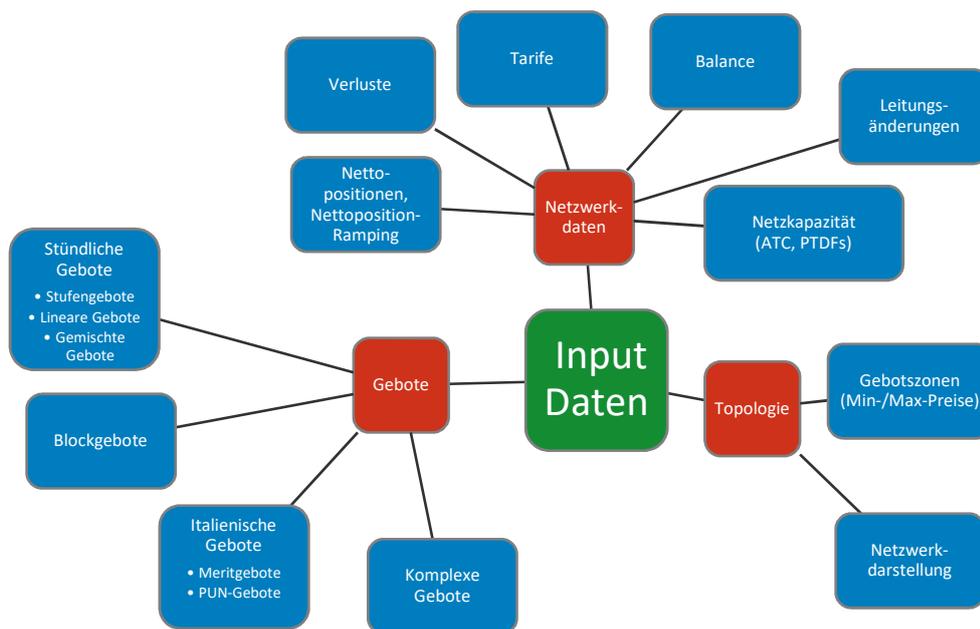


Abbildung 16: Inputdaten EUPHEMIA; Quelle: (Nside, 2016), eigene Darstellung

Output von EUPHEMIA sind vier Sets an Ergebnissen für alle Gebotszonen und alle Stunden des Folgetages:

- ▶ ein „Market Clearing Price“ für jede Gebotszone
- ▶ die gematchten Volumen
- ▶ die Nettopositionen der Gebotszonen und die daraus resultierenden Stromflüsse durch die Interkonnektoren
- ▶ ein Set mit der Auswahl der akzeptierten und abgelehnten Gebote

2.3.2 Zielfunktion und Beziehung zum Wohlfahrtskonzept

Das Zielkriterium für den Optimierungsprozess ist, das größtmögliche Volumen an Handelsgeschäften im SDAC („Single Day-Ahead Coupling“) zu ermöglichen. Dieses Zielkriterium entspricht innerhalb des Optimierungsproblems der Maximierung des gesamten Überschusses oder auch der „sozialen Wohlfahrt“, d. h. der Summe aus Konsumentenrente, Produzentenrente und Engpasserlösen. Nachfolgend wird gezeigt, wie die grundlegende Zielfunktion mit dem klassischen Wohlfahrtskonzept in Einklang gebracht werden kann. Zum besseren Verständnis wird dafür eine stark vereinfachte Zielfunktion herangezogen. Die vollständige Formel wird hingegen in Tabelle 6 in Kapitel 2.3.6 dargestellt. Grundsätzlich wird in EUPHEMIA die Anzahl der akzeptierten Gebote wie folgt maximiert:

$$\max \sum_{\text{Gebotszonen Kauf}} \sum \text{Menge} \cdot \text{Marktpreis} \cdot \text{Zuschlag} - \sum_{\text{Verkauf}} \text{Menge} \cdot \text{Marktpreis} \cdot \text{Zuschlag}$$

wobei „Zuschlag“ die Akzeptanzvariable der Gebote ist (im Intervall [0,1]). Den Zuschlag bekommen grundsätzlich jene Gebote, die „im Markt“ sind, d. h. also jene, die zum Marktpreis (MCP, „Market Clearing Price“) erfüllt werden können.

Im Fall einer exportierenden Gebotszone – d. h., zum Marktpreis herrscht ein Überangebot, das in eine andere Gebotszone exportiert wird – können die Komponenten der Zielfunktion wie in Abbildung 17 dargestellt werden.

Theoretische Grundlage, die hinter der Formulierung des Optimierungsproblems steht, ist die Wohlfahrtstheorie. Diese besagt, dass durch die Differenz zwischen Zahlungsbereitschaft eines Käufers und tatsächlich bezahltem Marktpreis ein Wohlfahrtsgewinn entsteht. Dieser wird als Konsumentenrente bezeichnet. Dem gegenüber steht die Produzentenrente. Die Produzentenrente beschreibt die Differenz zwischen Grenzkosten und Marktpreis. Ordnet man die nachgefragte Menge nach absteigender Zahlungsbereitschaft und die angebotene Menge nach ansteigenden Grenzkosten, so ergibt sich im Schnittpunkt der Gleichgewichtspreis (Marktpreis). Für alle Käufer, die eine höhere Zahlungsbereitschaft haben (in Abbildung 17 links vom Schnittpunkt liegen), ergibt sich eine Rente in der Höhe ihrer Zahlungsbereitschaft mal der nachgefragten Menge. Für alle Produzenten, deren Grenzkosten unterhalb des Marktpreises liegen (in Abbildung 17 links vom Schnittpunkt liegen), ergibt sich eine Produzentenrente in Höhe des erzielten Marktpreises, abzüglich der Grenzkosten mal der angebotenen Menge. Addiert man die Produzenten und Konsumentenrente, so erhält man den Wohlfahrtsgewinn, der durch den Handel entstanden ist. Dabei gilt zu beachten, dass sowohl weitere Nachfrage zu einem Preis, der größer als der Gleichgewichtspreis ist, als auch Angebot zu einem Preis, der unter dem Gleichgewichtspreis liegt, zu zusätzlichen gehandelten Mengen und somit zu Wohlfahrtsgewinnen führen.

Üblicherweise herrschen auf isolierten Strommärkten durch verschiedene Angebots- und Nachfragestrukturen unterschiedliche Preise. Durch die Bereitstellung von Übertragungskapazitäten kann demnach zusätzlicher Handel ausgelöst werden, indem Anbieter aus Teilmärkten mit niedrigeren Preisen einen Teil ihres Angebots in Länder mit höheren Preisen exportieren können. Die Menge des gehandelten Volumens steigt demnach, ohne dass sich die Angebots- und Nachfragekurven verändern. Marktgetriebener Handel vorausgesetzt steigt folglich in beiden Ländern die Gesamtwohlfahrt (Böhmer, 2015).

Ziel des Algorithmus ist, es die Nutzung der grenzüberschreitenden Kapazitäten zwischen allen Teilmarktgebieten zu optimieren, sodass das gehandelte Volumen und somit die Gesamtwohlfahrt zu gegebenen Restriktionen maximiert werden.

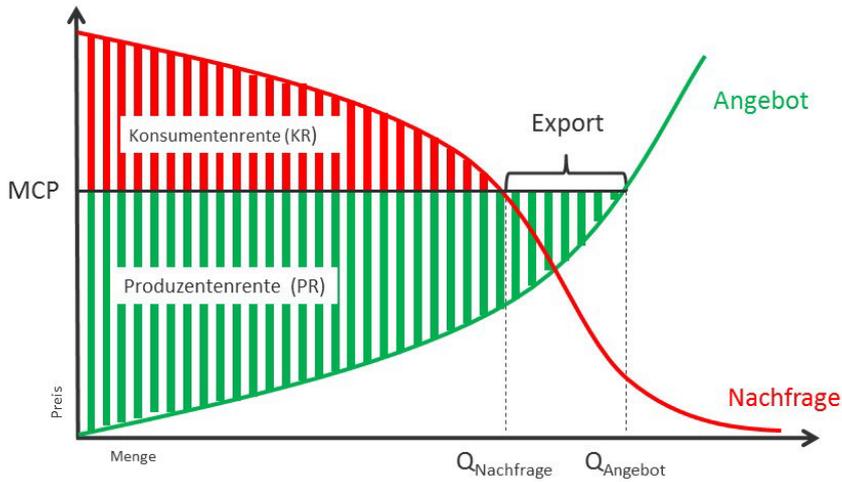


Abbildung 17: Darstellung der Renten in einem exportierenden Marktgebiet; Quelle: eigene Darstellung

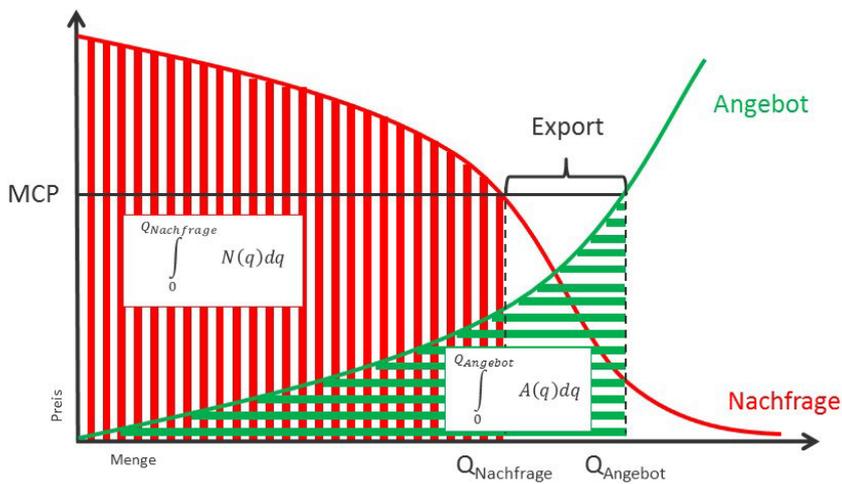


Abbildung 18: Darstellung von Angebot und Nachfrage in einem exportierenden Markt (vgl. Abbildung 17); Quelle: eigene Darstellung

- ▶ KR Konsumentenrente
- ▶ PR Produzentenrente
- ▶ ER Engpassrente, Engpasserlöse
- ▶ P Marktpreis
- ▶ $Q_{Angebot}$ Angebotene Menge
- ▶ $Q_{Nachfrage}$ Nachfrage Menge
- ▶ N Nachfrage
- ▶ A Angebot
- ▶ z Marktgebiet aus Anzahl der Marktgebiete Z

Es wird gezeigt, dass die Maximierung der Wohlfahrt ebenfalls die gehandelten Volumen maximiert.

Tabelle 4: Herleitung des Optimierungsproblems; Quelle: eigene Darstellung basierend auf (NEMO Committee, 2019)

Herleitung des Optimierungsproblems

$$WF_Z = \sum_{z \in Z} \left(\int_0^{Q_{Nachfrage_z}} N(q)_z dq - \int_0^{Q_{Angebot_z}} A(q)_z dq \right)$$

- (1) Die Wohlfahrt (WF) wird als Summe der Differenz zwischen Nachfrage und Angebot über alle Marktgebiete definiert (All TSOs, 2014).

$$KR = \int_0^{Q_{Nachfrage}} N(q) dq - P * Q_{Nachfrage}$$

- (2) Die Konsumentenrente (KR) ergibt sich aus der Differenz zwischen dem Integral der Nachfragefunktion und dem Marktpreis multipliziert mit der verkauften Menge.

$$PR = P * Q_{Angebot} - \int_0^{Q_{Angebot}} A(q) dq$$

- (3) Die Produzentenrente (PR) ergibt sich aus der Differenz zwischen Marktpreis multipliziert mit der verkauften Menge und der Angebotsfunktion.

$$NP_z = Q_{Angebot_z} - Q_{Nachfrage_z}$$

- (4) Die Nettoposition einzelner Marktgebiete ergibt sich aus der Differenz zwischen Angebot und Nachfrage in dem jeweiligen Marktgebiet¹⁹.

$$NP_z - Export_z + Import_z = 0$$

- (5) Die Summe aus Nettoposition, Import und Export muss in jeder Gebotszone 0 ergeben.

$$\sum_{z \in Z} (KR + PR) = \sum_{z \in Z} \left(\int_0^{Q_{Nachfrage}} N(q) dq - \int_0^{Q_{Angebot}} A(q) dq \right) + \sum_{z \in Z} (NP_z * P_z)$$

- (6) Die Summe aus Konsumentenrente und Produzentenrente über alle Marktgebiete kann durch Substituieren des Angebots- und Nachfrageterms durch die Nettoposition folgendermaßen dargestellt werden:

$$\sum_{z \in Z} (KR + PR) = WF + \sum_{z \in Z} (NP_z * P_z)$$

- (7) Durch Einsetzen der anfänglich definierten Wohlfahrt erhält man eine Vereinfachung.

$$ER_{gesamt} = \sum_{z \in Z} (NP_z * P_z)$$

- (8) Die Engpasserlöse über alle Marktgebiete ergeben sich aus der Summe der Nettopositionen multipliziert mit dem jeweiligen Marktpreis.

$$WF_Z = \sum_{z \in Z} (KR_z + PR_z - NP_z * P_z) = \sum_{z \in Z} (KR_z + PR_z + ER_z)$$

- (9) Durch Einsetzen der Wohlfahrt (1) und der Engpassrente (7) erhält man folgenden Term:

$$\max(WF_Z) = \max(\sum_{z \in Z} (KR_z + PR_z + ER_z)) = \max(\sum_{z \in Z} \left(\int_0^{Q_{Nachfrage_z}} N(q)_z dp - \int_0^{Q_{Angebot_z}} A(q)_z dq \right))$$

- (10) Durch die Maximierung des Handels wird die Wohlfahrt (KR + PR + ER) maximiert.

¹⁹ In der Literatur wird die Nettoposition ebenfalls häufig mit *nex* abgekürzt.

Zu beachten ist, dass EUPHEMIA nur das gehandelte Volumen optimiert. Alle Kosten, die nicht direkt damit in Verbindung gebracht werden können, werden ignoriert oder müssen mittels Einschränkungen via Inputs (z. B. RAMs) gesteuert werden. Tabelle 5 zeigt daher die wesentlichen Nebenbedingungen des Optimierungsalgorithmus.

Tabelle 5: Nebenbedingungen (Constraints) des Optimierungsproblems; Nebenbedingungen, die ein „intuitives Ergebnis“ durchsetzen, wurden im Sinne der Verständlichkeit weggelassen; Quelle: (NEMO Committee, 2019)

Formel	Beschreibung
$NP_z + \sum_{b \in B} Q_b^z * x_b^z + \sum_{s \in B} Q_s^z * x_s^z = 0$	Berechnung der Nettoposition der Gebotszone z
$\sum_{z \in Z} NP_z = 0$	Summe aus Nettopositionen aller Gebotszonen muss null ergeben.
$\sum_{z \in Z} PTDF_z^{cb} * NP_z \leq RAM_{cb}$	Stromflüsse, die durch Nettopositionen induziert werden, dürfen in Summe nicht über der RAM liegen.
$0 \leq x_b^z \leq 1$	Akzeptanzvariable eines Kaufgebots muss zwischen 0 und 1 liegen.
$0 \leq x_s^z \leq 1$	Akzeptanzvariable eines Verkaufgebots muss zwischen 0 und 1 liegen.

In einem komplexen Marktgebiet müssen im Gegensatz zur vereinfachten theoretischen Darstellung einige Details und regulatorische Besonderheiten betrachtet werden, die die programmatische Umsetzung des Problems deutlich komplexer machen.

Die Anforderungen an die Formulierung dieses Algorithmus werden durch zwei Aspekte entscheidend erhöht: Zum einem muss der Algorithmus in die Prozesse der ÜNB, Börsen und Marktteilnehmer integriert werden (z. B. verbindliche Publikationszeitpunkte), wodurch der Zeithorizont zur Lösung des Optimierungsproblems limitiert wird. Um den reibungsfreien Ablauf des Marktkopplungsprozesses zu garantieren, müssen folglich schnell gültige Lösungen produziert werden. Zum anderen müssen komplexe physikalische, regulatorische und politische Rahmenbedingungen berücksichtigt werden. Aufgrund dieser Komplexität kann der Algorithmus nicht mehr in einem Schritt gelöst werden. Es ist daher notwendig, das Problem in vier Einzelschritten zu lösen. Schlussendlich gibt es noch eine Reihe an Sekundärzielkriterien. Diese Kriterien werden nach der Optimierung der Wohlfahrt angewandt, um zwischen Lösungen, die zur gleichen sozialen Wohlfahrt führen, zu entscheiden. Dadurch soll die Qualität der Lösung, entlang zusätzlicher Kriterien, verbessert werden (z. B. Anzahl abgelehnter „Market Order“ soll reduziert werden).

Es zeigt sich also, dass die relativ einfache theoretische Formulierung der Wohlfahrtsoptimierung in der praktischen Umsetzung äußerst komplex und teilweise für Marktteilnehmer und Marktbeobachter schwer nachzuvollziehen ist. Die nächsten Kapitel geben daher einen detaillierteren Überblick über die Funktionsweise von EUPHEMIA.

2.3.3 Detailablauf EUPHEMIA

Das zentrale Konzept hinter der Lösung des Preisfindungsproblems ist jenes der Gebotszonen. EUPHEMIA ist so konstruiert, dass innerhalb jeder Gebotszone ein Einheitspreis vorherrscht, unabhängig davon, wie viele Übertragungsnetzbetreiber (oder NEMOs) es in der jeweiligen Zone gibt. Das führt dazu, dass alle Gebote innerhalb eines Gebiets zu einer Nachfrage- und einer Angebotskurve zusammengefasst werden können. Dadurch wird die Komplexität des Problems deutlich reduziert.

Zeitgleich wurden zahlreiche Nebenbedingungen, Gebotstypen und Rahmenbedingungen eingeführt, sodass der nachvollziehbare einfache Grundsatz der Wohlfahrtsoptimierung in seiner tatsächlichen Umsetzung deutlich komplexer wird. Darüber hinaus werden andere Aspekte (wie z. B. Redispatch-Kosten, Transaktionskosten) nicht berücksichtigt. Hier ist auch zu erwähnen, dass der Algorithmus schlussendlich theoretisch, neben der Allokation von Grenzkapazitäten, auch den Kraftwerkseinsatz ko-optimiert.

Der Ablauf EUPHEMIA lässt sich in vier Schritte gliedern, siehe Abbildung 19. In den nachfolgenden Abschnitten werden diese im Detail beschrieben.



Abbildung 19: Überblick Ablauf EUPHEMIA: Masterproblem und die drei Subprobleme: Quelle: eigene Darstellung basierend auf (NEMO Committee, 2019)

2.3.3.1 Wohlfahrtsoptimierung: das Masterproblem

Die Idee hinter dem Aufbau des Algorithmus für die Lösung des Marktkopplungsproblems ist die schrittweise Steigerung der Komplexität bzw. die schrittweise Steigerung des Ausmaßes der berücksichtigten komplexen Geboten („Complex Orders“) und organisatorischen Rahmenbedingungen (Verhinderung von sogenannten nicht-intuitiven Lösungen („Non-Intuitive Solutions“, siehe unten)). Der Algorithmus wurde so entwickelt, dass der erste Schritt – die Berechnung jener Lösung mit der höchsten sozialen Wohlfahrt – anhand eines deutlich vereinfachten Modelles geschieht. Dieses ermöglicht die Lösung des Problems in einer akzeptablen Zeitspanne.

Komplexe Gebote

Unter komplexen Geboten werden Verkaufsgebote verstanden, die sich aus mehreren Stundengebotes über mehrere Stunden zusammensetzen und komplexe Konditionen beinhalten (z. B.: Last-Gradienten- oder Minimum-Income-Gebote).

Das erste Problem wird als „Masterproblem: Maximierung der sozialen Wohlfahrt“ bezeichnet. In diesem Zusammenhang werden nicht alle Anforderungen an komplexe Gebote eingehalten und diese als simple Stundengebote dargestellt. Merit- und PUN-Gebote werden schlicht ignoriert. Diese Vereinfachung führt zu einer drastischen Reduktion der Komplexität des Problems. Die Lösung der Fill-or-Kill-Anforderungen von Blockgebotes wird dann mittels eines Branch-and-Cut-Algorithmus analysiert. Dabei werden Blockgebote sukzessive einzeln komplett akzeptiert bzw. abgelehnt. Das Ergebnis wird auf Konformität zu den Restriktionen und seine Auswirkungen auf die soziale Wohlfahrt untersucht. Lösungen, die zu keinem gültigen Ergebnis oder zu einer geringeren sozialen Wohlfahrt führen, werden aus dem Lösungsraum entfernt.

Gleichzeitig bleiben alle Restriktionen der abgegebenen Gebote sowie der Netzwerktopologie und Konfiguration aufrecht:

- ▶ Akzeptanzkriterien für Angebot und Nachfragekurven (Preis)
- ▶ Fill-or-Kill-Anforderungen von Blockgeboten
- ▶ Stop-, Load-Gradient-, Minimum-Income-Gebote (MIC)²⁰
- ▶ Kapazitäts- und Ramping-Restriktionen des ATC- und FB-Netzmodells

Die Darstellung von MIC- und Blockgeboten erfordert die Einführung von Entscheidungsvariablen (1: Block wird akzeptiert, 0: Block wird abgelehnt). Diese Entscheidungsvariablen müssen in der finalen Lösung binär sein. In einem ersten Schritt wird diese Restriktion jedoch entspannt („Integer Relaxation“). Damit können Blockgebote auch teilweise akzeptiert werden. So kann der Algorithmus schnell eine erste Lösung, die die optimale Allokation von Kapazitäten bzw. akzeptierten vereinfachten Geboten darstellt, finden. Dieses vereinfachte, also weniger restriktive Optimierungsproblem führt zu einem ersten vorläufigen Ergebnis. Durch die Vereinfachungen stellt es eine obere Schranke für die erzielbare soziale Wohlfahrt dar.

In seltenen Fällen entspricht das Ergebnis – für den Fall, dass alle Gebote korrekt ausgeführt werden können – bereits einem gültigem Ergebnis. Die korrekte Durchführung aller zu erfüllenden Voraussetzungen bzw. Bedingungen muss aber mathematisch sichergestellt werden. Dies geschieht durch einen Branch-and-Cut-Algorithmus. Dabei werden neue Subprobleme erzeugt, in denen der Reihe nach die Blockgebote einmal akzeptiert und einmal abgelehnt werden. Dadurch entsteht eine Gruppe an Problemen, die jeweils für ein zusätzliches Blockgebot die Voraussetzungen erfüllt. Schrittweise können diese Probleme gelöst werden und ihre Auswirkungen auf die soziale Wohlfahrt analysiert werden. Sobald eine Lösung gefunden wird, bei der alle Restriktionen der Blockgebote erfüllt werden (alle Entscheidungsvariablen sind binär), beginnt der nächste Schritt: das „Price Determination Sub-Problem“. Dabei wird geprüft, ob es sich um eine gültige Lösung handelt. Finden die nachfolgenden Subprobleme gültige Lösungen, so bleibt die Lösung gültig und wird zu einer unteren Schranke für die weitere Suche nach gültigen Lösungen. Wird im Preisdetermination-Subproblem keine gültige Lösung gefunden, dann wird die Lösung aus dem Lösungsraum des Masterproblems entfernt.

2.3.3.2 Preisbestimmungsproblem („Price Determination Problem“)

Ziel des Preisbestimmungsproblems ist die Bestimmung der Market-Clearing-Preise (MCP) für alle Gebotszonen. Dabei wird sichergestellt, dass die oben generierte Lösung aus Marktsicht gültig ist. Dafür muss gelten:

- ▶ Der MPC für alle Gebotszonen und alle Stunden muss zu der Höhe der Gebote in den entsprechenden Gebotszonen passen.
- ▶ Der „Clearing Price“ entspricht den geltenden Marktregeln (z. B. maximale/minimale MCP oder intuitive Lösung).

Intuitive Lösungen

... sind jene Lösungen, bei denen Stromhandel nur von Gebotszonen mit niedrigen Preisniveaus in Gebotszonen mit höherem Preisniveau stattfindet. Im FBMC kann Stromhandel in die entgegengesetzte Richtung sinnvoll sein, weil dadurch die gesamteuropäische Wohlfahrt erhöht wird. In diesem Fall spricht man von „Non-Intuitive Solutions“. Diese werden von EUPHEMIA unterdrückt.

Um (in akzeptabler Zeit) zu garantieren, dass die Lösung „intuitiv“ ist, wird eine Heuristik angewandt, die die intuitiven Lösungen durchsetzt. Die durchgeführte Reduktion des Lösungsraums kann zu streng sein und damit ein optimales Ergebnis verhindern (PCR, 2014).

²⁰ Siehe Kapitel 2.3.3.5 (Box)

Gleichzeitig soll sichergestellt werden, dass keine Block- oder MIC-Gebote paradoxerweise akzeptiert oder abgelehnt wurden. Als paradoxerweise akzeptierte Gebote bezeichnet man jene Gebote, die akzeptiert wurden, obwohl sie „out of the money“ waren. Zusätzlich werden nicht intuitive Lösungen unterbunden. Das passiert iterativ, mittels Einführung von Restriktionen, die gezielt ungültige Lösungen aus dem Lösungsraum entfernen. Dadurch kann es dazu kommen, dass Blockgebote die „in the money“ sind, abgelehnt werden. Innerhalb des Algorithmus gibt es einen Mechanismus, der versucht, die Ablehnung von Blockgeboten, die „deep in the money“ sind, zu verhindern.

Schlussendlich wird noch sichergestellt, dass es zu keiner Vernichtung von Strom kommt. Sobald Preise negativ werden, macht es algorithmisch Sinn, Strom mittels Leitungsverlusten zu vernichten. Theoretisch funktioniert das, indem Strom in einer Leitung in beide Richtungen „geschickt wird“. In der Realität ist das jedoch nicht umsetzbar. EUPHEMIA verhindert solche Ergebnisse, indem der Stromfluss entweder in die eine oder in die andere Richtung null sein muss.

$$I_{AB} \cdot I_{BA} = 0$$

Sofern eine gültige Lösung für das Preisbestimmungsproblem gefunden werden kann, fährt der Algorithmus mit der Lösung des PUN-Subproblems (siehe unten) fort. Ist das nicht der Fall, d. h., es kann keine gültige Lösung gefunden werden, kann man daraus schließen, dass ein Block- oder MIC-Gebot nicht gültig durchgeführt werden kann. In diesem Fall wird der Lösungsraum um diese jetzt ungültige Lösung reduziert. Dabei wird darauf geachtet, dass die vielversprechendsten Gebote im Lösungsraum erhalten bleiben. Das Masterproblem wird noch einmal mit diesem reduzierten Lösungsraum gelöst.

2.3.3.3 „PUN Search Problem“

Im PUN-Subproblem (Prezzo Unico Nazionale) wird sichergestellt, dass alle Anforderungen an PUN-Gebote eingehalten werden. Das betrifft im Besonderen die Imbalance-Restriktionen und die Strict-Consecutivness-Restriktionen. Die Berechnung der PUN-Preise ist ein iterativer Prozess, bei dem ein einheitlicher Preis (P_{PUN}) für alle vier italienischen Gebotszonen (z) berechnet wird.

$$P_{PUN} \cdot \sum_z Q_z = \sum_z Q_z \cdot P_z \pm IMB$$

P_{PUN} ... PUN – Preis
 Q_z ... In Gebotszone z gehandeltes Volumen
 P_z ... In Gebotszone z herrschende Preis
 IMB ... Toleranzgrenze für PUN Imbalance

Bei der Imbalance-Regelung wird geprüft, ob die vorgegebenen Toleranzgrenzen bei der Berechnung des PUN eingehalten werden. Die Consecutivness-Regel, garantiert bei gleicher Gebotshöhe, dass die Gebote nach einer bestimmten Reihenfolge (basierend auf der Merit-Order-Nummer) akzeptiert werden. Das entspricht nicht unbedingt dem optimalen Ergebnis, ist aber regulatorisch so vorgegeben.

Danach wird geprüft, ob die Änderungen des PUN-Subproblems keine Block- oder MIC-Gebote zu paradoxerweise angenommenen Gebote gemacht haben (durch Änderungen des Preisniveaus). Für den Fall, dass die Lösung paradoxerweise akzeptierte Werte enthält, wird der Lösungsraum abermals um diese Lösung reduziert. Danach startet das Programm mit reduziertem Lösungsraum neu.

„Prezzo Unico Nazionale (PUN)“-Gebote

... sind eine Besonderheit der italienischen Gebotszonen. Sie sind eine besondere Form der „Merit Order“. Diese werden zum nationalen Einheitspreis („Prezzi Unico Nazionale“) gecleart. Dabei kann der PUN auch unter dem MCP der Zone liegen. Dabei gilt: Der PUN entspricht dem mengengewichteten Mittelwert aller akzeptierten PUN-Gebote zu den jeweiligen MCPs der Gebotszonen. Der PUN kann nicht ex-ante berechnet werden.

2.3.3.4 Paradoxerweise abgelehnte MIC-Gebote (PRMIC-Modul)

In der vorliegenden Lösung können fälschlicherweise paradoxerweise abgelehnte MIC-Gebote enthalten sein. Dabei geht es darum, dass MIC-Gebote die „in the money“ sind abgelehnt wurden. In diesem Schritt werden alle potenziell paradoxerweise abgelehnten MICs noch einmal einzeln geprüft. Dafür werden diese der Reihe nach einzeln wieder akzeptiert. Bleibt die soziale Wohlfahrt gleich und sonstige Restriktionen werden nicht verletzt, wird das MIC-Gebot akzeptiert. Andernfalls wird es abgelehnt.

Minimum-Income-Gebote (MIC)

... sind stündliche Stufengebote, die durch zwei ökonomische Parameter definiert sind: Fixkosten und variable Kosten. Den Zuschlag erhält das Gebot, sobald der Erlös größer ist als die Gesamtkosten.

2.3.3.5 Paradoxerweise abgelehnte Blockgebote (PRB-Modul)

Auch in diesem Schritt geht es darum, die Anzahl der paradoxerweise abgelehnten Gebote zu reduzieren, und zwar jene der paradoxerweise abgelehnten Blockgebote (PRB). Jedoch können nicht alle PRB wieder aufgenommen werden. Dabei gilt zu beachten, dass dieser Schritt über eine Heuristik gelöst wird, durch welche nicht garantiert werden kann, dass die optimale Lösung (globales Optimum) gefunden wird. Zusätzlich ist zu berücksichtigen, dass bei diesem Schritt ein weiteres Zeitlimit eingeführt wird, damit für die verbleibenden Schritte ausreichend Zeit bleibt.

2.3.3.6 Indeterminacy-Subprobleme (Verbesserung der Qualität der Lösung)

Im letzten Schritt wird geprüft, welche Konstellationen bei gleicher sozialer Wohlfahrt möglich sind, die die Erfüllung von sekundären Zielkriterien verbessern.

Dabei bedient sich der Algorithmus fünf Modulen, die sekundäre Zielkriterien verbessern sollen:

- ▶ Minimierung der Ablehnung von Market-Order-Geboten
- ▶ Aufteilung der Ablehnung von „Market Orders“ auf unterschiedliche Gebotszonen: Der Algorithmus versucht, zusätzliche Lösungen zu finden, die – bei gleicher Wohlfahrt – die Ablehnung von „Market Orders“ gleichmäßig auf alle Gebotszonen verteilt.
- ▶ Maximierung des gehandelten Volumens
- ▶ Minimierung der Kosten für Lastflüsse (NEMO Committee, 2019)

Dieser Schritt stellt eine reine Verbesserung der Qualität der Ergebnisse dar (Sekundärziele) und verbessert die Gesamtwohlfahrt nicht mehr.

2.3.4 Abbruchkriterien

EUPHEMIA stoppt, wenn:

- ▶ alle Lösungen untersucht worden sind;
- ▶ ein Zeitlimit überschritten wurde.

Für den Fall, dass das Zeitlimit erreicht wurde, aber keine gültige Lösung gefunden wurde, wird die Berechnung so lange fortgeführt, bis die erste gültige Lösung gefunden oder ein zweites Zeitlimit erreicht wurde. Für letzteren Fall gibt es keine gültige Lösung.

Zusätzlich können noch weitere Limits für eine Maximalanzahl an Lösungen eingestellt werden.

2.3.5 Zusätzliche Eigenschaften des Ergebnisses

- ▶ EUPHEMIA produziert gültige Lösungen und wählt daraus jene mit der höchsten sozialen Wohlfahrt aus, die alle Restriktionen berücksichtigt. Die Akzeptanz der Marktteilnehmer ist die Legitimation des Ergebnisses.
- ▶ EUPHEMIA selbst rechnet mit exakten Zahlen. Die Ergebnisse werden vor der Veröffentlichung kaufmännisch gerundet.
- ▶ EUPHEMIA liefert eine gültige Lösung. Aufgrund der Zeitbeschränkung sowie der Nutzung von Heuristiken kann aber nicht garantiert werden, dass immer das optimale Ergebnis gefunden wird. Um die Lösungszeit zu beschränken, wurden drei Stoppkriterien eingeführt: Zeitlimit, maximale Iterationen und maximale Lösungen.
- ▶ Das Ergebnis ist reproduzierbar (Voraussetzung: gleiche Hardware; das gilt insbesondere für die Zeitlimits).

2.3.6 Mathematische Beschreibung des Problems

Die Zielfunktion („Masterproblem“) beschreibt die Maximierung der sozialen Wohlfahrt im Fall von EUPHEMIA also durch die Maximierung der angenommenen Gebote. Tabelle 6 beschreibt die einzelnen Gebotstypen, die in der Zielfunktion enthalten sind, im Detail. Die Formel gliedert sich dabei in Teile, die die einzelnen Gebotstypen repräsentieren; zusätzlich werden die Erlöse aus Grenzkapazitäten berücksichtigt. Die Zielfunktion bildet dabei die Summe über alle Gebotstypen plus der Erlöse aus den Grenzkapazitäten über alle Stunden des Tages und Gebotszonen. Zusätzlich wird ein Term eingeführt, der die Akzeptanz der „Market Orders“ darstellt und mit einer hinreichend großen Zahl multipliziert. Diese Technik stellt sicher, dass die Lösung, sofern möglich, alle „Market Orders“ annimmt.

Allen Elementen ist gleich, dass sie eine binäre Akzeptanzvariable (ACCEPT) enthalten; diese gibt für jedes Gebot an, ob diese akzeptiert (1) oder abgelehnt (0) wird.

Tabelle 6: Exakte mathematische Formulierung der Zielfunktion; Quelle: (NEMO Committee, 2019)

Minimierungsaufgabe:

$$- \sum_{\substack{m,h,s,o: \\ \text{Step Orders}}} ACCEPT_{m,s,h,o} q_{m,s,h,o} p_{m,s,h,o}^o$$

Anteil der stufenweisen Stundengebote o für jede Stunde h und jede Gebotszone m: Das Volumen q ist positiv für Angebotsgebote und negativ für Nachfragegebote.

$$- \sum_{\substack{m,h,s,o: \\ \text{Interpolated}}} ACCEPT_{m,s,h,o} q_{m,s,h,o} * \left(p_{m,s,h,o}^o + ACCEPT_{m,s,h,o} * \frac{p_{m,s,h,o}^1 + p_{m,s,h,o}^o}{2} \right)$$

Anteil der stündlichen **interpolierten** Gebote: Die übrigen Parameter sind identisch mit jenen der stufenweisen Gebote.

$$- \sum_{\substack{bo,h \\ \text{block orders}}} ACCEPT_{bo} q_{bo,h} p_{bo}$$

Anteil der Blockgebote: Jedes Blockgebot hat nur eine „ACCEPT“-Variable. Dadurch wird sichergestellt, dass alle Blockgebote entweder ganz angenommen oder ganz abgelehnt werden

$$- \sum_{\substack{m,co,h \\ \text{complex orders}}} ACCEPT_{m,co,h} q_{m,co,h} p_{m,co,h}$$

Anteil der komplexen Gebote co für jede Stunde und jedes Marktgebiet

$$- \sum_{\substack{mo \\ \text{merit orders}}} ACCEPT_{mo} q_{mo} p_{mo}$$

Anteil der „Merit Orders“: Die Auswahl der „Merit Orders“ erfolgt basierend auf den regulativen Vorgaben.

$$- \sum_{\substack{l,u,h \\ \text{Tarifs}}} TARIF_{f,h} * Flow_{l,u,h}$$

Anteil von Tarifen²¹: Einzelne Leitungen (z. B. Gleichspannungsleitungen) können separat bewirtschaftet sein, d. h. mit Tarifen.

$$- M * \sum_{\substack{m,h,o \\ \text{Price Taking Demand}}} |q_o| * (1 - ACCEPT_o)^2$$

M ist ein großer Wert (Größenordnungen größer). Dadurch wird das Ergebnis der Optimierung selbst nicht verfälscht. Dieser Term hilft dabei, die Anzahl der abgelehnten „Market Orders“ zu minimieren. Durch das Quadrieren wird der Anteil an abgelehnten „Market Orders“ gleichmäßig auf die Gebotszonen verteilt.

Tabelle 7: Abkürzungen Zielfunktion EUPHEMIA; Quelle: eigene Darstellung basierend auf (NEMO Committee, 2019)

Formelzeichen	Beschreibung
m	Gebotszone
H	Zeitschritt (Stunde)
s	Orientierung (Angebot oder Nachfrage)
C	Gebot definiert durch Marktgebiet, Stunde und Orientierung
O	Stundengebot
Bo	Blockgebot
Mo	“Merit Order”
Co	komplexes Gebot
L	Leitung
Uu	Richtung
ACCEPT	Akzeptanz
P	angebotener Preis
Q	angebotenes Volumen

²¹ In einem ATC-Netzmodell könnten die Gleichstromkabel von Unternehmen betrieben werden, die Gebühren für die Nutzung ihrer Kapazitäten verlangen. Im Algorithmus können diese Kosten als Tarife dargestellt werden. Anfragen zur genauen Herleitung bei nsidc blieben bis zur Fertigstellung des Berichts unbeantwortet.

2.3.7 Fazit EUPHEMIA

Grundlegende Idee der europäischen Marktkopplung ist, wie in Kapitel 2.3.2 dargestellt, die Stärkung der Marktintegration, also die möglichst weitgehende Zusammenführung der europäischen Strommärkte. Ziel ist, durch die Erhöhung des grenzüberschreitenden Handels die gesamteuropäische soziale Wohlfahrt zu steigern. Vor diesem Hintergrund wurde der Algorithmus EUPHEMIA entwickelt, dessen vorwiegendes Optimierungsziel eben diese Maximierung der sozialen Wohlfahrt ist. Im realen komplexen Marktgeschehen muss jedoch eine Vielzahl an physikalischen, regulatorischen und politischen (europäischen und nationalen) Vorgaben erfüllt werden. Die Einhaltung der thermischen Leitungskapazitäten, die Vermeidung von abgelehnten Geboten, die Verhinderung einer nicht-intuitiven Lösung, nationale Besonderheiten wie die PUN-Gebote sowie auch die Bedürfnisse der Marktteilnehmer (Blockgebote, MIC-Gebote) stellen nur einige der zu berücksichtigenden Rahmenbedingungen dar. Diese Vorgaben führen teilweise direkt, teilweise indirekt zu einer Reduktion der Wohlfahrt.

Darüber hinaus erfordert die optimale Nutzung der zur Verfügung stehenden Grenzkapazitäten großen rechnerischen Aufwand, der in den meisten Fällen die verfügbaren Zeithorizonte überschreitet. Aus pragmatischen Gründen muss der Algorithmus folglich in vielen Fällen abgebrochen werden, bevor die optimale Lösung gefunden wurde. Nichtsdestotrotz steht auch bei EUPHEMIA die Maximierung des Handels, im Sinne der Maximierung der erfüllten Gebote, im Vordergrund.

Durch die Einhaltung der zahlreichen Restriktionen hat sich die Komplexität in EUPHEMIA selbst, aber auch die Komplexität der Berechnung der Inputparameter für EUPHEMIA, in einem Ausmaß erhöht, dass sich eine exakte Nachvollziehbarkeit der Ergebnisse für Marktteilnehmer und Marktbeobachter schwierig bis unmöglich gestaltet. Eine Beurteilung der Qualität der Lösung ist mit derzeit zur Verfügung gestellten Informationen nicht möglich. All dies unterstreicht das Bedürfnis nach einer klaren und verständlichen Dokumentation des Marktkopplungsalgorithmus EUPHEMIA und hebt die Bedeutung eines unabhängigen und einfachen Performance-Monitorings hervor.

Darüber hinaus werden – auch durch die von rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen geprägte Grundsystematik – nur Effekte innerhalb des SDAC berücksichtigt. Im ökonomischen Sinne ist aber eine Wohlfahrtsbetrachtung nicht zeitlich beschränkt und sollte im Sinne der Maximierung des gesamten Überschusses den Strommarkt und die Akteure des Strommarkts in ihrer Gesamtheit abbilden. Es werden daher eine Reihe von Effekten per Design nicht berücksichtigt, wie:

- ▶ Such- und Transaktionskosten
- ▶ Systemgrenzen
- ▶ Berechnung der sozialen Wohlfahrt

Nachfolgend werden diese drei Punkte kurz skizziert.

Such- und Transaktionskosten

Durch die unterschiedlichen Anforderungen hat sich die Optimierung des SDAC zu einem komplexen Prozess entwickelt. Der Prozess ist in seinen konkreten Abläufen und Wirkungsmechanismen nur für ExpertInnen mit entsprechendem Vorwissen nachvollziehbar und fordert fundierte Kenntnisse über zwei komplexe Themengebiete: Optimierungsmodellierung und Elektrizitätswirtschaft. Zeitgleich ist es für die Marktteilnehmer essenziell, dass die Vorgänge nachvollziehbar dargestellt werden, damit Marktsituationen sachdienlich antizipiert werden können. Beispielhaft ist die interne Modellierung von Änderungen der zur Verfügung stehenden Grenzkapazitäten zu nennen. Gleichzeitig unterliegt das System einer stetigen Weiterentwicklung. Die damit assoziierten Such- und Transaktionskosten werden jedoch in der Optimierung nicht explizit berücksichtigt.

Dieser notwendige Know-how-Aufbau und -Erhalt verursacht laufend Kosten, die die Marktteilnehmer (inkl. Regulatoren, ÜNB, Marktbeobachter usw.) tragen müssen. Im Sinne einer gesamtheitlichen Wohlfahrtsoptimierung müssten diese Kosten in einer Bewertung der Performance von EUPHEMIA evaluiert und gegebenenfalls Maßnahmen zur Reduktion veranlasst werden. Kapitel 3.4 zeigt Beispiele für Maßnahmen zur Reduktion dieser Such- und Transaktionskosten.

Systemgrenzen

EUPHEMIA optimiert nur innerhalb der von den ÜNB vorgegebenen Systemgrenzen. Kosten, die außerhalb dieses Systems liegen (z. B. Countertrading- oder Redispatch-Kosten), müssen vorab von den ÜNB geschätzt werden. Basierend auf diesen Schätzungen werden die Rahmenbedingungen (z. B. RAM-Input) von EUPHEMIA definiert. Diese wirken somit direkt auf das Ergebnis, werden aber von dem Algorithmus selbst nicht optimiert. Auch für die Zuweisung von Kapazitäten für unterschiedliche Marktsegmente (z. B. Regelreserve) gilt das zu beachten. Die Qualität der Schätzungen beeinflusst das Ergebnis und führt potenziell zu suboptimalen Ergebnissen, obwohl EUPHEMIA innerhalb der vorgegebenen Systemgrenzen ein optimales Ergebnis gefunden hat.

Wie komplex in Summe die Fragestellungen und eine umfassende ökonomische Bewertung sind, die über die enge Systemabgrenzung des SDAC hinausgehen, zeigt sich immer wieder bei Schlüsselfragen hinsichtlich des Marketdesigns, wie beispielsweise im „CACM Annual Report“ (All NEMO Committee, 2019).

EUPHEMIA nutzt die Wohlfahrtstheorie als Grundlage für die Optimierung. Diese basiert auf der Annahme, dass Wohlfahrtsgewinne in allen Marktgebieten gleich zu bewerten sind. Daraus resultiert, dass eine Wohlfahrtssteigerung in einem Marktgebiet mit hoher Kaufkraft gleich derselben Wohlfahrtssteigerung in einem Marktgebiet mit niedriger Kaufkraft gesetzt wird. Das kann beispielsweise dazu führen, dass Strom aus einem Marktgebiet mit niedrigem Preisniveau und niedriger Kaufkraft in ein Land mit höherem Preisniveau und höherer Kaufkraft exportiert wird. Angenommen die Differenz der Kaufkräfte ist groß genug und das Preisgefälle würde sich bereinigt durch die Kaufkraft umkehren, würde es zu einem nicht-intuitiven Fluss (also von hohem, um die Kaufkraft bereinigtem Preisniveau zu niedrigem Preisniveau) kommen. Wären die Kaufkräfte der Marktgebiete berücksichtigt, käme es jedoch auch schon bei der Zuweisung von Exporten zu beobachtbaren Effekten. Bei der Zuweisung von Exporten zwischen zwei Marktgebieten aus einem Drittland kann die Korrektur um die Kaufkraft Einfluss auf das Ergebnis haben. Dieser fundamentale Kritikpunkt an der europäischen Marktkopplung bleibt aber unberührt von der Auswahl der Marktkopplungsmethodik, da dieser Effekt unter allen marktbasierenden Handelsregimen zu beobachten ist. Der Unterschied liegt jedoch darin, dass diese Entscheidung und die damit verbundene Verantwortung heute von einem Algorithmus implizit und nicht von einem Händler explizit getragen werden.

Berechnung der sozialen Wohlfahrt

Die Berechnung der Gesamtwohlfahrt, wie beispielsweise im „CWE Enhanced Flow-Based MC feasibility report“ (All TSOs, 2011) ausgewiesen, ist zu diskutieren. Am Strommarkt müssen Angebot und Nachfrage zwingend zusammenpassen. Daraus ergibt sich, dass Marktteilnehmer bereit sind, kurzfristig extreme Preise zu zahlen. Längerfristig würde jedoch eine solche Situation zu Anpassungsmaßnahmen (z. B. Errichten zusätzlicher Kapazitäten, Durchführen von Effizienzmaßnahmen etc.) führen. Der soziale Wohlfahrtsgewinn wird jedoch basierend auf dieser kurzfristigen Bereitschaft zur extremen Überzahlung gerechnet. Folglich wird langfristiger Wohlfahrtsgewinn tendenziell überschätzt.

3 Transparenz im Stromhandel | Barrieren und Empfehlungen

3.1 Hintergrund und Zielsetzung

In der Europäischen Union wird die Transparenz im Energiehandel in unterschiedlichen Regularien festgelegt. Die „Verordnung über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts (REMIT)“ (Verordnung (EU) Nr. 1227/2011) regelt die Verpflichtungen gegen Marktmanipulation und Insiderhandel für kommerzielle Marktteilnehmer (z. B. Erzeuger, Stromhändler etc.). Die Fundamentaldaten werden beispielsweise für das Marktgebiet Österreich auf der Transparenzplattform der EEX (European Energy Exchange) veröffentlicht. Die Transaktionsdaten werden an die europäische Aufsichtsbehörde ACER und indirekt der nationalen Regulierungsbehörde E-Control gemeldet. Die „Transparenz-Verordnung“ (Verordnung (EU) Nr. 543/2013) über die Übermittlung und die Veröffentlichung von Daten in Strommärkten verpflichtet alle Marktteilnehmer (z. B. Übertragungsnetzbetreiber, Erzeuger etc.) zur Meldung und Veröffentlichung von Daten im Strommarkt. Die Daten für das Marktgebiet Österreich werden beispielsweise auf der Transparenzplattform des Verbundes der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber für Strom (ENTSO-E) und von dem Übertragungsnetzbetreiber APG veröffentlicht. Diese Regelungen beziehen sich nur indirekt (z. B. über Nichtverfügbarkeiten von Transportleitungen, Erzeugungseinheiten etc.) auf das „Flow-Based Market Coupling“, welches in der Verordnung zur Festlegung der Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement (CACM-Leitlinie (EU 2015/1222)) geregelt wird. Die nachstehenden Überlegungen beziehen sich ausschließlich auf die Vorgaben der CACM und stellen keinen Vergleich zu den anderen Transparenzregularien dar.

Artikel 3 der Verordnung zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement (CACM-Leitlinie (EU 2015/1222)) setzt Transparenz und Verlässlichkeit von Informationen als Ziel fest. Eine faire und diskriminierungsfreie Behandlung aller Stakeholder (Marktteilnehmer, ÜNB, Regulierungsbehörden und NEMOs) soll gewährleistet werden. Dies setzt gleichberechtigten Zugang zu Informationen voraus (EU Kommission, 2015).

Transparenz ist eine relevante Komponente, um eine erfolgreiche Teilnahme am Strommarkt zu gewährleisten. Dabei ist die Zurverfügungstellung von marktrelevanten Informationen nur *ein* Element der Transparenz. Die Nachvollziehbarkeit der Herkunft, Aktualität und Qualität sowohl von Informationen als auch von Daten müssen darüber hinaus gewährleistet sein. Durch möglichst hohe Transparenz wird der Marktzugang mit einem überschaubaren Zeitaufwand ermöglicht und Transaktionskosten aller Marktteilnehmer reduziert. Dies ist zentral einerseits für die Schaffung eines „Level Playing Field“ und andererseits für die Maximierung des gesamten volkswirtschaftlichen Überschusses – welcher auch Such- und Transaktionskosten beinhaltet.

Bereits in der Konzeptionierungsphase der lastflussbasierten Marktkopplung war das Thema Sicherstellung der Transparenz ein wesentlicher Bestandteil der Diskussionen. Beispielhaft ist dafür eine Frage aus dem Jahr 2013 hinsichtlich der Bereitstellung des CGM (Joint Allocation Office, kein Datum):

“The proposed Utility Tool has the objective to allow market participants to explore the “securitydomain” in the Day Ahead stage. Market parties, however, need to perform price forecasting / market analysis for much longer periods. For example, market parties need to do price forecasting for the next calendar year, when submitting bids for the yearly explicit auctions of cross-border capacity. For investment decisions, time frames up to 10-20

years are not uncommon. For this purpose, it is necessary that market parties receive much more detailed information on the network. Can the full Common Grid Model be made public?" [Marktteilnehmer, Anonym, 03.05.2013]

Obwohl die Themen Markt- und Datentransparenz seit Beginn der Liberalisierung zentraler Bestandteil des Diskurses sind, sind die Herausforderungen bezüglich des Informationsbedarfs im sehr komplexen System der lastflussbasierten Marktkopplung um ein Vielfaches höher. Im Besonderen betrifft das die Unsicherheiten, mit denen Marktteilnehmer bei der Einschätzung von zukünftigen Marktsituationen konfrontiert sind, wenn der Marktkopplungsprozess nicht oder nicht vollständig prognostizierbar ist. Es ist davon auszugehen, dass zusätzliches Verständnis über die einzelnen Kopplungsprozesse Potenzial für einen effizienteren Markt hat. Das kann zum einen durch reduzierte Transaktions- und Suchkosten und zum anderen durch eine bessere Prognosegüte begründet werden. Ein gutes Marktverständnis ist auch für die langfristige Preiseinschätzung essentiell und hat Auswirkungen auf Risikoaufschläge und letztendlich auch auf die Investitionstätigkeit, da höhere Unsicherheiten immer mit höheren Kosten verbunden sind.

In der Vergangenheit wurden auf europäischer Ebene mehrmals Transparenzdefizite festgestellt und reklamiert, siehe z. B. (Eurelectric; MPP; EFET, 2016), (EFET, ifiec europe, 2018) und (Eurelectric, 2019). Einige der darin kritisierten Punkte wurden in den vergangenen Jahren bereits erfolgreich umgesetzt, andere wie beispielsweise die Veröffentlichung der „Remedial Actions“ fehlen bis heute. Die fehlende Nachvollziehbarkeit von historischen Entwicklungen mancher Datensätze wird kritisiert. Es wird zwar die Unterteilung der RAM in die Parameter F_{max} , F_{ref} , FRM, FAV und AMR nach Umsetzung der Kritik seitens der Marktteilnehmer aktuell im Utility-Tool ausgewiesen, jedoch nur rückwirkend bis Mai 2017. Die Begründung der Ausnahme von kritischen Netzelementen vom MinRAM-Prozess (20%-Regel) wird nicht ausreichend publiziert (EFET, ifiec europe, 2018).

Einige Kritikpunkte aus dem offenen Brief (EFET, ifiec europe, 2018) wurden mit der Aktualisierung des JAO-Utility-Tools²² bereits aufgenommen. So wird jetzt die sogenannte „Virgin Domain“ vor der LTA-Inclusion sowie die „Final Domain“ nach LTA-Inclusion und Anwendung des MinRAM-Prozesses veröffentlicht. Inwieweit damit die Anforderungen der Marktteilnehmer ausreichend erfüllt sind, erfordert eine tiefergehende Analyse der im JAO-Utility-Tool veröffentlichten Datensätze.

Weiters wurde das fehlende Zusammenspiel bzw. Unstimmigkeiten der auf ENTSO-E veröffentlichten Informationen mit von den ÜNB bereitgestellten Informationen kritisiert, beispielsweise bezogen auf Ausfälle von kritischen Netzelementen. Der Wunsch nach einer kohärenten Informationsbereitstellung auf den verschiedenen Plattformen wurde eingebracht. Auch die Bereitstellung von Informationen zu den Netzmodellen seitens der ÜNB variieren in Form und Inhalt und sind darüber hinaus aus Sicht der Marktteilnehmer (EFET, ifiec europe, 2018) nicht ausreichend.

Im Februar 2020 veröffentlichte Eurelectric ein Positionspapier zur Transparenz der Übertragungsnetzbetreiber bezüglich grenzüberschreitender Übertragungskapazität (Eurelectric, 2020). Die drei darin formulierten Hauptforderungen sind: (1) die Veröffentlichung aller Details zur DA- und ID-Kapazitätskalkulation (für jede CBCO: prognostizierter Stromfluss, F_{max} , PTDF, „Remedial Actions“, RAMs; sowie die GSKs für jede Gebotszone); (2) die Veröffentlichung der prognostizierten grenzüberschreitenden DA-Kapazitäten mindestens eine Woche im Voraus, einen Monat im Voraus, eine Saison im Voraus und ein Jahr im Voraus sowie rechtzeitige Informationen über Ausfälle von Leitungen und Transformatoren; (3) die Veröffentlichung des CGM (Fortschritte in Richtung input-basierte Transparenz). Im Positionspapier werden die Bemühungen einzelner ÜNB zur Veröffentlichung von Daten zwar anerkannt, es wird jedoch wieder kritisiert, dass diese unkoordinierte Entwicklung zu einer Vielzahl an unterschiedlichen Daten, Formaten und Plattformen mit erheblichen Unterschieden über die Grenzen hinweg

²² Ende 2019/Anfang 2020, genaues Datum der Umstellung ex-post nicht rekonstruierbar

geführt hat. All die geforderten Daten sollen daher idealerweise auf *einer* Plattform zur Verfügung gestellt werden. Im Detail wird unter anderem wieder auf die Veröffentlichung von „Remedial Actions“ eingegangen. Nicht kostenintensive „Remedial“ Actions werden nach wie vor nicht veröffentlicht. Auch Daten (sowohl Prognosen als auch Ex-post-Daten) zu Redispatch und Countertrading sollten in größerem Ausmaß zur Verfügung stehen. Eurelectric geht auf die einzelnen Punkte im Detail ein und zeigt Best-Practices einzelner ÜNB oder Regionen auf.

Diese Erfahrungen auf internationaler Ebene wurden auch von österreichischen Marktteilnehmern in ähnlicher Form wahrgenommen. Verglichen mit anderen Ländern der CWE-Region hatten österreichische Marktteilnehmer darüber hinaus weniger Vorlaufzeit zur Implementierung des FBMC-Prozesses. Vor diesem Hintergrund soll der Status der Transparenz im CWE-FBMC umfassend und systemisch beleuchtet und bewertet werden.

Während sich die Kritik auf europäischer Ebene mit den Details der Datensätze beschäftigt und vor allem detaillierte und zusätzliche Auswertungen wünscht, ist es Ziel der vorliegenden Analyse, die Auffindbarkeit, Nachvollziehbarkeit und Konsistenz von vorhandenen Informationen und Daten zu analysieren sowie darauf aufbauend Empfehlungen zur Erhöhung der Transparenz darzustellen.

3.2 Methodik

Die Problemanalyse und die Erarbeitung der Lösungsvorschläge basieren auf einem zweistufigen Verfahren: Die Österreichische Energieagentur bringt die wissenschaftliche Außensicht auf den Prozess des FBMC ein. So kann aufgezeigt werden, wo Probleme bei der Bearbeitung der Thematik entstehen. Die Marktteilnehmer steuern ihre Erfahrung und Kompetenz im täglichen Umgang mit dem Prozess des Day-Ahead-Stromhandels bei. Somit wird das Thema von zwei unterschiedlichen Seiten beleuchtet: Zum einen erfolgt ein systematisches Screening der verfügbaren Quellen, zum anderen wird die Erfahrung der Marktteilnehmer berücksichtigt.

In einem ersten Schritt werden Herausforderungen, Barrieren und Probleme in Bezug auf die Transparenz im Stromhandel anhand konkreter Beispiele aufgezeigt (Kapitel 3.3). Diese Analyse wird mit Erfahrungen von österreichischen Händlern und Marktteilnehmern ergänzt (Fragebogenerhebung). Ziel dieser Erhebung war, Problemstellungen, die im Zusammenhang mit dem FBMC-Prozess auftreten, zu konkretisieren sowie den Bedarf nach zusätzlicher Information zu identifizieren. Dadurch soll auch ein besserer Überblick über den Status quo generiert werden. Eine detaillierte Beschreibung der Erhebungsmethodik ist in Anhang 1 vorzufinden. Aufbauend auf dieser Problemanalyse wurden Lösungsvorschläge ausgearbeitet, diese mit den Marktteilnehmern in einem Workshop diskutiert und deren Stellungnahmen eingearbeitet (Kapitel 3.4).

3.3 Barrieren für die Transparenz im Stromhandel

Im folgenden Abschnitt werden Herausforderungen, Barrieren und Probleme in Bezug auf die Transparenz im Stromhandel dargestellt. Methodisch werden Probleme und Barrieren anhand konkreter Beispiele aufgezeigt und analysiert. Diese Analyse wird mit Erfahrungen von österreichischen Händlern und Marktteilnehmern ergänzt. Diese wurden gebeten, eine generelle Zufriedenheitseinschätzung zu einzelnen Teilbereichen des Marktkopplungsprozesses zu geben.

Die AutorInnen können drei zentrale Kritikpunkte identifizieren:

- ▶ Dokumentenverwaltung
- ▶ Datenbereitstellung
- ▶ Externe Kommunikation

Bei der Dokumentenverwaltung sollte eine systematische Ablage im Vordergrund stehen. Des Weiteren müssen Metadaten, Konsistenz bei Nomenklatur und Struktur sowie die Beschlagwortung homogenisiert und an wissenschaftliche Standards angepasst werden. Auch die Datenbereitstellung muss an wissenschaftliche Standards bezüglich Auffindbarkeit, Performance, Datenschnittstellen und Dokumentation der Daten herangeführt werden. Die Kommunikation muss aktiver und inklusiver gestaltet werden. Es muss sichergestellt werden, dass Marktteilnehmer relevante Informationen rechtzeitig bekommen, ohne dass mehrere Nachrichtenkanäle parallel beobachtet werden müssen.

3.3.1 Dokumentenverwaltung im FBMC

3.3.1.1 Allgemein

Die Dokumentation der einzelnen Prozessschritte ist für die Nachvollziehbarkeit des europäischen Marktkopplungsprozesses von zentraler Bedeutung. Viele Prozessschritte der europäischen Marktkopplung sind physikalisch oder ökonomisch nicht selbsterklärend, sondern müssen auch immer im historischen Kontext gesehen werden. Oft geht der aktuellen Auslegung ein langer Stakeholderprozess voraus. Haben Marktteilnehmer keinen oder nur erschwerten Zugang zu diesen Informationen, erschwert das die Nachvollziehbarkeit des Marktkopplungsprozesses. Vor allem ist die Situation für neue Marktteilnehmer, kleinere Marktteilnehmer oder jene, die in den Markt eintreten wollen, dadurch massiv erschwert und daher einem fairen Wettbewerb nicht zuträglich.

Nur wenn die Einarbeitung sowie das Verfolgen von Änderungen und Updates mit verhältnismäßigen Such- und Transaktionskosten gewährleistet ist, kann von ausreichender Transparenz gesprochen werden. Die alleinige Publikation von Dokumenten und Daten ohne System und Kontext kann als Scheintransparenz sowie als Benachteiligung von Unternehmen mit kleinerem Analyseteam betrachtet werden. Mangelnde Transparenz ist auch eine entscheidende Markteintrittsbarriere.

Im Folgenden werden konkrete Beispiele aufgezeigt, die die Einarbeitung, das Verständnis und die Analyse des Marktkopplungsprozesses erschweren. Zur Dokumentation der Beispiele wurden Screenshots verwendet, die im nachfolgenden Bericht zur besseren Lesbarkeit in Grautönen gehalten sind.

Auffindbarkeit der Dokumente

Im Bereich der europäischen Marktkopplung existiert eine Vielzahl an Stakeholdern und Plattformen, die Informationen und/oder Daten bereitstellen. Beispiele hierfür sind etwa die ENTSO-E-Transparency-Plattform, die ENTSO-E-Network-Codes, die JAO-Plattform, das JAO-Utility-Tool, die europäische Regulierungsbehörde ACER, nationale Übertragungsnetzbetreiber, nationale Regulierungsbehörden sowie private Anbieter. Diese Menge an Plattformen und die daraus resultierende Zerstreung der Informationen erschweren das Finden von relevanten Dokumenten und Datensätzen erheblich. Darüber hinaus sind all diese Plattformen unterschiedlich und für die Menge an Informationen teilweise nicht ausreichend strukturiert (vertikale versus horizontale Gliederungen, Kachelsysteme, mit/ohne Archiv usw.). Diese Verteilung der Informationen und Daten erzeugt ein Maß an Komplexität, das in diesem Ausmaß nicht notwendig ist und mit massiven Such- und Transaktionskosten verbunden ist. Darüber hinaus entstehen natürlich auch durch die Implementierung und Wartung dieser Parallelstruktur an Plattformen zusätzliche Kosten.

Einhergehend mit einer fehlenden zentralen Plattform werden Dokumente zum FBMC auf der relevanten JAO-Plattform auch nicht systematisch abgelegt und archiviert. Dokumentenversionen, insbesondere Vorversionen, werden nicht in einem eigenen **Archiv** verwaltet. Im Falle der aktuellen Dokumentation zum CWE-FBMC wurden

beispielsweise zwei Versionen mit gleichem Titel, gleichem Datumstempel und gleicher Versionsnummer gefunden. Die beiden Versionen unterscheiden sich auf der Titelseite lediglich im Gültigkeitsdatum, siehe Abbildung 20.

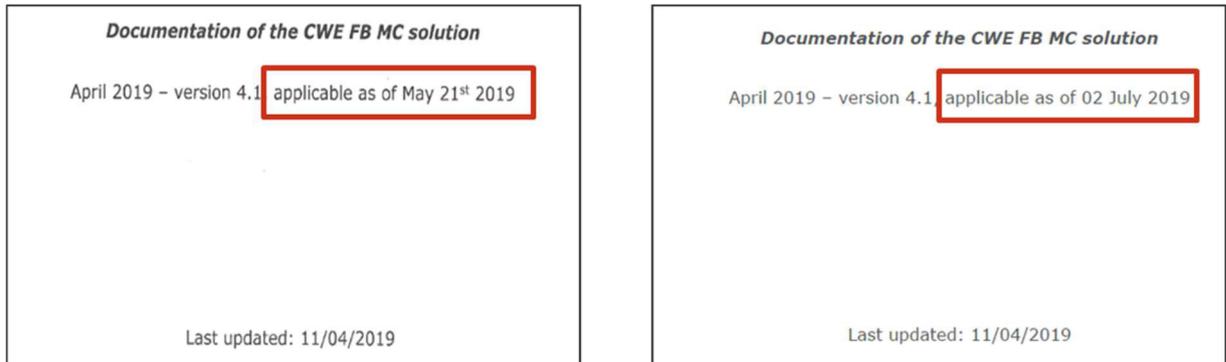


Abbildung 20: Unterschiedliche Dokumentenbeschreibung, Screenshot CWE-FBMC-Dokumentation²³

Es ist dabei nicht nachvollziehbar, ob es sich um Dokumente aus offizieller Quelle handelt oder um den Upload eines „Dritten“. Das Auffinden der offiziellen Dokumente und das Erkennen der aktuell gültigen Version werden dadurch erschwert. Vorversionen können nur teilweise abgerufen werden, dadurch wird die Nachvollziehbarkeit etwaiger Änderungen ex-post erschwert.

Einige gefundene Dokumente zum CWE-FBMC enthalten keine dokumenteninterne Suchfunktion, siehe Abbildung 21. Die systematische Durchsuchung mittels Stichwörtern muss somit in diesen Dokumenten manuell erfolgen, was einen unzumutbaren Aufwand darstellt. Es ist naheliegend, dass es sich dabei um eine gescannte Version des Dokuments handelt. Auch dies ist ex-post aufgrund der fehlenden Plattform sowie der fehlenden Suchmaschinenindexierung (siehe unten) schwer nachzuvollziehen.

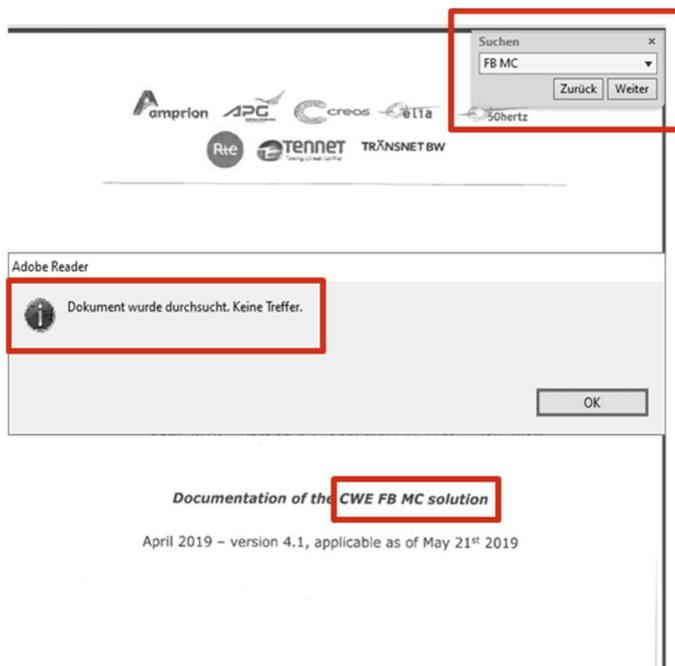


Abbildung 21: Fehlende interne Suchfunktion, Screenshot CWE-FB-MC-Dokumentation

²³ Quelle: (Amprion, et al., 2019) <https://www.iao.eu/support/resourcecenter/overview?parameters=%7B%22IsCWEFBMCRelevantDocumentation%22%3A%22True%22%7D>; Zugriff: 07.01.2020, zweite Version nicht mehr erueierbar

Auch die Suche nach in der CWE-FBMC-Dokumentation (Amprion, et al., 2019) erwähnten Annexen mit detaillierten Methodikbeschreibungen gestaltet sich äußerst schwierig. Weiterführende Dokumente können sogar als Zufallsfunde im Downloadbereich der JAO-Plattform bezeichnet werden. Für Marktbeobachter und Interessierte ist es schlussendlich unmöglich nachzuvollziehen, ob alle weiterführenden Dokumente überhaupt gefunden wurden.

Suchmaschinen-Indexierung

Die Auffindbarkeit wird zusätzlich durch die mangelhafte Optimierung für Suchmaschinen erschwert. Dokumentationen zum FBMC sind teilweise nicht für gängige Suchmaschinen wie Google, Startpage oder Ecosia indexiert. Somit können auch bereits bekannte Dokumente (Titel und Quelle bekannt) nicht wiedergefunden werden.

Dokumentenstruktur

Die veröffentlichten Dokumente zum Prozessablauf des FBMC folgen keiner standardisierten Vorlage oder Struktur. So unterscheiden sich allein die Titelseiten der Dokumente in Titel, Versionierungsart, Autor und Angaben zum Veröffentlichungszeitpunkt. Einzelne Dokumente werden ohne Datumsangabe oder Versionierung veröffentlicht, wie etwa das Dokument zur öffentlichen Konsultation der FB-Methodik im CORE-Raum (Amprion, et al., kein Datum). Dadurch ist die historische Entwicklung der Dokumente nicht nachzuvollziehen und Vorgängerversionen sind schwer aufzufinden. Die Aktualität der Dokumente ist nicht immer eindeutig bestimmbar. Das kann dazu führen, dass veraltete Versionen als primäre Informationsquelle herangezogen werden.

Bei keinem der relevanten Dokumente ist eine Ansprechperson für Fragen angeführt. Dies ist sicher auf die große Anzahl an AutorInnen zurückzuführen (meist ein Zusammenschluss der ÜNB), erschwert den Marktteilnehmern und anderen Interessierten aber die Einarbeitung in die Thematik immens.

Eigentumsrechte – Verwendung der Dokumente

Laut Titelseite der offiziellen EUPHEMIA-Dokumentation darf deren Inhalt weder kopiert, vervielfältigt, verbreitet noch abgebildet werden:

„All materials, content and forms contained in this document are the intellectual property of PCR PXs and may not be copied, reproduced, distributed or **displayed**...“ (NEMO Committee, 2019)

Vor dem Hintergrund der großen Relevanz von EUPHEMIA im europäischen Strommarkt und des öffentlichen Interesses erschwert dieser Disclaimer – bei aller Notwendigkeit, das kommerzielle Interesse der NEMOs zu schützen – den öffentlichen Diskurs über die grundlegende Funktionsweise der europäischen Marktkopplung. Nimmt man diese Eigentumsrechte wörtlich, dürften weder die Zielfunktion von EUPHEMIA noch andere Details der Dokumentation in Präsentationen oder in irgendeiner anderen Art verschriftlich werden. Diese generelle Einschränkung der Weiterverwendung der in öffentlich zugänglichen Dokumentationen bereitgestellten Informationen schafft Rechtsunsicherheit für Marktteilnehmer.

Unzureichende Beschreibungen

Letztendlich bleiben nach Durchsicht der öffentlich zur Verfügung stehenden Dokumentationen zum CWE-FBMC einige Fragen unbeantwortet, z. B. zum Einsatz von „Remedial Actions“.

3.3.1.2 JAO-Plattform

Im Rahmen dieser Arbeit wurden alle relevanten Plattformen berücksichtigt, besonderes Augenmerk wurde jedoch auf die JAO-Plattform gelegt, da hier mit dem Utility-Tool auch die relevanten Daten zum FBMC veröffentlicht werden. Der Downloadbereich der JAO-Plattform bietet eine Vielzahl an Dokumenten zum FBMC an. Zeitgleich weist die Plattform großes Verbesserungspotenzial in Bezug auf Struktur, Aktualität und Sortier- und Suchfunktionen auf.

Datierung der Dokumente

Dokumente im Downloadbereich der JAO-Plattform werden mit dem Datum des Uploads und nicht mit dem Datum der Erstellung abgelegt. Abbildung 22 zeigt ein Beispiel mit sechs Dokumenten, die alle dasselbe Upload-Datum (27.01.2016) aufweisen, die aber unterschiedliche Veröffentlichungsdaten haben (wie für ein Dokument exemplarisch dargestellt). Generell kann gesagt werden, dass das Upload-Datum alleine ohne Hinweis auf Aktualität, Erstellungsdatum, Gültigkeitszeitraum oder Ähnliches keinerlei Mehrwert für den interessierten Nutzer hat.

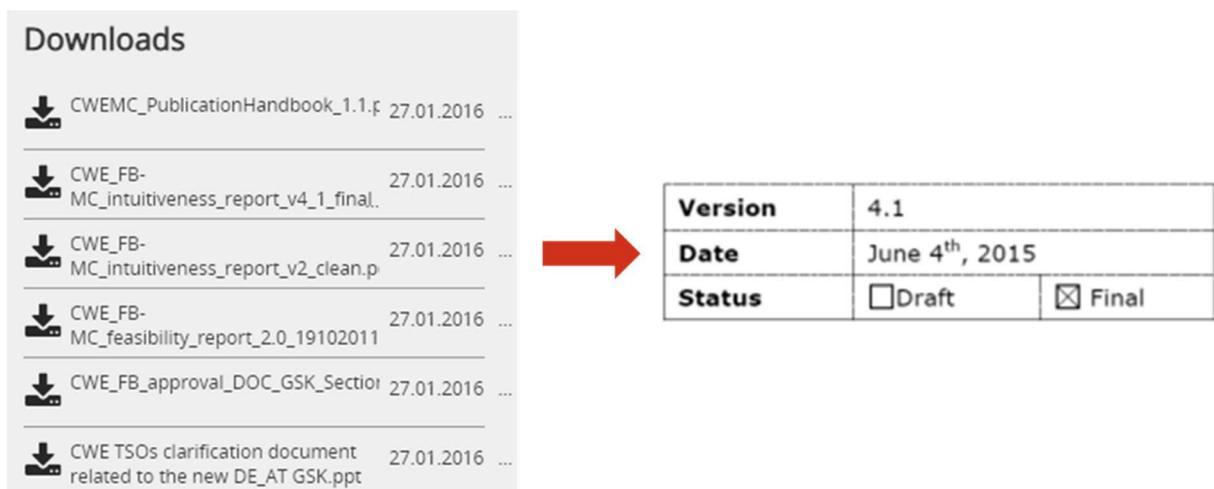


Abbildung 22: Dokumentendatierung, Screenshot JAO-Downloadbereich²⁴

Namenskonvention

Dokumente im Downloadbereich der JAO-Plattform folgen keiner standardisierten Namenskonvention. Es werden beispielsweise „CWEMC“, „CWE_FB-“, „CWE_FB_“, „CWE MC FB“ oder „CWE MC“ als Kürzel vorangestellt, siehe Abbildung 23. Datumsangaben sind, wenn überhaupt vorhanden, am Ende und in einer Reihung, die die Sortierung erschwert („19102011“ anstatt „20111019“ oder „2011_10_19“). Darüber hinaus sind die Namen der Dokumente nicht immer selbsterklärend und erlauben daher keine Rückschlüsse auf den im Dokument zugrunde liegenden Inhalt. So wurde beispielsweise ein Dokument mit dem Namen „ForumExport.pdf“ am 27.01.2016 hochgeladen, siehe Abbildung 24. Bei diesem Dokument handelt es sich um einen Fragen- und Antworten-Katalog zum Thema FBMC für die Jahre 2013 bis 2015.

²⁴ Quelle: <https://www.jao.eu/support/resourcecenter/overview?parameters=%7B%22IsCWEFBMCRelevantDocumentation%22%3A%22True%22%7D> Zugriff: 10.03.2020



Abbildung 23: Namenskonvention, Screenshot JAO-Downloadbereich²⁵

Sortierung

Ein weiteres Problem der JAO-Plattform ist, dass die veröffentlichten Dokumente keiner standardisierten Sortierung (mit Ausnahme des Upload-Datums) folgen (siehe Abbildung 24), z. B. alphabetisch (hier „F“ vor „C“) oder thematisch (hier „Publication Handbook“ neben „UIOSI Note“). Einige Dokumente, wie beispielsweise „CWEMC_PublicationHandbook_1.1.pdf“, sind nicht unterscheidbar bzw. doppelt und nicht in der aktuellen Version verfügbar (im Jänner 2020 war bereits Version 1.8 des „Publication Handbooks“ verfügbar). Dies erschwert das Auffinden der Dokumente und Informationen erheblich.

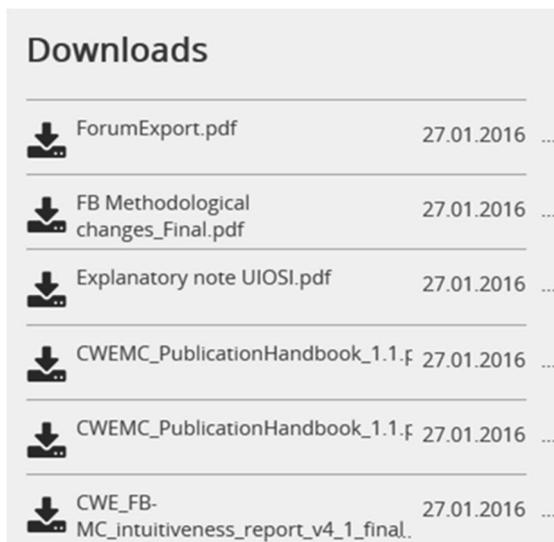


Abbildung 24: Sortierung der Dokumente, Screenshot JAO-Downloadbereich²⁶

²⁵ Quelle: <https://www.jao.eu/support/resourcecenter/overview?parameters=%7B%22IsCWEFBMCRelevantDocumentation%22%3A%22True%22%7D> Zugriff: 10.01.2020

²⁶ Quelle: <https://www.jao.eu/support/resourcecenter/overview?parameters=%7B%22IsCWEFBMCRelevantDocumentation%22%3A%22True%22%7D> Zugriff: 10.01.2020

3.3.1.3 Die Sicht der Marktteilnehmer

Die Sicht der österreichischen Marktteilnehmer deckt sich weitgehend mit oben dargestellter Analyse. Tabelle 8 zeigt die Zufriedenheit der Marktteilnehmer mit den Dokumentationen von sechs Teilprozessen des Marktkopplungsprozesses sowie mit der Bekanntmachung von Veränderungen/Updates der Dokumentationen. Die Bewertung erfolgte anhand von vier Kategorien: generelle Zufriedenheit, Verständlichkeit, Aktualität und Auffindbarkeit. Als Bewertungssystem wurde ein Fünf-Punkte-System angewandt, wobei man mit fünf Punkten höchste Zufriedenheit ausdrücken konnte. Zur besseren grafischen Darstellung wurden die Ergebnisse gemittelt und farblich codiert. Hohe Zufriedenheit wird dabei in Grün, niedrige Zufriedenheit in Rot dargestellt.

Die Zufriedenheit der Marktteilnehmer mit der Dokumentation ist gering (höchster Mittelwert der Bewertungen 3,5 von 5). Das ist besonders bemerkenswert, wenn man bedenkt, dass es sich bei den Marktteilnehmern um die zentrale Zielgruppe handelt.

Tabelle 8: Zusammenfassung Ergebnisse „Zufriedenheit mit der Dokumentation der Prozesse“, Mittelwerte; Quelle: eigene Darstellung

Dokumentation	Generelle Zufriedenheit	Verständlichkeit	Aktualität	Auffindbarkeit
Europäische Marktkopplung (GD)	3,1	2,7	3	2,4
Formulierung EUPHEMIA	2,7	3	2,5	2,2
Erstellung des Common Grid Model (CGM)	2,3	2,7	3,5	1,8
Dokumentation der Fallbacks	2,3	3	3	2,3
Performance EUPHEMIA	2,2	2,4	2,3	2
FB-Parameter Berechnungsprozess	1,8	2,1	2,8	2,1
Weiterentwicklungen und Anpassungen im Prozess	1,8	2,8	1	1,3
Mittelwert	2,3	2,7	2,6	2,0

Neben der allgemein niedrigen, im besten Fall mittelklassigen, Zufriedenheit zeichnen sich zusätzliche Erkenntnisse ab: Die Auffindbarkeit der Dokumente wird besonders schlecht eingestuft. Gleichzeitig wird die Verständlichkeit tendenziell besser (aber nicht gut) eingestuft. Diese Erfahrung deckt sich auch mit jener der AutorInnen. Wenn Dokumentationen gefunden werden, dann können diese als Basis verwendet werden. Gleichzeitig stellen die einzelnen Dokumentationen isoliert betrachtet kaum Unterstützung bei der Aufarbeitung der Prozesse dar. Betrachtet man die einzelnen Subprozesse, fällt auf, dass zwei besonders schlecht bewertet werden: Die Berechnung der FB-Domain, die als wichtiger Input für die Preiskopplung gilt, sowie die Performance der EUPHEMIA bzw. die Dokumentation der Weiterentwicklung der Prozesse.

3.3.2 Datenbereitstellung im FBMC

3.3.2.1 JAO-Utility-Tool

Das „Joint Allocation Office“ (JAO) ist ein Dienstleistungsunternehmen im Besitz von 25 Übertragungsnetzbetreibern aus 22 Ländern. JAO führt lang- und kurzfristige Auktionen von grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten durch. Es werden jährliche, nicht-kalendermäßige jährliche, halbjährliche, vierteljährliche, monatliche, wöchentliche, tägliche und untertägige Auktionen angeboten. Die ÜNB und die Regulierungsbehörden entscheiden, welche Auktionen an den einzelnen Grenzen durchgeführt werden. Darüber hinaus bietet JAO Verwaltungs- und Abwicklungsdienstleistungen für die ÜNB an und fungiert als Ausweichstelle für die europäische Marktkopplung. Mit Oktober 2018 wurde JAO zur „Single Allocation Plattform“ (SAP) für langfristige Übertragungsrechte für alle europäischen Übertragungsnetzbetreiber.

Das JAO-Utility-Tool bietet umfangreiche Datensätze zum FBMC: Es werden Pre-coupling-, Post-coupling- und zusätzliche Datensätze veröffentlicht. Alle Daten können direkt über das Utility-Tool als Excel heruntergeladen werden, zusätzlich wird ein Webservice zum automatisierten Download angeboten.

An dieser Stelle werden nicht die Datensätze an sich analysiert, sondern Probleme und Barrieren aufgezeigt, die bei der Arbeit mit dem Utility-Tool aufgetreten sind.

Ein Problem ist die **Auffindbarkeit des Tools** selbst. Während das Tool normalerweise unter dem Link <https://www.jao.eu/marketdata/implicitallocation> zu finden ist, haben sowohl die AutorInnen als auch die Marktteilnehmer die Erfahrung gemacht, dass das Utility-Tool auf der JAO-Plattform nicht auffindbar ist (beispielsweise im Jänner 2020). In diesen Zeiträumen kann das Tool nur über Suchmaschinen gefunden werden; diese Suche setzt allerdings voraus, dass Nutzer bereits mit dessen Existenz vertraut sind.

Darüber hinaus kommt es bei der Arbeit mit der Excel-Version unabhängig von der verwendeten Hardware zu **Performance-Problemen**. Sowohl beim erstmaligen Download als auch bei der Aktualisierung der Daten kommt es häufig zum Absturz des Tools, siehe z. B. Fehlermeldungen in Abbildung 25. Diese immer wieder auftretenden Schwierigkeiten erschweren das Arbeiten mit den zur Verfügung stehenden Daten massiv.

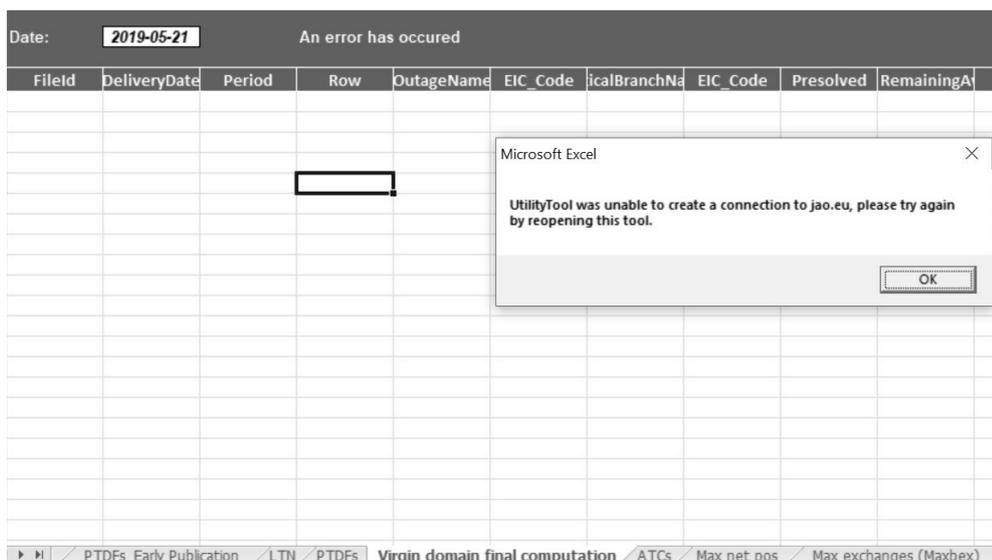


Abbildung 25: Fehlermeldung JAO–Utility-Tool²⁷

²⁷ Quelle: <http://utilitytool.jao.eu/>; Zugriff: 09.03.2020

Das **Webservice** bietet eine API für den automatischen Download der Daten, die über das JAO-Utility-Tool angeboten werden. Das erleichtert die Integration dieser Daten in eigene Softwarelösungen oder Analysetools. Die technische Anbindung kann mit den entsprechenden IT-Kenntnissen in adäquater Zeit gelöst werden. Personen, die wenig Erfahrung mit der Nutzung solcher Services haben, wird wenig Unterstützung bereitgestellt. Gerade für Marktteilnehmer und Marktbeobachter, die nicht auf das notwendige IT-Know-how zurückgreifen können, kann das eine beachtliche Hürde darstellen.

Es ergeben sich zwei Probleme bei der Strukturierung der Daten des Webservices:

- ▶ Einerseits sind die Daten mangelhaft dokumentiert. Das betrifft im Besonderen die Metadaten und weiterführende Dokumentation zu den einzelnen Zeitreihen. Das Webservice bietet eine gute Schnittstelle; ohne die exakte Beschreibung der Daten und eindeutige Definitionen kann es jedoch zu Fehlinterpretationen kommen.
- ▶ Die Daten werden nicht mit einem eindeutig definierten Zeitstempel zur Verfügung gestellt. Im Besonderen bei der Umstellung zwischen Sommer- und Winterzeit kann das zu Problemen führen. Obwohl das Datenfeld „CalendarDate“ theoretisch bereits über Zeitinformationen verfügt, wird die Zeit in einer zusätzlichen Variable gespeichert. Das ist vor allem an Tagen der Zeitumstellung mehrdeutig zu interpretieren. Für den 27.01.2019 (Umstellung von Sommer- auf Winterzeit) existiert demnach auch eine 25. Stunde. Für den 31.03.2019 (Umstellung von Winterzeit auf Sommerzeit) existieren nur 23 Stunden. Auf diese Eigenart des Datensatzes wird nicht hingewiesen. Auch in Zusammenhang mit der Erweiterung des Marktkopplungsgebiets, das sich zukünftig möglicherweise über verschiedene Zeitzonen erstrecken wird, ist dem Thema der exakten Definition von Zeitstempeln besondere Aufmerksamkeit zu widmen.

Dokumentation zum Utility-Tool

Seitens JAO wird eine **Dokumentation zum Utility-Tool** zur Verfügung gestellt, das „JAO Publication Handbook“ (Joint Allocation Office, 2019). Diese Dokumentation beschreibt den Inhalt der einzelnen Arbeitsblätter des Utility-Tools kurz und weist darüber hinaus den Publikationszeitpunkt der einzelnen Datensätze aus. Die Dokumentation setzt viel Wissen zum FBMC als gegeben voraus, ohne auf die entsprechenden Quellen zu verweisen. Ohne dieses Vorwissen zum Prozess ist die Dokumentation wenig hilfreich. Auch wenn nicht der gesamte Ablaufprozess des FBMC in einer Dokumentation zum Utility-Tool integriert sein soll, so wären zumindest Querverweise zu relevanten Dokumenten empfehlenswert.

Ohne Querverweis zum FBMC-Prozess ist der Inhalt der Dokumentation teilweise äußerst schwierig nachzuvollziehen. Veröffentlichte Parameter können nicht immer direkt und eindeutig mit dem Prozess in Verbindung gebracht werden. Während der Datensatz „Virgin domain (initial computation)“ noch dem Ergebnis der „Initial FB-Parameter Calculation“, siehe Flussdiagramm Kapitel 2.1, entspricht, ist es bei den folgenden Datensätzen teilweise schwierig, diese eindeutig den einzelnen Prozessschritten zuzuordnen.

Beispielsweise handelt es sich bei der Beschreibung des Arbeitsblattes „Virgin domain (final computation)“ laut Dokumentation um die FB-Matrizen der „Final FB-Parameter-Berechnung“. Gleichzeitig soll es sich um Werte vor LTA-Inclusion und vor Anwendung des MinRAM-Prozesses handeln. Dies steht im Widerspruch mit der öffentlich verfügbaren Dokumentation des FBMC-Prozesses, da der MinRAM-Prozess laut dieser Dokumentation eindeutig vor der finalen Berechnung der FB-Parameter durchgeführt wird. Die finale Flow-Based-Domain (inkl. LTA-Inclusion und MinRAM-Prozess) wird laut Dokumentation erst am Tag D um 10:30 Uhr publiziert. Tatsächlich stehen diese Daten jedoch bereits am Tag D-1 um 10:30 Uhr im Utility-Tool zur Verfügung.

Die Beschreibung der dargestellten Daten ist mangelhaft. So wird beispielsweise bei der Beschreibung der Arbeitsblätter der FB-Domains nicht auf alle Spaltenüberschriften eingegangen. Begriffe wie „FileID“, „Row“, „MinRAMFactor“ oder „Outage Name“ werden nicht oder nicht ausreichend erklärt. Werden Begriffe verwendet, müssen diese erklärt oder mit entsprechenden Querverweisen auf ergänzende Dokumentationen/Quellen versehen sein. Begriffe in der Dokumentation stimmen nicht immer mit jenen im Utility-Tool überein. So findet sich beispielsweise der Begriff „AMR_Exclusion“ (erklärt mit: „Justifications for MinRAM exclusions“) nicht im entsprechenden Arbeitsblatt. An dessen Stelle gibt es dafür die Spalte „MinRAMFactorJustification“.

Es wird angenommen, dass die veröffentlichten Datensätze korrekt abgebildet sind (um dies zu bestätigen, bedarf es einer detaillierteren Analyse), die mangelhafte Aufbereitung und Erklärung erschwert jedoch die Nachvollziehbarkeit extrem.

Die **Aktualisierung und Versionierung der Dokumentation zum Utility-Tool** ist nicht immer nachvollziehbar. Beispielsweise wurde die Dokumentation zum JAO-Utility-Tool zwischen Mai 2017 und Dezember 2019 nicht aktualisiert, siehe Abbildung 26. In diesem Zeitraum haben sich die Gegebenheiten jedoch massiv verändert, zum Beispiel durch die Gebotszonentrennung von Deutschland und Österreich. Im Jänner 2020 war dann Version 1.8, mit Erstellungsdatum 10.12.2019, online.



Abbildung 26: Titelseite „JAO Publication Handbook v1.5“ und „v1.8“²⁸

Im darauffolgenden März 2020 war Version 1.7, mit Erstellungsdatum 1.10.2019, also wieder eine Vorgängerversion, online. Diese Vorgängerversion wurde im Dokumentenamen jedoch nicht mehr wie bisher mit der Versionsnummer bezeichnet, sondern bekam den Zusatz „final“, siehe Abbildung 27.



Abbildung 27: „Publication Handbook final“, Screenshot JAO²⁹

Im Downloadbereich der JAO-Plattform findet sich auch im Jänner 2020 lediglich Version 1.1, mit Erstellungsdatum 25.11.2015, siehe Abbildung 24. Insgesamt lässt sich schlussfolgern, dass die Dokumentation zum Utility-Tool einerseits großes Verbesserungspotenzial aufweist. Andererseits sollte eine dem wissenschaftlichen Standard entsprechende Versionierung und regelmäßige Aktualisierung eingeführt werden.

²⁸ Quelle: <https://www.jao.eu/support/resourcecenter/overview?parameters=%7B%22IsCWEFBMCRelevantDocumentation%22%3A%22True%22%7D> Zugriff: 26.07.2019 für v1.5 und 10.01.2020 für v.1.8

²⁹ Quelle: <http://utilitytool.jao.eu/>; Zugriff: 08.03.2020

Die Aktualität der Dokumentation muss sichergestellt sein. In der Version der Dokumentation, die im März 2020 auf der Website verfügbar war, wurde die Adaptierung der Inputdaten von Elia für Ende 2019/Anfang 2020 angekündigt. Diese Aktualisierung sollte via „Market Message“ kommuniziert werden. Weder war aus der Dokumentation ersichtlich, ob die Aktualisierung der Daten von Elia zeitgerecht erfolgt ist, noch wurde ein Querverweis zur leichteren Auffindbarkeit von „Market Messages“ gesetzt.

Wichtige Daten finden sich oft nicht im Utility-Tool, sondern werden **an anderen Orten abgelegt**. Beispielsweise befinden sich größere Datenmengen als Excel-Datei im Downloadbereich der Plattform, siehe Abbildung 28.

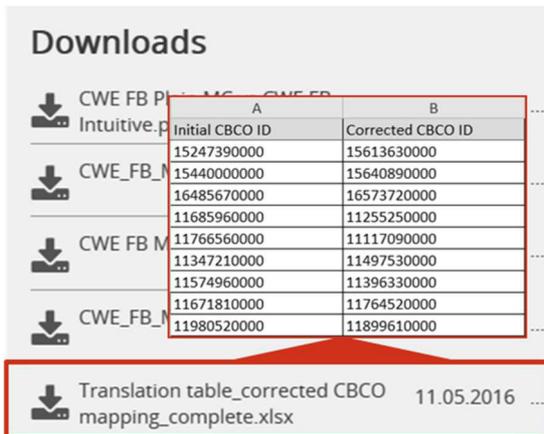


Abbildung 28: Excel-Datei im Downloadbereich, Screenshot JAO³⁰

Darüber bietet JAO mit dem sogenannten „Message Board“ zwei Nachrichten-Feeds (JAO-Messages und TSO-Messages) für interessierte Nutzer an. Auch unter diesen Nachrichten finden sich immer wieder größere Datenmengen als Excel-Datei, siehe Abbildung 29. Relevante Daten sind somit auf der ganzen JAO-Webseite verstreut. Dies erschwert somit die Datensuche und erhöht die Such- und Transaktionskosten immens.

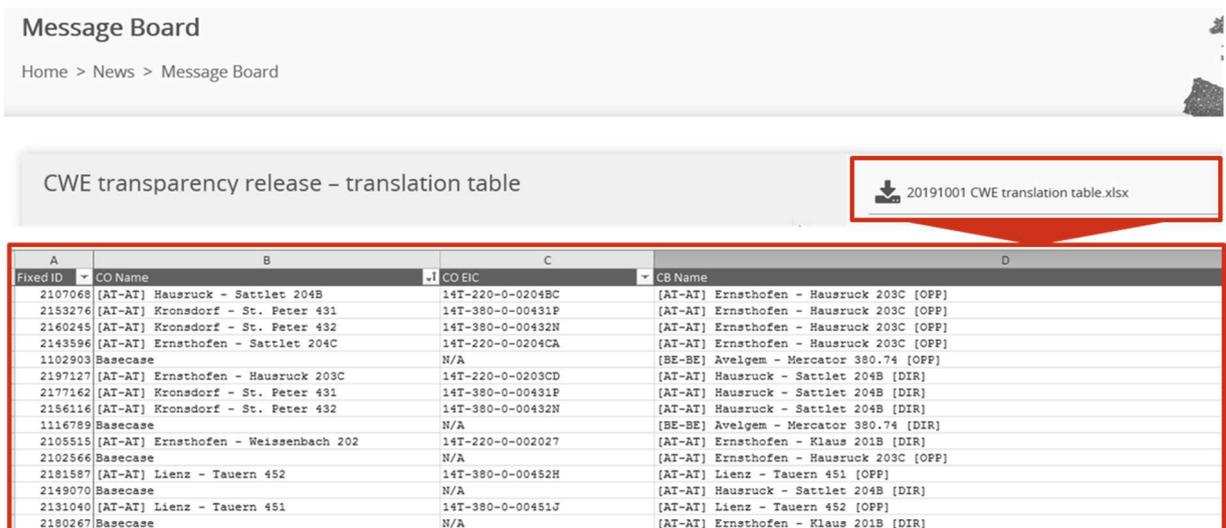


Abbildung 29: Excel-Datei im „Message Board“, Screenshot JAO³¹

³⁰ Quelle: <https://www.jao.eu/support/resourcecenter/overview?parameters=%7B%22IsCWEFBMCRelevantDocumenta-tion%22%3A%22True%22%7D> Zugriff: 10.01.2020

³¹ Quelle: <https://www.jao.eu/news/messageboard/view?parameters=%7B%22NewsId%22%3A%22e7de98dc-af34-4efd-82a1-aad90081fb13%22%2C%22FromOverview%22%3A%221%22%7D>; Zugriff: 10.01.2020

3.3.2.2 Die Sicht der Marktteilnehmer

Ergänzend zu oben den beschriebenen Momentaufnahmen wurden die österreichischen Marktteilnehmer nach ihrer Zufriedenheit mit dem JAO-Utility-Tool befragt.

Im Rahmen der Befragung wurde die Zufriedenheit mit dem Utility-Tool sowie dem Webservice in Bezug auf fünf Kriterien bewertet. Tabelle 9 fasst die Ergebnisse zusammen³². Auffallend ist, dass die Hälfte der Marktteilnehmer „sehr unzufrieden“ mit dem JAO-Utility-Tool ist, und zwar bezogen auf alle fünf abgefragten Kriterien. Weiters fällt auf, dass bei der Dokumentation der Metadaten und der Updates keine positiven Antworten mehr gegeben wurden. Zieht man in Betracht, dass das Utility-Tool die Plattform zur Veröffentlichung der Datensätze zum FBMC ist, wird deutlich, wie relevant Verbesserungen in diesem Bereich sind.

Anders sieht die Situation bei dem Webservice aus. Die Zufriedenheit mit dem Webservice ist allgemein höher, jedoch ist weiteres Verbesserungspotenzial vorhanden.

Tabelle 9: Auswertung Zufriedenheit JAO-Webservice und JAO-Utility-Tool; Quelle: eigene Darstellung

Utility Tool	+ + Zufriedenheit - -					Weiß ich nicht	Möchte ich nicht beantworten
	Sehr zufrieden	Zufrieden	Etwas zufrieden	Unzufrieden	Sehr unzufrieden		
Gesamt	0%	14%	14%	0%	29%	14%	29%
Zuverlässigkeit	0%	14%	0%	0%	14%	43%	29%
Handhabbarkeit	0%	29%	0%	0%	29%	14%	29%
Struktur	0%	14%	14%	0%	29%	14%	29%
Dokumentation der Metadaten	0%	0%	0%	14%	29%	29%	29%
Dokumentation von Updates/Datenänderungen	0%	0%	0%	0%	29%	43%	29%

Webservice	+ + Zufriedenheit - -					Weiß ich nicht	Möchte ich nicht beantworten
	Sehr zufrieden	Zufrieden	Etwas zufrieden	Unzufrieden	Sehr unzufrieden		
Gesamt	14%	29%	14%	14%	14%	14%	0%
Zuverlässigkeit	29%	43%	0%	0%	14%	14%	0%
Handhabbarkeit	14%	29%	0%	29%	14%	14%	0%
Struktur	14%	29%	0%	14%	29%	14%	0%
Dokumentation der Metadaten	0%	29%	0%	14%	29%	29%	0%
Dokumentation von Updates/Datenänderungen	0%	29%	14%	0%	14%	43%	0%

Die Marktteilnehmer wurden zu anderen Datensätzen wie beispielsweise den Day-Ahead-Preisen gefragt. Dabei sollten sie Angaben zur Wichtigkeit (x-Achse) sowie zur Zufriedenheit mit diesen Datensätzen (y-Achse) machen (siehe Abbildung 30). Ziel war, die Bedeutung der einzelnen Datensätze für das Verständnis des Marktkopplungsprozesses darzustellen. Zusätzlich gab es die Möglichkeit, nicht im Fragebogen vorkommende Datensätze zu ergänzen. Datensätze, die von den Marktteilnehmern ergänzt wurden, sind in Abbildung 30 als lila Punkte abgebildet.

Alle abgefragten Datensätze wurden von den Marktteilnehmern als wichtig oder sehr wichtig eingestuft. Das unterstreicht die Bedeutung von zuverlässigen Datenquellen für das Verständnis der Prozesse, aber vor allem für die Nachvollziehbarkeit der jeweiligen Berechnungen. Als besonders wichtig werden dabei der „Remaining Available Margin“ (RAM), die „Final Adjustment Values“ (FAV) sowie die „Remedial Actions“ (RA) eingestuft. Diese sind jedoch nur im Fall der RAMs zufriedenstellend dokumentiert. Die Zufriedenheit mit der Dokumentation zu „Remedial Actions“ wurde am geringsten von allen Datensätzen bewertet. Dies deckt sich mit der Sicht der AutorInnen und wird auch in Kapitel 2 ausführlich diskutiert.

³² Bei der Interpretation der Ergebnisse muss berücksichtigt werden, dass diese Fragen nur von sieben Teilnehmern inhaltlich beantwortet wurden (ein hoher Anteil der Befragten wählte „weiß ich nicht“ oder „möchte ich nicht beantworten“).

Als wichtig für den Marktkopplungsprozess wird darüber hinaus die Erstellung der D-2CF gesehen, also die Annahmen der ÜNB zur Netzsituation. Diese werden im Rahmen des FBMC-Prozesses zu einem gemeinsamen Base-Case für alle CWE-Länder zusammengefügt. Dieser Base-Case liefert ein maßgebliches Input für die Berechnung des möglichen Lösungsraums von EUPHEMIA. Die Zufriedenheit mit der Dokumentation der Erstellung dieser D-2CF ist gering.

Marktdaten (Preise, Stromflüsse) stellen die zweite wichtige Gruppe an Daten dar. Dahingegen wird die Wichtigkeit der SPAIC³³-Analysen von den Marktteilnehmern am geringsten eingeschätzt. Sie sind im Falle von Modifikationen des Systems oder der Prozesse die einzigen Anhaltspunkte zur Einschätzung des zukünftigen Verhaltens des gemeinsamen Marktgebiets für die Marktteilnehmer. Die Beurteilung der Marktteilnehmer hängt aber auch damit zusammen, dass die publizierten Analysen ohne fundiertes Hintergrundwissen nicht interpretiert werden können.

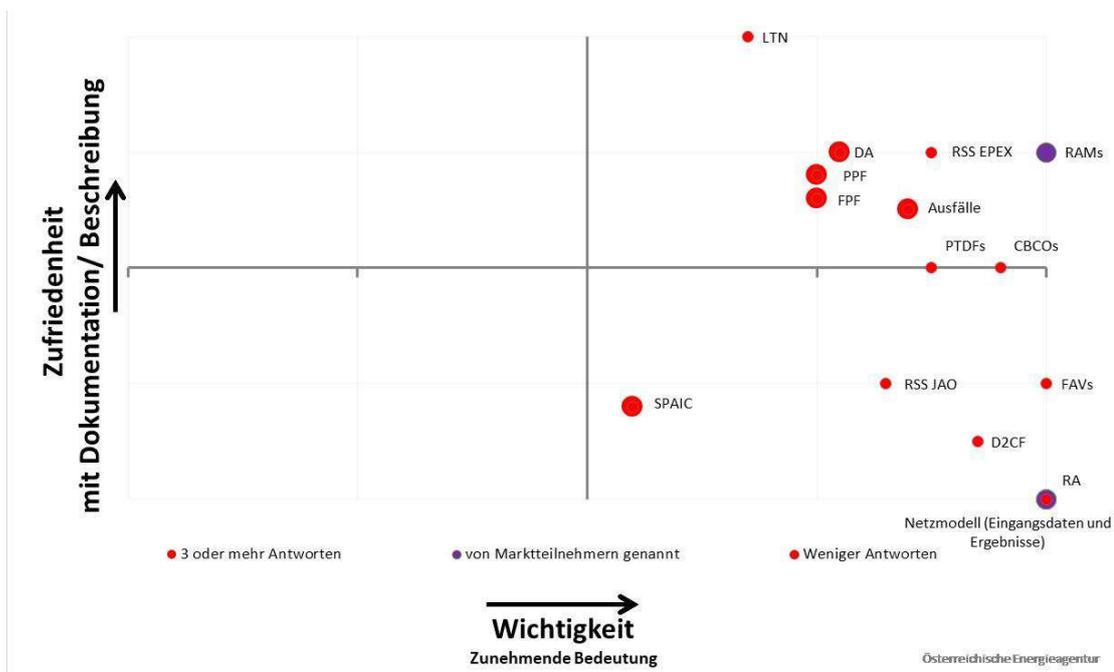


Abbildung 30: Streudiagramm Datenquellen zur Förderung der Transparenz; Quelle: eigene Darstellung

Die Verfügbarkeit von Daten in ausreichender Qualität und im entsprechenden Format ist eine wichtige Dimension, um die Transparenz im FBMC und damit das Verständnis des Prozesses für die Marktteilnehmer und Marktbeobachter zu erhöhen. Vor diesem Hintergrund sollte die Qualität verschiedener weiterer Datenquellen eingeschätzt werden. Datenquellen sind dabei jene „Anlaufstellen“, die den Marktteilnehmern Daten zur Verfügung stellen.

Die in Tabelle 10 genannten Quellen wurden seitens der AutorInnen als zentral eingestuft. Im Rahmen der Befragung war es jedoch zulässig, weitere Quellen anzugeben. Die einzelnen Quellen wurden nach ihrer Wichtigkeit sowie qualitativen Kriterien bewertet. Eine hohe Wichtigkeit symbolisiert damit die zentrale Bedeutung der Quelle für die befragten Marktteilnehmer. Niedrige Werte bei den qualitativen Kriterien können demnach bei

³³ Standard Process to Communicate on and Assess the Impact of Significant Changes

hoher Wichtigkeit als schwerwiegender betrachtet werden. Zusätzlich sei erwähnt, dass bei zwei Quellen (namentlich EPEX und JAO-RSS-Feed) nur zwei Teilnehmer geantwortet haben. Das reduziert die Belastbarkeit der Ergebnisse. Zum anderen lässt es auch entsprechende Rückschlüsse auf die „tatsächliche Wichtigkeit“ zu: Zwar wurde die Wichtigkeit der Quelle durch die zwei gegebenen Antworten als hoch eingestuft. Andererseits lässt sich allein durch die Zahl der gegebenen Antworten auf den Grad der Wichtigkeit schließen. In diesem Fall war sie vor allem im Vergleich zur Anzahl der Antworten zu den anderen Quellen sehr niedrig.

Die fünf qualitativen Kriterien, nach denen die Quellen bewertet wurden, sind in Tabelle 10 ersichtlich. Diese Kriterien erlauben Rückschlüsse auf Verbesserungsmöglichkeiten, die den laufenden Betrieb sowie anlassgebundene Auswertungen erleichtern.

Tabelle 10: Zusammenfassung Ergebnisse „Zufriedenheit mit den vorhandenen Datenquellen“; Quelle: eigene Darstellung

Datenquelle	Wichtigkeit	Qualität der Informationen	Verständlichkeit	Zeitpunkt der Veröffentlichung	Format	Dokumentation Daten & Bereitstellung
JAO	4,1	3,1	2,7	3,3	2,9	2,6
EPEX-RSS-Feed	4	3,7	4	2	3,5	3,5
ENTSO-E	3,9	3,2	3	2,6	3,4	2,6
JAO-RSS-Feed	3,3	3	3	3,7	3	2,5
APG-Marktdaten	3,2	3,2	3,7	3,3	2,8	2,6
Mittelwert	n.a.	3,2	3,3	3,0	3,1	2,8

Grundsätzlich ist auch die Zufriedenheit der Marktteilnehmer, als wichtigste Zielgruppe, mit den zur Verfügung stehenden Quellen nicht akzeptabel. Bei den Ergebnissen sind mehrere Punkte hervorzuheben:

- ▶ Die Verständlichkeit der Informationen wird tendenziell am besten eingeschätzt. Ausreißer dabei stellt die zentrale Plattform JAO dar.
- ▶ Zweithöchste Wertung (Mittelwert von 3) erhält die Qualität der Informationen.
- ▶ Der Zeitpunkt der Veröffentlichung des RSS-Service der EPEX wurde mit 2 Punkten besonders niedrig bewertet. Grundidee eines RSS-Service sollte jedoch die zeitnahe (ehestmögliche) Weitergabe der Informationen sein. Basierend auf der geringen Anzahl der Antworten ist es jedoch nicht auszuschließen, dass es sich um einen Ausreißer handelt.
- ▶ Die Bewertung der angebotenen Formate fällt mit 3,1 schlecht aus. Dieser Punkt ist besonders überraschend. Es gibt zahlreiche anerkannte Datenformate, Schnittstellen bzw. Konventionen, die die Akzeptanz der Quellen deutlich erhöhen könnten. Die Konvertierung zwischen den Formaten ist in den meisten Fällen möglich.
- ▶ Die Dokumentation wird am schlechtesten bewertet. Mangelnde Qualität der Dokumentation ist ein zentrales wiederkehrendes Problem.

3.4 Empfehlungen zur Erhöhung der Transparenz im Stromhandel

Ausgehend von der Problemanalyse werden im folgenden Kapitel konkrete Lösungsvorschläge abgeleitet. Diese unterteilen sich in Lösungsansätze, die helfen sollen, derzeitige wissenschaftliche Standards bezüglich Informationsaufbereitung, Dokumentenstruktur und Datenbereitstellung zu erfüllen, auf der einen Seite. Und umfangreichere, komplexere Lösungsvorschläge, welche anhand von konkreten Anwendungsbeispielen dargestellt werden, auf der anderen Seite.

Auch hier wird auf ein zweistufiges Analyseverfahren zurückgegriffen. Wie bei der Problemanalyse bringt die Österreichische Energieagentur die wissenschaftliche Außensicht auf den Prozess des FBMC ein. Die Marktteilnehmer ergänzen die Diskussion mit ihrer Erfahrung und Kompetenz im täglichen Umgang mit dem Prozess des Day-Ahead-Stromhandels.

3.4.1 Transparenzanforderungen

Die Transparenzanforderungen decken jene Bereiche ab, die dem derzeitigen wissenschaftlichen Standard für Dokumente und Daten entsprechen. Großteils handelt sich dabei um die Etablierung von grundlegenden Anforderungen an Informationsaufbereitung, Dokumentenstruktur und Datenbereitstellung. Diese sollte im besten Fall der Zielgruppe einen niederschweligen und nachvollziehbaren Zugang zu den notwendigen Informationen ermöglichen und die Such- und Transaktionskosten minimieren.

Tabelle 11: Transparenzanforderungen FBMC; Quelle: eigene Darstellung

Transparenzanforderungen	Quick-Win	Large-Gain
Dokumentationen zum FBMC		
Standardisierte Dokumentenstruktur	x	
Dateiformat	x	
Auffindbarkeit von Anlagen	x	
Systematische Ablage von Dokumenten		x
Namenskonvention	x	
Indexierung in Suchmaschinen	x	
Daten zum FBMC		
Verfügbarkeit, Vollständigkeit und Auffindbarkeit der Daten		x
Auffindbarkeit des Utility-Tools	x	
Quellen und Ansprechpartner	x	
Performance des Utility-Tools		x
Dokumentation Utility-Tool Versionierung und Aktualisierung	x	
Dokumentation Utility-Tool Bezugnahme auf Methodikbeschreibungen	x	
Dokumentation Utility-Tool Updates	x	
Utility-Tool-Webservice		x

Die hier behandelten Transparenzanforderungen wurden in „Quick-Wins“ und „Large-Gains“ unterteilt. Quick-Wins beschreiben jene Lösungsansätze, die mit einem relativ geringen Implementierungsaufwand und ohne weitreichende Anpassung der Infrastruktur umsetzbar sind. Als Large-Gains werden umfangreichere Lösungsansätze bezeichnet, deren Umsetzung mit einem höheren oder hohem Implementierungsaufwand verbunden ist, die aber nichtsdestotrotz als eine zentrale Anforderung im Sinne einer transparenten Daten- und Informationsbereitstellung angesehen werden können und für den Markt bzw. im Sinne der Transparenz einen hohen Nutzen bringen würden.

Bei allen Anforderungen muss in Betracht gezogen werden, dass deren Umsetzungsaufwand in Bezug auf eine zukünftige Implementierung bewertet wurde. Eine Ex-post-Implementierung in bereits bestehende Dokumente würde, wenn überhaupt möglich, einen wesentlich höheren Aufwand bedeuten.

Die angeführten Punkte werden in den nachfolgenden Unterabschnitten ausführlicher beschrieben.

3.4.1.1 Dokumentenverwaltung im FBMC

Standardisierte Dokumentenstruktur

Für die veröffentlichten Dokumente zum FBMC sollte eine standardisierte Vorlage erstellt und verwendet werden. Transparenzanforderungen für diese Vorlage sind:

- ▶ AutorIn/verantwortliche Organisation/AnsprechpartnerIn
- ▶ Erstellungsdatum
- ▶ Gültigkeit ab wann, für welche Region
- ▶ Versionsnummer
- ▶ Änderungen zur Vorversion (ggf. in einer separaten Version)
- ▶ Angaben zur Gültigkeit nicht geänderter Teile der Vorversion
- ▶ Sonstige relevante Dokumente zu diesem Thema

Dies erleichtert die Nachvollziehbarkeit der Entwicklung der Dokumentationen und ermöglicht die Bestimmung der Aktualität der Informationen.

Dateiformat

Dokumente müssen in gängigen Dateiformaten, wie z. B. als PDF-Datei und/oder HTML zur Verfügung gestellt werden (siehe Beispiele in Abschnitt 3.4.2.1.2). Für Berichte sollte ein Berichtsformat mit entsprechenden Erläuterungen zu Methodik und Abbildungen gewählt werden und nicht lediglich eine Präsentation. Rohdaten für Darstellungen in Berichten sollten, soweit möglich, in einem maschinenlesbaren Format gemeinsam mit Dokumenten zur Verfügung gestellt werden.

Auffindbarkeit von Anlagen

In den Dokumenten erwähnte Anlagen müssen zwingend entweder dem Dokument als Anlage beigelegt werden, mit entsprechenden Querverweisen (Links) oder einem „Digital Object Identifier“ auffindbar sein. Die Dateien dürfen nicht verschoben oder ersetzt werden. Es muss auch erkennbar sein, wer für die Bereitstellung der Dokumente verantwortlich ist.

Systematische Ablage von Dokumenten

Dokumente müssen mit möglichst geringen Suchkosten auffindbar sein. Darüber hinaus sollten Dokumente systematisch abgelegt werden. Und zwar auf eine Art und Weise, die es den Marktteilnehmern und Marktbeobachtern ermöglicht, einerseits möglichst schnell das gerade aktuelle Dokument zu finden und andererseits Vorgängerversionen zu identifizieren (z. B. Archiv). Für die leichtere Nachvollziehbarkeit von Änderungen wäre ein Änderungsprotokoll oder ein A-B-Vergleich mit farblicher Kennzeichnung hilfreich. Dies ist auch im Hinblick auf die dynamische zukünftige Entwicklung relevant, da zu erwarten ist, dass die (Änderungs-)Prozesse im Rahmen der CORE-Erweiterung weiter an Komplexität gewinnen. Eine Orientierung an Lösungen, die es zulassen, große Textmengen zu durchsuchen und zu verknüpfen, ist daher gegenüber einer Lösung, die optisch orientiert ist (z. B. Kachelsystem der ENTSO-E), klar zu bevorzugen (siehe Beispiele in Abschnitt 3.4.2.1.1 bzw. 3.4.2.1.2). Der Standard an Transparenz und vor allem an die Nachvollziehbarkeit für Dokumente des FBMC sollte sich schlussendlich an dem Publikationsstandard von Rechtsmaterien orientieren.

Dokumentenarchivierung und -versionierung spielt überall dort eine zentrale Rolle, wo Dokumente einem konstanten Entwicklungsprozess unterliegen, beziehungsweise regelmäßig upgedatet werden oder mehrere AutorInnen an der Erstellung beteiligt sind. Ziel ist es, den Leser schnell über Status und Chronologie des vorliegenden Dokuments zu informieren (Rochfort, 2015).

Bei komplexeren Entwicklungsprozessen ist es hilfreich, den Prozess mittels Dokumenten-Versionstabellen zu arbeiten und diese den Nutzern ebenfalls zur Verfügung zu stellen.

Tabelle 12: Beispiel für eine Dokumenten-Versionstabelle; Quelle: (Rochfort, 2015)

Version	Titel	AutorIn	Datum	Link	Änderungen
0.1	Prozess_XY_2019_Draft_0.1.pdf	Max Muster	2018-08-01	Link_to_0.1	Draft
0.2	Prozess_XY_2019_Draft_0.2.pdf	Max Muster	2018-09-05	Link_to_0.2	Kapitel 2: Methodik
0.3	Prozess_XY_2019_Draft_0.3.pdf	Barbara Beispiel	2018-10-05	Link_to_0.3	Qualitätskontrolle
0.4	Prozess_XY_2019_Draft_0.4.pdf	Max Muster	2018-11-15	Link_to_0.4	Konsultation
1.0	Prozess_XY_2019_Final_1.0.pdf	Max Muster	2018-11-30	Link_to_1.0	Finalversion
1.1	Prozess_XY_2019_Final_1.1.pdf	Max Muster	2019-06-30	Link_to_1.1	Datenupdate Kapitel
2.0	Prozess_XY_2020_Final_2.0.pdf	Barbara Beispiel	2019-11-30	Link_to_2.0	Aktualisierung der Gesetzestexte
2.1	Prozess_XY_2020_Final_2.1.pdf	Max Muster	2020-04-08	Link_to_2.1	Update Link
...

Namenskonvention

Um den Nutzern den Umgang mit Dokumenten zu erleichtern, sollte zudem auf Namenskonventionen der Dokumente geachtet werden. Empfehlungen beispielsweise der Princeton University für Mindestanforderungen sind³⁴:

- ▶ Dateinamen müssen konsistent sein.
- ▶ Dateinamen sollen kurz, aber verständlich sein (weniger als 25 Zeichen).
- ▶ Sonderzeichen und Leerzeichen sollten vermieden werden.
- ▶ Groß- und Kleinschreibung und Unterstriche sollten anstatt Punktzeichen oder Bindestrichen verwendet werden.
- ▶ Das Datumsformat sollte in ISO 8601 sein: JJJJMMTT (vorangestellt, um die chronologische Sortierung zu ermöglichen).
- ▶ Eine Versionsnummer sollte vorhanden sein.
- ▶ Die spezifische Namenskonvention sollte im Datenmanagementplan verankert sein.

Wenn bereits bei der Erstellung der Dokumente auf diese Konventionen geachtet wird, wird vermieden, dass alle Nutzer jeweils wieder eine Namenskonvention zur systematischen Ablage einführen müssen. Zur Verminderung der Transaktionskosten und aufgrund der relativ einfachen Umsetzbarkeit ist dies eine zentrale Empfehlung hinsichtlich aller (neuen) Dokumente.

Indexierung in Suchmaschinen

Darüber hinaus würde eine vollständige Indexierung in allen gängigen Suchmaschinen das Auffinden und Wiederfinden bereits vorhandener Dokumente erleichtern.

3.4.1.2 Datenbereitstellung im FBMC (JAO-Utility-Tool)

Ziel der Datenbereitstellung soll es sein, den Marktteilnehmern und Marktbeobachtern einen niederschweligen Zugang zu allen notwendigen Datensätzen mit möglichst geringen Such- und Transaktionskosten zu gewährleisten. An dieser Stelle wird nicht darauf eingegangen, welche zusätzlichen Auswertungen für das Verständnis des FBMC wünschenswert wären, sondern wie man die Auffindbarkeit, Nachvollziehbarkeit und Konsistenz von vorhandenen Daten im JAO-Utility-Tool verbessern könnte.

“High quality data are accurate, available, complete, conformant, consistent, credible, processable, relevant and timely.” (EU Open Data Support, 2014)

Basierend auf (EU Open Data Support, 2014) sollte eine qualitätsvolle Datenbereitstellung folgende Kriterien erfüllen:

- ▶ Genauigkeit: Stellen die Daten das reale Ereignis korrekt dar?
- ▶ Konsistenz: Enthalten die Daten keine Widersprüche?
- ▶ Verfügbarkeit: Ist der Zugriff auf die Daten immer möglich?
- ▶ Vollständigkeit: Enthalten die Daten alle Datenelemente?
- ▶ Konformität: Entsprechen die Daten anerkannten Standards?

³⁴ <https://libguides.princeton.edu/c.php?g=102546&p=930626>

- ▶ Glaubwürdigkeit: Stützen sich die Daten auf vertrauenswürdige Quellen?
- ▶ Verarbeitbarkeit: Sind die Daten maschinenlesbar?
- ▶ Relevanz: Enthalten die Daten eine angemessene Datenmenge?
- ▶ Aktualität: Repräsentieren die Daten die aktuelle Situation und werden sie zeitgerecht veröffentlicht?

Die Gewichtung dieser Kriterien hängt immer vom jeweiligen Datensatz und vom Ziel der Veröffentlichung ab. Auch eine Abwägung von Kosten und Nutzen spielt dabei eine Rolle. Das JAO-Utility-Tool bietet zeitnah einen großen Teil der relevanten Daten zur lastflussbasierten Marktkopplung und erfüllt damit viele der vorgegebenen Kriterien (wie etwa Genauigkeit, Konsistenz oder Aktualität). In Hinblick auf die Erhöhung der Transparenz weist das Utility-Tool jedoch bei einigen der angeführten Kriterien noch Verbesserungspotenzial auf. Im Hinblick auf die Datenbereitstellung sind vor allem beim JAO-Utility-Tool Änderungen – mit wenigen Ausnahmen – mit einem mittleren bis großen Aufwand verbunden, bieten aber die Möglichkeit für starke Verbesserungen der Transparenz. Im Folgenden werden daher Verbesserungsmöglichkeiten in Bezug auf eine qualitätsvolle Datenbereitstellung aufgezeigt.

Verfügbarkeit, Vollständigkeit und Auffindbarkeit der Daten

Die Verfügbarkeit und Auffindbarkeit von vollständigen Datensätzen muss gewährleistet sein. Voraussetzung dafür ist, dass alle Daten an möglichst wenig Zugriffspunkten gesammelt sind. Dies erfolgt größtenteils im JAO-Utility-Tool. Weitere Datensätze sollen nicht im Messageboard der JAO-Website, sondern (auch) gesammelt an einem Ort zur Verfügung gestellt werden. Darüber hinaus muss das Utility-Tool durchgehend auf der JAO-Plattform zu finden sein.

Die Vollständigkeit aller zur Marktkopplung relevanten Daten, wie beispielsweise auf der ENTSO-E-Transparency-Plattform oder ähnlichen Plattformen, wird ausführlich in Kapitel 3.4.2 diskutiert.

Quellen und Ansprechpartner

Die Nachvollziehbarkeit der Herkunft, Aktualität und Qualität sowohl von Informationen als auch von Daten müssen darüber hinaus gewährleistet sein. Quellen der einzelnen Datensätze sollten im Utility-Tool nachvollziehbar sein. Ansprechpartner sowohl bei Verständnisproblemen als auch bei Fragen zu den Daten sollten verfügbar sein.

Performance des Utility-Tools

Die Performance des Utility-Tools sollte gemonitort und in weiterer Folge verbessert werden. Bedenkt man, dass es sich beim Utility-Tool um einen zentralen Datensatz zum FBMC handelt, muss eine reibungslose Funktionalität und Verfügbarkeit sichergestellt sein und wenn möglich ein Performance-Standard definiert und getestet werden. Es stellt sich darüber hinaus die Frage, ob ein Excel-Tool für die große Menge an Daten, die bei der lastflussbasierten Marktkopplung täglich veröffentlicht werden, die beste Lösung darstellt.

Dokumentation Utility-Tool

Für die Dokumentation des Utility-Tools sollten eine dem wissenschaftlichen Standard entsprechende Versionierung (siehe auch Kapitel 3.4.1.1) und regelmäßige Aktualisierung eingeführt werden.

Datensätze müssen verständlich und in Bezugnahme auf offizielle Methodikbeschreibungen definiert werden (vgl. der Begriff „Virgin Domain“ findet sich vorwiegend in der Dokumentation zum JAO-Utility-Tool, nicht jedoch in den offiziellen Dokumentationen zum FBMC). Es muss mit möglichst geringen Transaktionskosten machbar sein, die veröffentlichten Datensätze den einzelnen Parametern im FBMC-Prozess zuzuordnen. Querverweise zu detaillierteren Methodikbeschreibungen sind notwendig.

Ankündigungen über **Updates** sollten frühzeitig und wirksam an Marktteilnehmer kommuniziert werden. Generell sollten Updates so oft wie nötig, aber nicht häufiger durchgeführt werden, um den NutzerInnen bei der Arbeit mit den Daten und Tools eine möglichst hohe Effizienz zu ermöglichen. Jede Änderung der Datensätze und des Tools bringt auch immer eine neue Einarbeitungsphase (oder IT-seitige Anpassungen) mit sich.

Utility-Tool-Webservice (Verarbeitung der Daten)

Das Webservice des JAO-Utility-Tools bietet eine API für den automatischen Download der Daten. Das erleichtert die Integration dieser Daten in eigene Softwarelösungen oder Analysetools. Das Webservice bietet viele Verbesserungsmöglichkeiten, die den Marktteilnehmern den Zugang zu den Daten erleichtern könnten. Um eine maschinelle Bearbeitung der Daten zu unterstützen, sollte das JAO-Webservice mit Code-Snippets in zusätzlichen Programmiersprachen (R, Python) ausgestattet werden. Das erleichtert auch Personen, die keine Erfahrungen im Umgang mit Webservices haben, den Zugriff auf die Rohdaten (z. B. Universitäten).

Grundsätzlich ist das Webservice nicht ausreichend dokumentiert. Gute Dokumentationen reduzieren den Aufwand für die Implementierung deutlich. Zusätzlich geben diese den Entwicklern auch die Möglichkeit, die Nutzer über alle Funktionen genau zu informieren, sodass der Service optimal verwendet werden kann. Dies beinhaltet unter anderem zum Beispiel:

- ▶ Zugriffsmöglichkeiten
- ▶ Abfragen & Abfragebeispiele
- ▶ Fehlerbehandlung
- ▶ Tracking von Änderungen zwischen Versionen³⁵

Die Dokumentation ist dabei ein zentraler Kommunikationskanal von den Entwicklern in Richtung NutzerInnen. Als positives Beispiel kann hier die Dokumentation des „Statistical Data and Metadata eXchange für Python“ angeführt werden.

Die Datenauswertung kann weiter vereinfacht werden, indem zusätzliche maschinenlesbare Datenformate wie JSON oder XML im Bulk-Download zur Verfügung gestellt werden. Der resultierende Mehraufwand für einen Fileserver ist gering. Die größere Bandbreite an Zugriffsmöglichkeiten gestattet auch einer größeren Zahl an Marktteilnehmern Zugriff auf die Rohdaten und damit Einblicke in die Funktionsweise der europäischen Marktkopplung.

Anders als im Alltag üblicherweise wahrgenommen spielen Zeitzonen in international koordinierten (IT-)Prozessen und den daraus resultierenden Zeitreihendaten eine fundamentale Rolle. Es muss sichergestellt sein, dass die Daten mit einem eindeutig definierten Zeitstempel versehen sind. Die Verwendung von einem UTC und einem lokalen Zeitstempel mit entsprechender, klar ausgewiesener Zeitzoneninformation sowie dem international gültigen UTC-Stempel³⁶ ist empfehlenswert. Zusätzlich erleichtert die Bereitstellung von unterschiedlichen Datenformaten (Stichwort maschinenlesbar vs. menschenlesbar) die Arbeit mit den Daten und ist hilfreich, um die Informationen unterschiedlichen Nutzern zugänglich zu machen.³⁷ Ein Beispiel für einen kompletten Zeitstempel liefert die ISO 8061³⁸: *2009-01-01T12:00:00+01:00 -> 12:00:00 Uhr am 1. Januar 2009 in Wien (MEZ).*

Insbesondere gelten diese Anforderungen auch während der Entwicklungs- und Testphase von neuen Schnittstellen. Die Nachvollziehbarkeit muss dabei jederzeit gewährleistet sein. In diesem Zusammenhang ist auch auf

³⁵ Best-Practices in „API Documentation“

³⁶ https://de.wikipedia.org/wiki/Koordinierte_Weltzeit

³⁷ <https://phpdevapi.wordpress.com/2015/02/25/time-zone-and-its-importance/>

³⁸ <https://www.iso.org/iso-8601-date-and-time-format.html>

eine sachdienliche Dokumentation der Dateistruktur hinzuweisen (Metadaten-Files z. B. EEX (vgl. [EEX Market Data – SFTP CSV Interface Specification](#)) (EEX, 2020).

Eine weitere transparenzfördernde Maßnahme betrifft die RSS-Feeds, welche einem Bewertungssystem nach Adressat und Wichtigkeit unterliegen sollten.

3.4.2 Empfehlungen für die Verbesserung der Transparenz anhand konkreter Beispiele

Die folgende Beispielsammlung soll konkrete Anwendungen aufzeigen, die die Transparenz im FBMC verbessern können. Datentransparenz spielt in vielen Disziplinen, Organisationen und Prozessen eine zentrale Rolle. Dem entsprechend haben verschiedene Institutionen (u. a. Universitäten, Regierungsbehörden und Normierungsinstitute) Konventionen und Standards entwickelt, die hier beispielhaft dargestellt werden.

Die Beispiele werden zur besseren Übersicht in drei Kategorien unterteilt (siehe Abbildung 31); diese sollen dabei helfen, zwischen den unterschiedlichen Dimensionen der aktuellen Herausforderungen zu differenzieren.

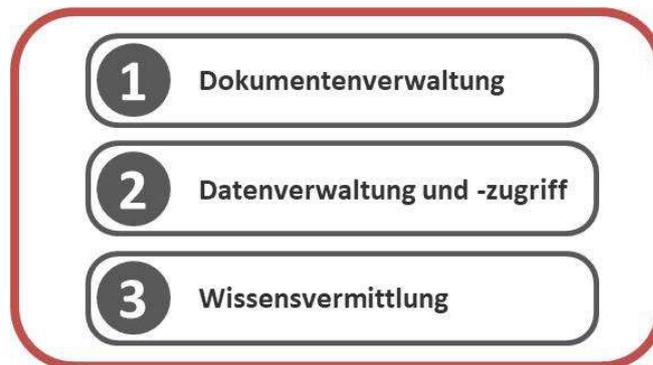


Abbildung 31: Kategorien Anwendungsbeispiele zur Verbesserung der Transparenz; Quelle: eigene Darstellung

Zum besseren Verständnis folgt eine kurze Beschreibung der Kategorien. Es ist zu beachten, dass nicht alle Lösungsvorschläge scharf einer Kategorie zuzuordnen sind. Manche Anwendungsbeispiele bieten Ansätze für die gleiche bzw. ähnliche Problemausprägungen. Es sind nicht notwendigerweise alle Beispiele umzusetzen, jedoch sollten alle identifizierten Probleme auch bearbeitet werden.

Dokumentenverwaltung

Beispiele zur Dokumentenverwaltung stellen Lösungen dar, die das Finden und Wiederfinden von Informationen durch eine strukturiertere Bereitstellung erleichtern. Vor ähnlichen Herausforderungen stehen Akteure vieler unterschiedlicher Disziplinen (z. B. wissenschaftlicher Betrieb oder Gesetzestexte). Folglich haben sich bereits mannigfaltige Lösungen entwickelt, die sich in ihrem Implementierungsaufwand unterscheiden.

Datenbereitstellung

Die zweite Kategorie beinhaltet verschiedene Ansätze, die die Datenverwaltung und den Datenzugriff erleichtern. Dabei gibt es zwei Dimensionen, die zu beachten sind: Interpretierbarkeit durch den Mensch und Interpretierbarkeit durch Maschinen (Programme).

Ziel ist es, die Auffindbarkeit der Daten zu verbessern und sowohl den maschinellen Datenzugriff als auch jenen durch Menschen zu vereinfachen. In diese Kategorie fallen auch all jene Lösungen, die die Dokumentationen und die Beschreibung der Daten (z. B. Metadaten) verbessern (EU Open Data Support, 2014).

Wissensvermittlung

Die Wissensvermittlung ist Kerninhalt der letzten Kategorie. Diese soll sicherstellen, dass den Marktteilnehmern auch das notwendige Hintergrundwissen zum Verständnis aller für die Marktkopplung relevanten Prozesse zugänglich gemacht wird. Unterschiedliche Beispiele zum Wissensaustausch werden vorgestellt. Die Beispiele reichen von konventionellen Maßnahmen bis hin zu innovativen und interaktiven Konzepten. Tabelle 13 gibt einen Überblick über alle dargestellten Beispiele. Diese wurden anhand von drei Zielkriterien bewertet:

- ▶ Effektivität: Kann die Transparenz und/oder Nachvollziehbarkeit durch die Maßnahme erhöht werden?
- ▶ Aufwand: Wie hoch ist der Implementierungsaufwand der Maßnahme? Wie schnell können Änderungen implementiert werden?
- ▶ Effizienz: Steht der Aufwand im Verhältnis zum Nutzen?

Tabelle 13: Überblick Anwendungsbeispiele zur Verbesserung der Transparenz; Quelle: eigene Darstellung

Beispielsammlung	Wichtigste Merkmale	Aufwand	Effektivität	Effizienz
Dokumentenverwaltung				
Dokumentenarchivierung à la E-Control	Dokumentenarchiv	mittel	mittel	hoch
HTML-basiertes Dokumentenverwaltungssystem à la „Gesetze im Internet“		gering	hoch	hoch
Zentrale Dokumentenverwaltung	One-Stop–Shop-Dokumente	hoch	hoch	mittel
Datenverwaltung und -zugriff				
FAIR-Prinzipien	Einheitliche wissenschaftliche Standards für Datenbereitstellung	gering	hoch	hoch
Zentrale Datenverwaltung mit maschinellem Zugriff à la Quandl	One-Stop-Shop-Daten	hoch	hoch	hoch
Wissensvermittlung				
Periodischer Bericht zu FBMC-Kennzahlen à la Quartalsbericht der BNetzA		mittel	hoch	mittel
Organigramm	Grafische Darstellung aller Stakeholder	gering	gering	gering
Interaktives Flussdiagramm	Visualisierung der Prozessabläufe	mittel	mittel bis hoch	hoch
Visualisierung à la ENTSO-E Grid-Map, 50Hertz Netzlast-Karte		hoch	mittel	niedrig
Open Source aller Tools und Algorithmen		mittel	niedrig	mittel

Die Bewertung ist naturgemäß subjektiv und spiegelt auch die Art der Umsetzung der Maßnahme wider. Die hier ausgewiesene Bewertung wurde gemeinsam mit österreichischen Marktteilnehmern in einem Workshop erarbeitet und soll eine Indikation für die Relevanz der einzelnen Beispiele geben.

3.4.2.1 Dokumentenverwaltung

3.4.2.1.1 Dokumentenarchivierung à la E-Control

Eine effektive, aber einfach realisierbare Dokumentenverwaltung zeigt das Beispiel der E-Control. Die E-Control wendet auf ihrer Website eine einfache Art der Dokumentenarchivierung an. Jede Kategorie hat ein Archiv, in dem die historischen Versionen der Dokumente chronologisch abgelegt sind (siehe Abbildung 32). Das Archiv liegt in derselben Hierarchieebene und ist somit ohne nennenswerten Suchaufwand auffindbar. Die Vorteile dieser Art der Dokumentenverwaltung sind die einfachere Implementierung sowie der überschaubare Wartungsaufwand. Trotzdem können Marktteilnehmer die Aktualität und die historische Entwicklung der Dokumente schnell und unkompliziert nachvollziehen.



Abbildung 32: Auszug Verordnungen Archiv, E-Control³⁹

Natürlich wird durch eine einfache Archivierung auf mehreren Plattformen die dezentrale Organisation der Dokumente nicht verbessert. Die Effektivität der Maßnahme ist also jedenfalls geringer als die der Implementierung eines One-Stop-Shops oder einer HTML-basierten Plattform. Durch den geringen Aufwand steigt jedoch die Effizienz (gemeinsame Betrachtung von Aufwand und Effektivität) auf den ersten Blick. Bedenkt man jedoch, dass diese Maßnahme auf den verschiedensten Plattformen implementiert werden müsste, relativiert sich der geringe Aufwand möglicherweise wieder.

3.4.2.1.2 HTML-basiertes Dokumentenverwaltungssystem à la „Gesetze im Internet“

Ein Beispiel für ein HTML-basiertes Dokumentenverwaltungssystem ist die Plattform „Gesetze im Internet“⁴⁰ des deutschen Bundesministeriums der Justiz und für Verbraucherschutz. Es handelt sich dabei um eine Onlinedatenbank für alle Rechtsnormen Deutschlands. Die Plattform ermöglicht den Zugang zu den Gesetzestexten in allen gängigen Formaten wie HTML, PDF, XML und EPUB⁴¹. Die zur Verfügung gestellten Dokumente in HTML-Format erlauben eine Online-Volltextsuche (siehe Abbildung 33) und können somit die Stichwortsuche erheblich erleichtern, da die Suchfunktion das systematische Durchforsten aller Dokumente erlaubt. Änderungen der Dokumente werden dokumentiert, berichtet und auch sofort in das jeweilige relevante Dokument eingearbeitet. Somit ist die Aktualität der Dokumente sichergestellt. Zusätzlich können Stakeholder die Entwicklung der Dokumente auch ex-post nachvollziehen.

³⁹ Quelle: https://www.e-control.at/recht/bundesrecht/oekostrom-energieeffizienz/verordnungen-archiv#p_id_com_liferay_journal_content_web_portlet_JournalContentPortlet_INSTANCE_10306A20241; Zugriff: 16.03.2020

⁴⁰ <https://www.gesetze-im-internet.de/>

⁴¹ gängiges E-Book-Format



Abbildung 33: „Gesetze im Internet“-Plattform, Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz⁴²

Die Marktteilnehmer schätzten sowohl Effektivität als auch Effizienz eines HTML-basierten Dokumentenverwaltungssystems sehr hoch ein. Der Aufwand wurde im Vergleich zum großen Nutzen als überschaubar bewertet. Die Verantwortung und Übernahme der Kosten für die Umsetzung, Betreuung und Haftung ist derzeit noch offen. Es muss sichergestellt werden, dass diese Informationsquelle öffentlich zugänglich ist und möglichst niederschwellige Zugriffsvoraussetzungen hat (vgl. ENTSO-E).

3.4.2.1.3 Zentrale Dokumentenverwaltung (One-Stop-Shop-Dokumente)

Eine zentrale Dokumentenverwaltung, die alle relevanten Informationen auf einer Plattform zur Verfügung stellt, anstatt diese, wie derzeit, auf unterschiedlichsten Plattformen zu verteilen, reduziert die Such- und Transaktionskosten im FBMC massiv. Im Idealfall stellt diese Plattform eine zentrale Sammelstelle sowohl für alle relevanten Dokumente als auch für alle entsprechenden Rohdaten dar. Zusätzlich kann diese Plattform auch als bidirektionale Kommunikationsplattform zwischen Marktteilnehmern und ÜNB/NEMOs genutzt werden.

Eine One-Stop-Shop-Plattform wurde von den österreichischen Marktteilnehmern äußerst positiv bewertet. Als größter Vorteil des One-Stop-Shops wird die Zentralität gesehen, welche die derzeitige Problematik der Plattformvielfalt (ACER, ENTSO-E, JAO, NRAs, ÜNB ...) lösen könnte. Dazu kommt die Gewissheit, dass man alle relevanten Informationen erhält, wenn man lediglich eine Quelle beobachtet. Der Aufbau einer zentralen Dokumentenverwaltung ist mit einem massiven Aufwand verbunden. Dabei ist zwischen der technischen und der organisatorischen Umsetzung zu unterscheiden. Die Verantwortung für die Implementierung und Aktualisierung muss geklärt und klar festgelegt werden – dies wird als wesentliche Hürde für die Erstellung gesehen. Zu klären ist weiters, an welcher Stelle diese Verantwortlichkeit festgesetzt werden kann und inwieweit es dafür rechtliche Rahmenbedingungen braucht (z. B. Revision der CACM-Leitlinie (EU 2015/1222)). Wird keine Organisation zur Implementierung verpflichtet und der One-Stop-Shop daher kommerziell betrieben, ist die dadurch entstehende Monopolstellung als kritisch einzustufen.

Auch kann man durch das Angebot einer zentralen Dokumentenverwaltung nicht verhindern, dass andere Plattformen Parallelstrukturen mit zusätzlichen Informationen oder Interpretationen etablieren. Dies würde jedoch – unter der Voraussetzung, dass die Informationen im One-Stop-Shop vollständig sind – kein Problem darstellen. Der One-Stop-Shop muss jedenfalls alle öffentlichen Informationen in hinreichender Qualität bündeln.

⁴² Quelle: <https://www.gesetze-im-internet.de/volltextsuche.html>; Zugriff: 16.03.2020

3.4.2.2 Datenbereitstellung

3.4.2.2.1 FAIR-Prinzipien

Die FAIR-Prinzipien haben sich als Standard in der wissenschaftlichen Community etabliert und schreiben den Umgang mit Daten vor. Die FAIR-Prinzipien definieren, dass Daten auffindbar (**F**indable), zugänglich (**A**ccessible), interoperabel (**I**nteroperable) und wiederverwendbar (**R**eusable) sein müssen, siehe Abbildung 34.

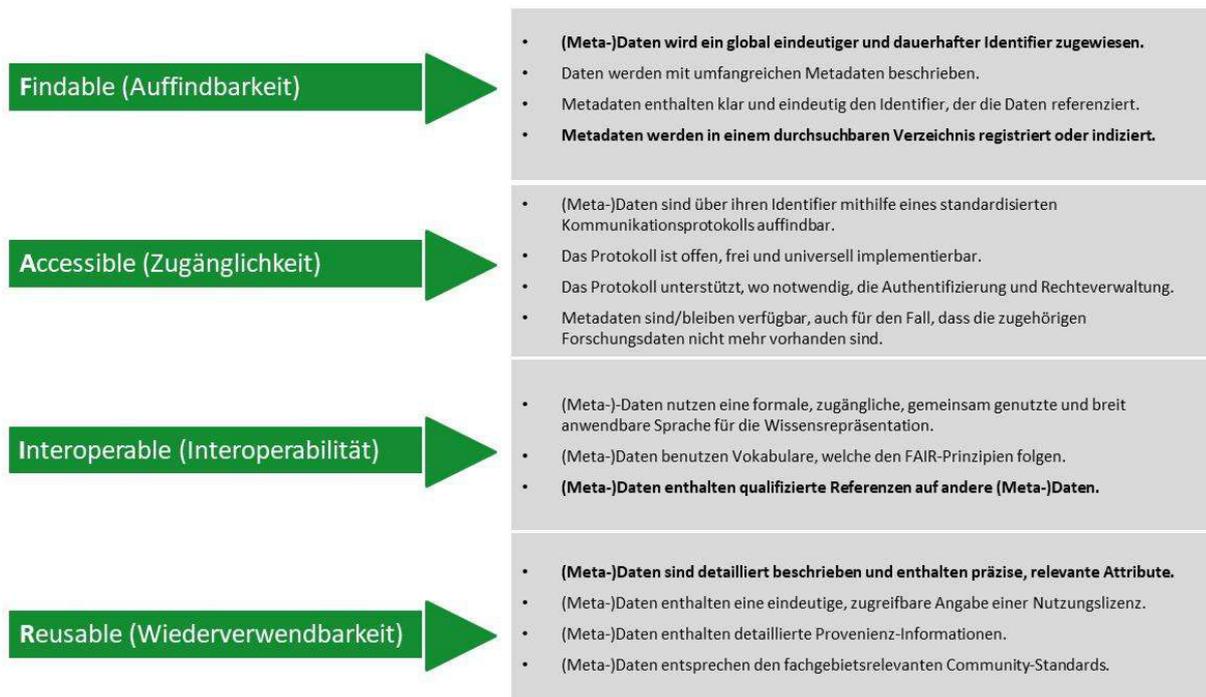


Abbildung 34: FAIR-Prinzipien Zusammenfassung⁴³

Bei dem Grundsatz „Findable“ wird beispielsweise ein „Globally Unique Identifier“ („Digital Object Identifier“, kurz DOI) mit den verwendeten Daten und den dazugehörigen Metadaten verbunden. Die Daten/Metadaten werden in Suchmaschinen indiziert. Der Begriff „Accessible“ schreibt ein standardisiertes Kommunikationsprotokoll vor, welches beim Abrufen der Daten/Metadaten verwendet wird. Der Zugriff zu den Metadaten muss noch bestehen bleiben, auch nachdem die Daten und daraus resultierende Auswertungen bereits nicht mehr vorhanden sind. Unter „Interoperable“ versteht man, dass die Speicherung von Daten den gängigen Übertragungs- und Strukturprotokollen entspricht. Der letzte Grundsatz „Reusable“ schreibt vor, Daten/Metadaten hinreichend zu beschreiben, sodass sie von jedem ohne weiteren Kontext oder Vorwissen zweifelsfrei interpretiert werden können.

Die Anwendung von FAIR- oder ähnlicher Prinzipien ist mittlerweile wissenschaftlicher Standard und oft Voraussetzung für den Erhalt von Forschungsgeldern (European Commission, 2016). Ihre Anwendung auf die im Rahmen der europäischen Marktkopplung veröffentlichten Daten würde die Benutzerfreundlichkeit von Plattformen wie beispielsweise der JAO-Plattform, aber vor allem auch die Transparenz und Nachvollziehbarkeit der Prozesse fundamental verbessern. Um Praxistauglichkeit zu gewährleisten, müssen die Prinzipien nicht eins zu eins übernommen werden, sondern können an die Ansprüche der Zielgruppe angepasst werden. Dies erfordert die Partizipation aller Stakeholder. In den Grundzügen stellen die FAIR-Prinzipien jedoch ein sehr gutes Gerüst dar, um interdisziplinäre und zeitlich stabile Transparenz und Nachvollziehbarkeit zu generieren.

⁴³ Quelle: The FAIR Guiding Principles for scientific data management and stewardship; <https://doi.org/10.1038/sdata.2016.18>

Die FAIR-Prinzipien wurden in Bezug auf Effektivität, Aufwand und Effizienz von den Marktteilnehmern durchwegs sehr positiv bewertet. Die Implementierung des Konzeptes wäre auch, etwa durch den Einbau in das Qualitätsmanagement aller betroffenen Stakeholder (ÜNB, JAO ...) mit überschaubarem Aufwand umsetzbar (z. B. ISO 9001). Letztlich muss eine Instanz etabliert werden, die dieses Regelwerk auch durchsetzen bzw. einfordern kann.

3.4.2.2.2 Zentrale Datenverwaltung mit maschinellem Zugriff à la Quandl (One-Stop-Shop-Daten)

Quandl stellt ein Beispiel für eine zentrale Sammelstelle für Finanzdaten dar. Die Plattform erlaubt den Zugriff über den Browser, aber auch über andere Kanäle, die ebenfalls den maschinellen Zugriff durch eine Programmierschnittstelle (API) unterstützen.

Dieses Konzept kann auf Datensätze, die bei dem FBMC-Prozess entstehen, übertragen werden. Die Dashboard-Ansicht im Browser ermöglicht den Marktteilnehmern, schnell einen Überblick über die Daten und die aktuelle Situation zu bekommen. Zusätzlich profitieren die Marktteilnehmer von einem standardisierten Zugang in gängigen Sprachen (Python, R und Excel) und Formaten, siehe Abbildung 35. Quandl stellt außerdem Programmierbeispiele zur Verfügung, um den Datenzugriff via API zu erleichtern.

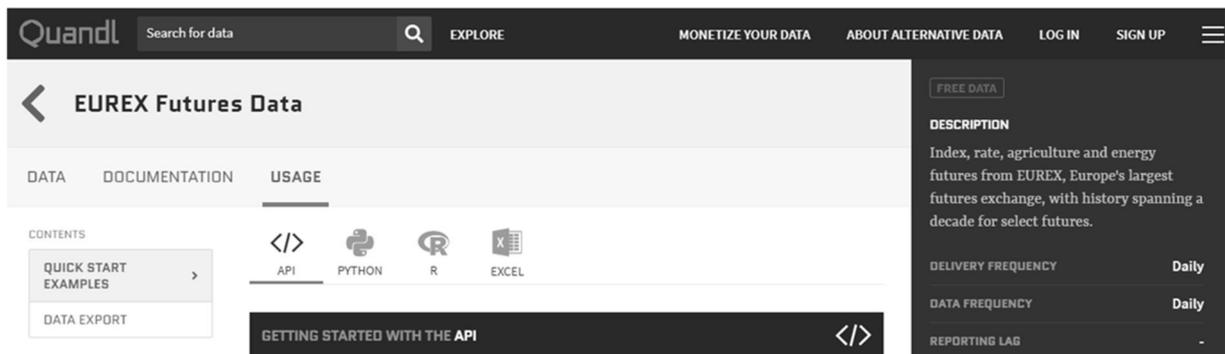


Abbildung 35: Auszug maschineller Datenzugang „EUREX Futures Data“, Quandl⁴⁴

Effektivität und Effizienz wurden von den Marktteilnehmern hoch eingeschätzt. Ein mögliches Problem stellt die Verantwortung dar: Mehrfachzuständigkeiten wird man auch durch die Festsetzung eines Verantwortlichen nicht gänzlich eliminieren können. Zudem stellt sich auch die Frage der Finanzierung. Grundsätzlich muss der Zugang für alle offen sein. Eine Möglichkeit der verursachergerechten Kostenübernahme könnten Premiummodelle für hochauflösende Daten oder Abfragelimits sein. Im Sinne des öffentlichen Interesses an einem möglichst transparenten Markt und der Herstellung eines „Level Playing Field“ ist eine kostenlose Zurverfügungstellung der Daten empfehlenswert (beispielsweise gemeinsame Kostenübernahme durch ÜNB und weiter folgende Sozialisierung der Kosten).

3.4.2.3 Wissensvermittlung

In diesem Zusammenhang ist auch auf die sachgemäße Publikation und Verwaltung der Metadaten zu verweisen. Metadaten sind Voraussetzung, dass Daten durch die Nutzer interpretierbar sind und bleiben (European Commission, 2016).

⁴⁴ Quelle: <https://www.quandl.com/data/EUREX-EUREX-Futures-Data/usage/quickstart/api>; Zugriff: 16.03.2020

3.4.2.3.1 Periodischer Bericht zu FBMC-Kennzahlen à la Quartalsbericht der BNetzA

Bei dem Quartalsbericht der BNetzA handelt es sich um einen regelmäßig erscheinenden Bericht zur Netz- und Systemsicherheit. Der Bericht stellt eine Zusammensetzung aus quantitativen und qualitativen Informationen dar. In Bezug auf das FBMC sind die Darstellung von relevanten Kennzahlen und der Entwicklung sowie die Beschreibung von Auffälligkeiten von Interesse. Der Bericht stellt den Marktteilnehmern eine interpretierte Version der Daten zur Verfügung. Dadurch werden Hintergründe, Zusammenhänge, Problemstellungen und Überlegungen seitens der ÜNB besser kommuniziert. Die Marktteilnehmer bekommen ein besseres Verständnis, als sie durch reine Datenanalyse oder Beschreibung der Prozessabläufe erhalten können (Bundesnetzagentur, 2020).

Allein die Verpflichtung zur Berichtslegung reicht hier jedoch nicht aus. Eine funktionierende Qualitätssicherung und Minimalanforderungen an Inhalt und Ausmaß müssen spezifiziert werden. Das nicht maschinenlesbare Format eines periodischen Berichtes stellt natürlich einen Nachteil dar. Das könnte aber durch die parallele Zurverfügungstellung der entsprechenden Rohdaten umgangen werden. Der Aufwand für eine umfangreiche Berichtserstellung wird als relativ hoch angesehen.

3.4.2.3.2 Organigramm

Eine unterstützende Funktion beim Know-how-Transfer stellt ein Organigramm dar. Durch ein Organigramm könnten alle involvierten Subjekte im FBMC-Prozess sowie deren Beziehungen untereinander aufgezeigt werden. Subjekte könnten beispielsweise Quellen, Akteure oder Institutionen sein. Graphenmodelle sind eine Möglichkeit, solche Wirkungsgefüge klar ersichtlich darzustellen. Abbildung 36 soll ein Beispiel eines solchen Graphenmodells illustrieren.

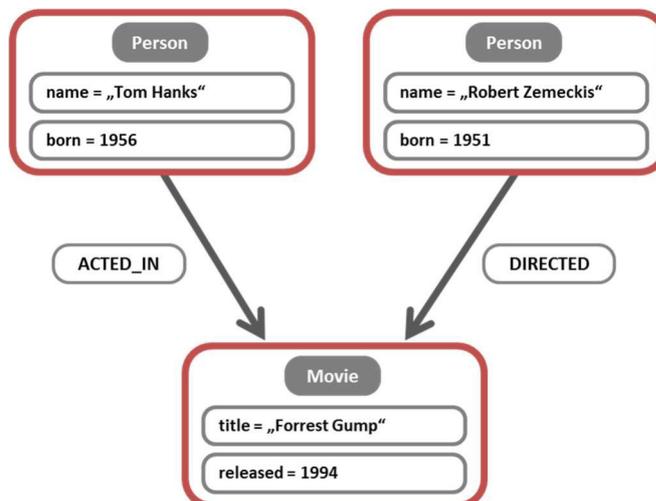


Abbildung 36: Exemplarisches Beispiel eines Graphenmodells; Quelle: eigene Darstellung

Von den österreichischen Marktteilnehmern wurde der Nutzen des Organigramms als eher gering eingestuft bei vergleichsweise hohem Implementierungsaufwand.

3.4.2.3.3 Interaktives Flussdiagramm

Eine Darstellung der komplexen Prozesse und Subprozesse im FBMC durch ein interaktives Flussdiagramm unterstützt die Wissensvermittlung. Es hat den Vorteil, dass Marktteilnehmer einen schnellen Überblick über die relevanten Prozessschritte bekommen, und eignet sich besonders gut, um Prozesse, Algorithmen und auch vor-

handene Datensätze zu veranschaulichen, siehe Abbildung 37. Eine Ergänzung des Flussdiagramms mit Kontexthilfe, Toolboxes und interaktiven Hoverboxen⁴⁵ ermöglicht zusätzliche Verknüpfungen zu weiterführender Literatur.

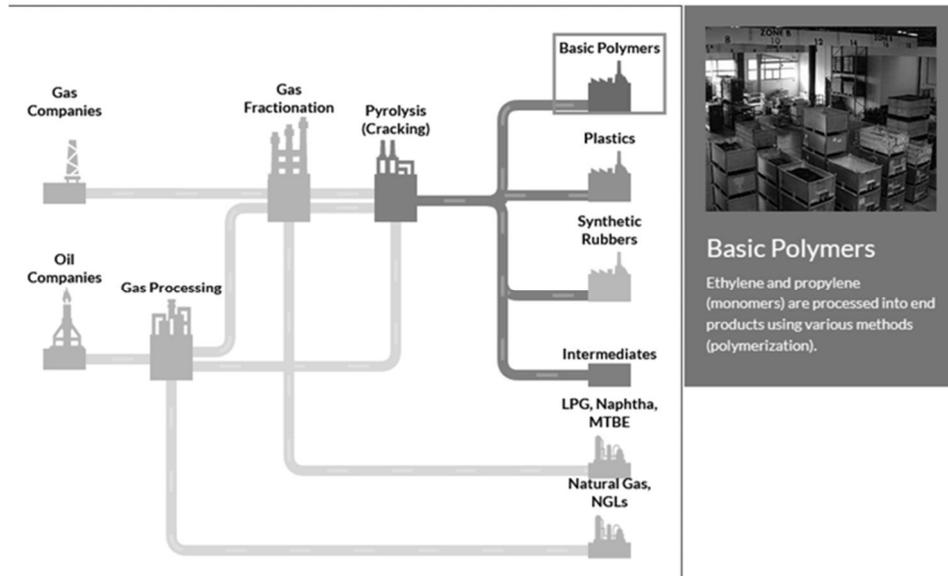


Abbildung 37: Exemplarisches Beispiel für ein interaktives Flussdiagramm⁴⁶

Je nach Detailgrad der Umsetzung variiert natürlich der damit verbundene Aufwand. Auch darf der Aufwand für die laufende Aktualisierung nicht unberücksichtigt bleiben. Die Effektivität eines interaktiven Flowcharts wurde jedoch durchwegs positiv bewertet. Dies liegt an der Kombination von überblicksmäßiger Visualisierung der komplexen Prozessabläufe und der ergänzenden Hinterlegung von detaillierten Informationen. Die Verantwortung für Umsetzung, Instandhaltung und Inhalt muss wie in den meisten anderen Beispielen erst geklärt werden.

3.4.2.3.4 Visualisierung à la ENTSO-E Grid-Map und 50Hertz Netzlast-Karte

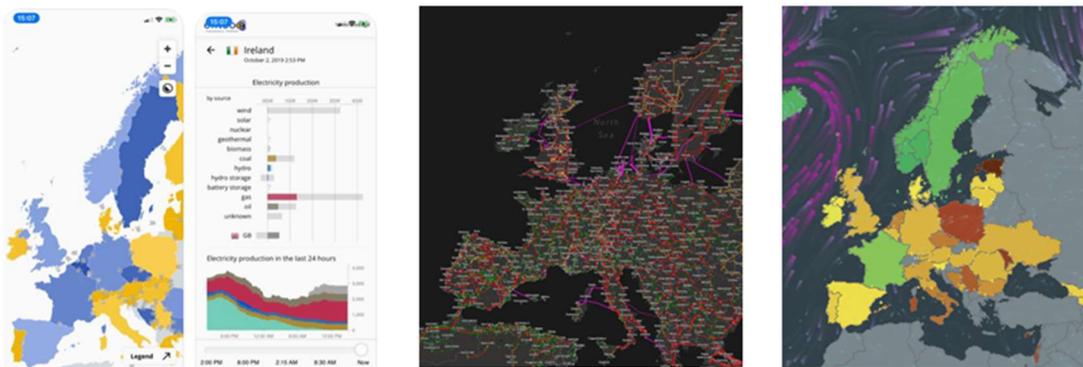


Abbildung 38: Beispiele für die Umsetzung von Kartendarstellungen zum Informationstransfer in der Energiewirtschaft. Die zugrunde liegende Datenstruktur kann mittels API abgefragt werden. Quellen von links nach rechts: (1) & (2) [ENTSO-E Transparency APP](#), (3) [ENTSO-E Grid Map](#), (4) [ElectricityMap](#) von Tomorrow

⁴⁵ Eine Hoverbox ist eine Pop-up-Box, welche nur erscheint, wenn sich der Zeiger der Maus über einem bestimmten Objekt befindet. Für die Aktivierung der Hoverbox wird kein Mausklick benötigt.

⁴⁶ Quelle: <https://gojs.net>; Zugriff: 09.01.2020

Ergänzend zu einer zentralen Datenplattform (Kapitel 3.4.2.2.2) könnte eine Visualisierung der Daten angelehnt an die „ENTSO-E Transparency APP“, die „ENTSO-E Grid Map“ oder die ElectricityMap zur Verbesserung des Know-how-Transfers beitragen. Letztere bietet eine grafisch sehr gut aufbereitete Oberfläche zur Visualisierung von Erzeugungs- sowie Import- und Exportdaten (Tomorrow, 2020).

Diese Art der Darstellung würde sich vor allem für die Visualisierung der CBCOs (siehe Abbildung 39) oder der Stromflüsse eignen und könnte diese breitenwirksam aufbereiten. Sie kann sowohl eine überblicksmäßige Darstellung der Marktsituation aufzeigen, also auch detaillierte Informationen zu einzelnen CBCOs und Engpässen sichtbar machen (Zoomfunktion). Zusätzlich könnte die Grid-Map ähnlich wie das Flussdiagramm mit Hoverboxen versehen werden, welche detaillierte Informationen zu den einzelnen CBCOs enthalten.

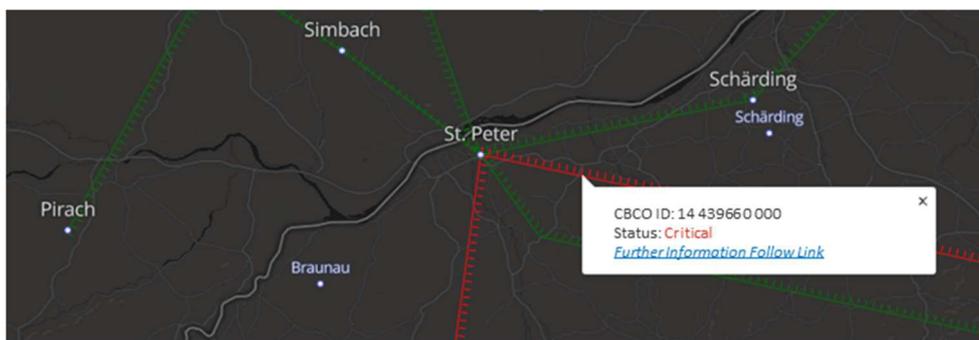


Abbildung 39: Illustratives Beispiel der Grid-Map mit erweiterter FBMC-Funktion⁴⁷

Die Marktteilnehmer sehen eine derartige Visualisierung nur sinnvoll umsetzbar unter der Voraussetzung, dass im Hintergrund ein zentrales Datenverwaltungssystem aufgebaut wird. Die Visualisierung wird vor allem als Erstabschätzung der Daten sowie als Kommunikationstool gesehen.

Der Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz zeigt auf seiner Website eine Netzlast-Karte mit Daten zu Übertragungsleitungen, Kraftwerken und Umspannwerken, siehe Abbildung 40. Sowohl Datum als auch Stunde der Darstellung können durch den Nutzer ausgewählt werden. Daten können als CSV-Datei heruntergeladen werden.



Abbildung 40: Netzlast-Karte 50Hertz⁴⁸

⁴⁷ Quelle: <https://www.entsoe.eu/data/map/>; Zugriff: 16.03.2020, Bild wurde bearbeitet

⁴⁸ Quelle: <https://www.50hertz.com/Netzlast/Karte/index.html>; Zugriff: 19.03.2020

3.4.2.3.5 Open Source

Um eine vollständige Transparenz zu erreichen, müssten alle Prozessschritte, Tools und Algorithmen nach dem Open-Source-Prinzip verwaltet werden, das die Nutzung der sogenannten kollektiven Intelligenz ermöglicht. Die kollektive Intelligenz würde Tools und Algorithmen ständig weiterentwickeln; es kann sich eine Form von Selbstorganisation einstellen. Vor allem komplexe Algorithmen wie EUPHEMIA könnten so durch Universitäten und andere Forschungseinrichtungen auf Fehler und Verbesserungsmöglichkeiten geprüft werden (Minister of State for the Cabinet Office and Paymaster General, 2016).

Damit geht jedoch ein erhöhtes Risiko für das System in Bezug auf Manipulation und Missbrauch einher. Dies betrifft auch die Branche selbst (Stichwort Marktmanipulation oder Bug-Exploits). Aber vor allem sicherheitstechnisch bedenkliche Daten, wie etwa detaillierte Netzmodelle, wären von dieser Regelung generell ausgenommen.

Die Effektivität der Veröffentlichung aller Algorithmen wurde nicht besonders hoch eingestuft, überwiegend aus dem Grund, dass viele Marktteilnehmer nicht über die Ressourcen verfügen, mit dieser Fülle an Informationen umzugehen. Fraglich ist, ob diese Maßnahme tatsächlich zu einem sogenannten „Level Playing Field“, also zur Gleichstellung aller Marktteilnehmer, beitragen würde oder ob finanzkräftige Unternehmen hier nicht einen großen Vorteil hätten.

Den Aufwand für die praktische Umsetzung, also die Zurverfügungstellung der Codes, sahen die Marktteilnehmer als gering an. Die Entscheidungsfindung wurde zudem als äußerst aufwendig eingeschätzt. Vor allem die Entwickler und/oder Eigentümer der Codes haben ein begründetes kommerzielles Interesse und entsprechende Rechte an ihrem geistigen Eigentum.

Eine Nicht-Veröffentlichung sollte grundsätzlich nur bei sicherheitstechnisch kritischen Datensätzen erfolgen. Gerade bei Algorithmen jedoch, wie beispielsweise EUPHEMIA, gegen deren Veröffentlichung vor allem Eigentumsrechte sprechen, sollte man eine Veröffentlichung (nicht jedoch z. B. kommerzielle Nutzung oder Weiterverwendung) in Betracht ziehen – dies vor allem vor dem Hintergrund der immensen Bedeutung dieses Algorithmus für die europäische Strommarktkopplung und des damit verbundenen wirtschaftlichen Einflusses auf die Marktteilnehmer.

3.5 Fazit Transparenz

Aus der durchgeführten Problemanalyse lässt sich schlussfolgern, dass die Auffindbarkeit der Dokumente sowie die Beschreibung der Daten die größte Hürde darstellen. Sobald die entsprechenden Dokumente zu einem Thema bzw. Prozessschritt gefunden wurden, ist der Prozess in der Regel grundsätzlich nachvollziehbar. Die Herausforderung besteht darin, die relevanten Dokumente, und diese darüber hinaus in der aktuellsten Version von allen beteiligten Quellen, zu finden. Dies wird einerseits durch verschiedene Plattformen/Websites mit ähnlichen Informationen, andererseits durch mangelnde Such- und/oder Übersichtsfunktionen auf diesen Plattformen erschwert. Auch die Bezeichnung der Dokumente, Versionierung, Angaben zur Aktualität usw. zeigen hohes Verbesserungspotenzial auf.

Die Qualität der Daten stellt die Marktteilnehmer ebenfalls vor eine Herausforderung. Zwar werden einige wichtige Datensätze rechtzeitig und in ausreichender Qualität veröffentlicht. Andere Daten, die notwendig wären, um die Situation einzuschätzen (z. B. Input in das Netzmodell oder „Remedial Actions“) werden nicht veröffentlicht. Die Datenformate und Schnittstellen entsprechen nur zum Teil dem Stand der Technik und „Good Practices“ in Hinblick auf Dokumentation und Metadaten. Die Kommunikation wichtiger Informationen und Änderungen der Prozesse oder Datensysteme erreicht nicht alle Marktteilnehmer in gewünschtem Ausmaß.

Zur Verbesserung der Transparenz in der lastflussbasierten Marktkopplung stehen zahlreiche Möglichkeiten zur Verfügung. Die angeführten Beispiele zeigen, dass diese bereits in anderen Disziplinen, Organisationen und Prozessen umgesetzt wurden. Alle Lösungsvorschläge stehen jedoch im Spannungsfeld zwischen Aufwand und Effektivität. Folglich können Lösungen entlang dieser zwei Parameter optimal ausgewählt werden. Die Übernahme der Kosten der Umsetzung ist sicher eine Herausforderung, die es zu klären gilt, wie auch die Übernahme der inhaltlichen Verantwortung bzw. des erforderlichen Qualitätsmanagements.

Die zu favorisierende Lösung wäre der Aufbau eines One-Stop-Shops, also einer zentralen Anlaufstelle, die den Marktteilnehmern Zugang zu allen relevanten Dokumenten und Daten erlaubt. Dokumente sollten HTML-basiert zur Verfügung gestellt werden, mit der Möglichkeit des Downloads im PDF-Format mit entsprechendem Zeitstempel. Wenn möglich, sollten Ansprechpersonen genannt werden. Zur Darstellung der Prozessabläufe wäre ein Flussdiagramm verlinkt mit der HTML-basierten Beschreibung ideal. Filter- und Suchmöglichkeiten sollten sowohl für Daten als auch für Dokumente zur Verfügung stehen. Daten sollten sowohl im Excel-Format mit Zeitstempel als auch maschinenlesbar mit entsprechender Dokumentation verfügbar sein. Zur Wissensvermittlung ideal wäre zusätzlich zum Flussdiagramm (Prozessverständnis) eine Visualisierung der Daten angelehnt an die „ENTSO-E Grid Map“ mit Zoomfunktion und Querverweisen zu den Datensätzen. Voraussetzung dafür ist eine funktionierende Dokumenten- und Datenverwaltung. Organisatorische und infrastrukturelle Grundlage dafür kann die bestehende JAO-Plattform (inkl. Webservice) bilden. Diese kann schrittweise angepasst werden. Dabei ist jedenfalls sicherzustellen, dass ausreichend Ressourcen für die Implementierung und Betreuung zur Verfügung stehen.

4 Indikatoren

4.1 Herausforderung und Überblick

4.1.1 Herausforderung

Im Kontext des FBMC entsteht eine große Menge an unterschiedlichen komplexen Datensätzen. Um diese inhaltlich zu interpretieren, braucht es ein tiefes Verständnis der Prozesse und die geeigneten Analysetools. Ad-hoc-Analysen sind nur eingeschränkt möglich. Das führt zu reduzierter Nachvollziehbarkeit im laufenden Prozess. Durch die Entwicklung und regelmäßige Publikation von Indikatoren wird Marktteilnehmern zum einen ermöglicht, sich schnell einen Überblick über die aktuelle Situation und akute Auffälligkeiten zu machen. Zum anderen können Indikatoren auch dazu beitragen, die generelle Funktionsweise im täglichen Betrieb zu erhöhen. Auch im Hinblick auf die Weiterentwicklung des Strommarktdesigns sind aussagekräftige, regelmäßig veröffentlichte Indikatoren von hoher Relevanz.

Die Herausforderungen, vor denen Marktteilnehmer im Marktkopplungsprozess stehen, ergeben sich aus drei Punkten: (1) Am Prozess sind zahlreiche Akteure und unterschiedliche Marktgebiete beteiligt. Die daraus resultierende Komplexität erfordert genaue Kenntnisse der Abläufe. (2) Das ist FBMC eine Kombination aus zwei komplexen Themengebieten, die jedes für sich ein hohes Maß an Wissen und Einarbeitungszeit voraussetzen. Sowohl die Strommarktkopplung selbst als auch die IT-technische Umsetzung des Optimierungsprozesses erfordern tiefes Verständnis der jeweiligen Materie. (3) Die anfallenden Datenmengen müssen prozessiert werden. Diese Situation wird durch die konstante Weiterentwicklung der Prozessabläufe und regulatorischen Vorgaben verschärft. Eine klare und zielgruppenorientierte Kommunikation der aktuellen Situation bzw. bevorstehenden Änderungen ist daher Voraussetzung für die effiziente und transparente Umsetzung der europäischen Marktkopplung.

Seitens der Marktteilnehmer ist es derzeit nur mit extrem großem Aufwand möglich, die Prozesse und Performance der Marktkopplung tagesaktuell zu monitoren. Schlüsselindikatoren („Key Performance Indicators“, KPIs) ermöglichen ein Monitoring des Marktes und tragen dazu bei, das Vertrauen in die korrekte Abwicklung und die Nachvollziehbarkeit des Marktkopplungsprozesses zu erhöhen.

Ziel dieser Indikatoren ist es, den Marktteilnehmern, Marktbeobachtern und Entscheidungsträgern zu ermöglichen, die aktuellen Entwicklungen und die daraus resultierenden Marktsituationen schnell und niederschwellig zu erfassen. Die Indikatoren müssen zentral und tagesaktuell zur Verfügung stehen. Der Nutzer muss sich anhand der Indikatoren schnell einen Überblick über die aktuelle Situation und zukünftige Entwicklungen machen können. Dabei handelt es sich nicht um Detailinformationen, sondern um aggregierte Werte, die es ermöglichen ohne weitere Analyseschritte erste Informationen zu gewinnen.

4.1.2 Indikatoren Dashboard

Die Schlüsselindikatoren sollen kurzfristige Marktbeobachtung erlauben. Diese sollten für alle Marktteilnehmer einfach und frei zugänglich mit geringer zeitlicher Verzögerung veröffentlicht werden. Als Darstellungsform eignet sich ein Dashboard. Dashboards sind grafische Benutzeroberflächen, die eine Sammlung von Informationen (z. B. Indikatoren) darstellen. Ziel ist es, den Marktteilnehmern einen Überblick über die aktuelle Marktsituation zu ermöglichen. Mittels einfach verständlicher Indikatoren können die wesentlichen Ergebnisse des SDAC und

die zugrunde liegenden Prozessen nachvollzogen werden. Zusätzlich werden die Informationen in Kontext zu statistischen Kennzahlen gesetzt. Das lässt eine noch schnellere Einschätzung der Situation zu.

Die exakte grafische und inhaltliche Beschreibung des Dashboards übersteigt den Umfang des Projekts. Folgende Punkte sollten in der Umsetzung jedenfalls berücksichtigt werden:

- ▶ Reduktion auf wesentliche Kennzahlen
Das Dashboard darf nicht mit unwichtigen Informationen gefüllt werden. Jeder veröffentlichte Indikator muss dazu beitragen, dass das SDAC besser nachvollzogen werden kann. Indikatoren und Informationen, die keinen Mehrwert in diesem Zusammenhang bieten, sollen im Dashboard nicht dargestellt werden.
- ▶ Visuelle Unterstützung bei der Interpretation

Innerhalb des Dashboards werden Informationen grafisch kodiert, z. B. roter Pfeil für sinkende Werte, grüner Pfeil für steigende Werte. Zusätzlich werden Grafiken mit einer Visualisierung der Zeitreihen angeboten.

- ▶ Herstellung des historischen Kontexts

Indikatoren stellen oft nur in Zusammenhang mit der dazugehörenden Zeitreihe sinnvolle Information dar. Daher ist es notwendig, diesen Kontext ebenfalls bereitzustellen. In der Elektrizitätswirtschaft haben sich dabei neben typischen Kennzahlen wie Mittelwert der letzten 30 Tage oder des letzten Jahres auch Kennzahlen wie der gleiche Tag aus der Vorperiode etabliert.

- ▶ Verfügbarkeit von Metadaten und Dokumentation

Neben den Indikatoren selbst müssen auch die entsprechenden Metadaten und Dokumentationen zur Berechnung der einzelnen Indikatoren vorliegen bzw. verlinkt sein.

- ▶ Aktualität
Historische Daten können als Ergänzung vergangene Situationen darstellen. Um eine Unterstützung im laufenden Betrieb zu ermöglichen, müssen die Daten für die aktuellen Marktsituationen relevant sein. Je aktueller die Daten sind, desto größer ist der Nutzen für den täglichen Betrieb.
- ▶ Maschinelle Lesbarkeit

Zusätzlich zur numerischen und grafischen Darstellung müssen die Indikatoren auch in maschinenlesbarer Form zur Verfügung gestellt werden. Das ermöglicht den Marktteilnehmern eine Integration der Indikatoren in ihre Entscheidungs- und Steuerungssysteme.

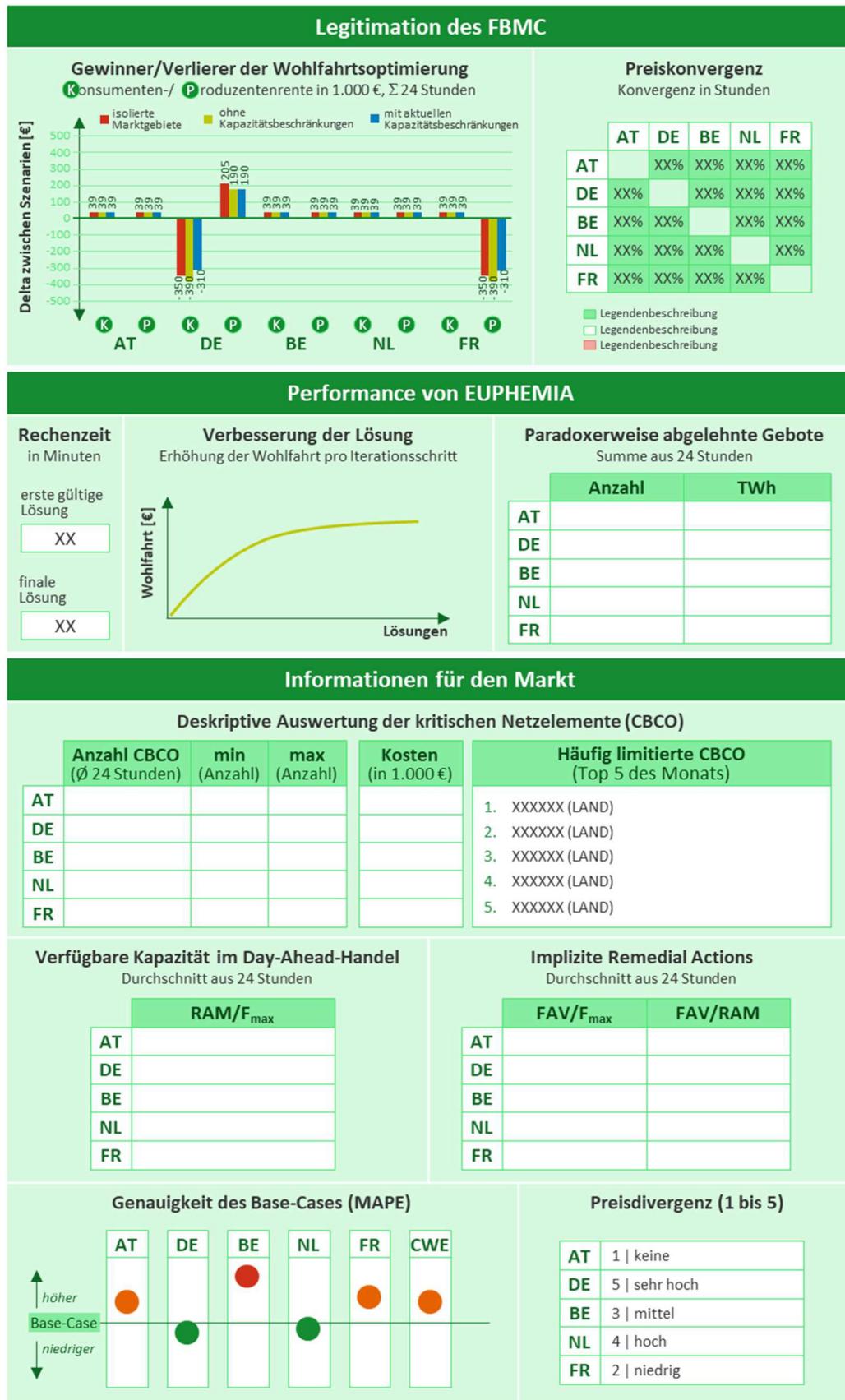


Abbildung 41: Beispielhafte Darstellung der Schlüsselindikatoren auf einem Dashboard; Quelle: eigene Darstellung

4.1.3 Überblick Indikatoren

Zum besseren Verständnis der unterschiedlichen Indikatoren wurden diese nach Zielen in drei Gruppen eingeteilt. Das gemeinsame Ziel aller Indikatoren ist es, einen schnellen Überblick über das Ergebnis der Marktkopplung zu vermitteln sowie das Vertrauen in das Ergebnis und die Nachvollziehbarkeit der einzelnen Prozessschritte zu erhöhen.



Abbildung 42: Überblick Einteilung Indikatoren zur Förderung der Transparenz im FBMC; Quelle: eigene Darstellung

Die erste Gruppe (Legitimation FBMC) beschreibt jene Indikatoren, die dazu dienen, FBMC als Marktorganisationsprozess zu legitimieren. Dabei handelt es sich um Indikatoren, die die Performance unterschiedlicher Marktkopplungsmechanismen nach verschiedenen Zielkriterien miteinander vergleichen, zum Beispiel die Steigerung der Wohlfahrt oder die Verringerung der Volatilität. Damit wird die lastflussbasierte Marktkopplung als überlegene Berechnungsmethode für die freien Grenzkapazitäten legitimiert. Die zweite Gruppe von Indikatoren sind jene, die die Performance von EUPHEMIA bewerten, wie die benötigte Lösungszeit bis zur ersten gültigen Lösung, die Verbesserung der Lösung pro Iterationsstufe oder die Anzahl der paradoxerweise abgelehnten Gebote (PRB). Indikatoren dieser Gruppe werden genutzt, um die Performance des Algorithmus zu monitoren. Diese Gruppe von Indikatoren gewinnt an Bedeutung, wenn sich die regulatorischen oder topologischen Rahmenbedingungen ändern (z. B. Preiszonentrennung DE-LU/AT). In einer Situation wie dieser muss sichergestellt werden, dass die Ergebnisse des Algorithmus nach Veränderungen noch den Qualitätskriterien entsprechen. Die letzte Gruppe (Information für den Markt) bietet den Marktteilnehmern Informationen und Einblicke in die aktuelle Marktsituation. Zu dieser Gruppe zählen deskriptive Auswertungen der kritischen Netzelemente (CBCOs), deren Kapazitäten sowie gesetzte implizite „Remedial Actions“. Darüber hinaus zählen auch jene Indikatoren dazu, die den Marktteilnehmern Informationen über die Güte der Inputs von EUPHEMIA (z. B. CGM) geben.

Mögliche Umsetzung der Schlüsselindikatoren

Die Berechnung der Indikatoren ist meist stundengenau möglich, kann aber – in Hinblick auf eine schnelle Überblicksfunktion – beispielsweise in aggregierter Form als Durchschnitt oder Summe über 24 Stunden erfolgen. Dabei entsteht immer ein Trade-off zwischen Umfang und Genauigkeit. Ein Aggregat von einem Tag kann ein sinnvoller Kompromiss sein.

Das Dashboard soll grundsätzlich tagesaktuell einen schnellen Überblick über die Marktsituation erlauben. Im Downloadbereich können ergänzend detaillierte Daten, beispielsweise stundengenau, sowie historische Datensätze zur Verfügung gestellt werden.

Ein Großteil der Indikatoren kann tagesaktuell ex-post veröffentlicht werden. Bei einigen Indikatoren (Genauigkeit Base-Case, Preisdivergenz) erscheint eine Veröffentlichung vor dem eigentlichen Marktkopplungsprozess sinnvoll. Dabei sollen die Daten, wo möglich und sinnvoll, sowohl aggregiert als auch für die einzelnen Gebotszonen dargestellt werden.

Die Auswirkung von vorhersehbaren Änderungen im Marktkopplungsprozess (z. B. die Erweiterung der Marktkopplungszone, Änderungen in der Netztopografie) können mittels Shadowruns getestet werden. Bei einigen Schlüsselindikatoren erscheint die Veröffentlichung der Indikatoren auch für die Shadowruns sinnvoll, um so die Auswirkungen der Änderungen in den einzelnen Gebotszonen antizipieren zu können.

Die Indikatoren werden als Zeitreihen für alle teilnehmenden Marktgebiete in geeigneter Form (Zahlen, grafisch oder als dimensionslose Skala) in einem Dashboard und zum Download in einem gängigen Format angeboten. Eine endgültige Entscheidung bezüglich der möglichen Auswertungen erfordert eine Testphase inklusive Feedback der Marktteilnehmer.

Nachfolgend werden mögliche Indikatoren für die Erhöhung der Transparenz im Stromhandel im Detail vorgestellt.

Tabelle 14: Zusammenfassung der Schlüsselindikatoren und mögliche Umsetzung; Quelle: eigene Darstellung

Indikator	Kurzbeschreibung	Mögliche Umsetzung	
		Dashboard	Download
Legitimation FBMC			
Gewinner und Verlierer der Wohlfahrtsoptimierung	Konsumentenrente, Produzentenrente für die z. B. drei Standardszenarien (isolierte Marktgebiete, ohne Kapazitätsbeschränkungen und mit aktuellen Kapazitätsbeschränkungen); Delta zwischen Szenarien	Summe über 24 h, je Gebotszone	stundengenau, je Gebotszone
Preiskonvergenz	Stunden, in denen zwei Gebotszonen vollständig gekoppelt sind für die z. B. drei Standardszenarien (isolierte Marktgebiete, ohne Kapazitätsbeschränkungen und mit aktuellen Kapazitätsbeschränkungen)	Konvergenz in Stunden z. B. Matrix, Heatmap oder Balkendiagramm der Gebotszonen	Preisdaten vorhanden (ENTSO-E-Transparency)
Performance EUPHEMIA			
Rechenzeit EUPHEMIA	Vergleich der Lösungszeit bis zur ersten gültigen Lösung mit der Lösungszeit bis zur finalen Lösung	Lösungszeiten in Minuten	Lösungszeiten in Minuten
Verbesserung der Lösung	Erhöhung der Wohlfahrt pro Iterationsschritt	grafisch, Datenpunkt pro gültiger Lösung	Datenpunkt pro gültiger Lösung
Paradoxerweise abgelehnte Gebote	Anzahl paradoxerweise abgelehnter Gebote	Summe über 24 h, je Gebotszone, Anzahl und Menge	stundengenau, je Gebotszone

Information für den Markt			
Deskriptive Auswertung der CBCOs	<p>Beispielsweise:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▶ Anzahl kritischer Netzelemente je Gebotszone; Durchschnitt über 24 h, Minimum und Maximum ▶ häufig limitierte CBCOs; Top 5 der Woche, des Monats, des Jahres ▶ Kosten/Wohlfahrtsverluste der limitierenden CBCOs 	Variiert je nach Auswertung	stundengenau, je Gebotszone
Verfügbare Kapazität für den DA-Handel	RAM/F _{max}	∅ 24 h, ∅ über alle CBCOs einer Gebotszone, Summe über Gebotszonen	stundengenau, je Gebotszone
Implizite „Remedial Actions“	FAV/F _{max} FAV/RAM	gesamt, positiv und negativ, ∅ 24 h, ∅ über alle CBCOs einer Gebotszone, Summe über Gebotszonen	stundengenau, je Gebotszone
Genauigkeit Base-Case	<p>beschreibt die Güte des Basisszenarios basierend auf statistischen Auswertungen von historischen Base-Cases;</p> <p>statistische Kennzahl zur wahrscheinlichen Abweichung des Base-Case von der tatsächlich eintretenden Situation</p>	aggregiert und je Gebotszone	stundengenau
Preisdivergenz	Warnung für Spitzen in Strompreisen und Spreads	dimensionslose Skala zur Risikobewertung (z. B. Lawinenwarnstufe (1 = niedrig bis 5 = sehr hoch)), je Gebotszone	stundengenau

4.2 Legitimation FBMC

4.2.1 Gewinner und Verlierer der Wohlfahrtsoptimierung

Problemstellung

Im Rahmen der Wohlfahrtsoptimierung gibt es Gewinner und Verlierer. Durch grenzüberschreitenden Handel wird in hochpreisigen Ländern die Produzentenrente reduziert und die Konsumentenrente gesteigert. In niedrigpreisigen Ländern ist die Situation umgekehrt. Die tägliche Veröffentlichung dieser Daten ermöglicht den Marktteilnehmern, aber auch Regulatoren, Entscheidungsträgern und sonstigen Stakeholdern einen Überblick über die Wohlfahrtsverschiebung in den einzelnen Gebotszonen.

Darüber hinaus führen beispielsweise Änderungen in der Netztopografie, in den Erzeugungskapazitäten oder im Marktkopplungsprozess zu einer Änderung der Konsumenten- und Produzentenrente. Abschätzungen zu diesen Veränderungen müssen transparent kommuniziert werden, in einer Art und Weise, dass sich alle Marktteilnehmer entsprechend auf die neue Situation einstellen können.

Ziele

Stakeholder haben zeitlich aufgelöste Informationen über aktuelle oder zukünftige Verschiebungen der Produzenten- und Konsumentenrenten von allen Gebotszonen. Anhand dieser können sie die Auswirkungen auf die betroffenen Märkte besser abschätzen. Unsicherheiten und die damit assoziierten Kosten können durch diese Information reduziert werden.

Berechnungsvorschlag

Dieser Indikator kann durch den Vergleich unterschiedlicher Paralleldurchläufe berechnet werden. Zielgröße ist dabei die Höhe der Produzenten- und Konsumentenrente. Standardauswertungen können beispielsweise der Vergleich zwischen einem Netzmodell mit isolierten Marktgebieten, einem ohne Kapazitätsbeschränkungen und einem mit den aktuellen Kapazitätsbeschränkungen sein. Immer wenn eine Änderung in der Netztopografie vorgenommen wird, sollte ein weiteres Set an Shadowruns, in denen die geplanten Änderungen bereits umgesetzt sind, aufgenommen werden. Die Berechnung des Indikators kann analog zu den Berechnungen im „Feasibility Report“ durchgeführt werden (Amprion, et al., 2011).

Umsetzungsvorschlag

Der Indikator wird tagesaktuell für die drei Standardszenarien (isolierte Marktgebiete, ohne Kapazitätsbeschränkungen und mit aktuellen Kapazitätsbeschränkungen) publiziert. Für den Fall, dass Änderungen, die Einfluss auf die Verteilung der Renten haben, absehbar sind, werden die Indikatoren auch für Shadowruns, in denen die Änderungen schon umgesetzt sind, veröffentlicht. Im Dashboard werden die Indikatoren für alle teilnehmenden Marktgebiete in geeigneter Form (grafisch vgl. (Amprion, et al., 2011)) als Summe über 24 Stunden für alle Gebotszonen dargestellt. Als Download werden stundengenaue Werte je Gebotszone als Zeitreihen in einem gängigen Format angeboten.

4.2.2 Preiskonvergenz

Problemstellung

Die Preiskonvergenz ist ein Effekt, der als Indikator für den Erfolg der Marktkopplung gesehen werden kann. Die Marktteilnehmer können über diesen Indikator feststellen, welche Gebotszonen zum aktuellen Zeitpunkt vollständig gekoppelt sind.

Ziele

Die Marktteilnehmer können anhand des Indikators tagesaktuell auf Daten zur Preiskonvergenz von aktuellen sowie von zukünftigen Netzkonfigurationen zurückgreifen. Diese Informationen können für tägliche Analysen der aktuellen Situation (z. B. jahreszeitliche Schwankungen) genutzt werden. Ein weiterer Nutzen des Indikators liegt darin, dass anstehende Änderungen in der Netzwerktopologie oder in den Erzeugungskapazitäten parallel mittels Shadowruns untersucht werden können. Das trägt zu einem besseren Verständnis des Marktkopplungsprozesses sowie der Auswirkungen von Änderungen bei und ermöglicht den Marktteilnehmern, schnelle Ad-hoc-Einschätzungen von neuen Rahmenbedingungen durchzuführen. Zeitgleich kann die Auswirkung von Maßnahmen auf die Preiskonvergenz auch systematisch analysiert werden.

Berechnungsvorschlag

Die Berechnung der Preiskonvergenz ergibt sich stundengenau aus den realisierten Marktpreisen. Die Berechnung kann stundenweise oder in aggregierter Form als Anteil mit Stunden erfolgen. Standardauswertungen können beispielsweise der Vergleich zwischen einem Netzmodell mit isolierten Marktgebieten, einem ohne Kapazitätsbeschränkungen und einem mit den aktuellen Kapazitätsbeschränkungen sein. Immer wenn eine Änderung in der Netztopografie vorgenommen wird, sollte ein weiteres Set an Shadowruns, in denen die geplanten Änderungen bereits umgesetzt sind, aufgenommen werden.

Umsetzungsvorschlag

Der Indikator wird tagesaktuell für die drei Standardszenarien (isolierte Marktgebiete, ohne Kapazitätsbeschränkungen und mit aktuellen Kapazitätsbeschränkungen) publiziert. Für den Fall, dass Änderungen, die Einfluss auf die Marktpreise haben, absehbar sind, werden die Indikatoren auch für Shadowruns, in denen die Änderungen schon umgesetzt sind, veröffentlicht. Im Dashboard werden die Indikatoren für alle teilnehmenden Marktgebiete in geeigneter Form (beispielsweise als Matrix, Heatmap oder auch als Balkendiagramm) für alle Gebotszonen dargestellt.

4.3 Performance EUPHEMIA

4.3.1 Rechenzeit

Problemstellung

Bedingt durch die Einbindung in Geschäftsprozesse des DA-Marktes ist die Rechenzeit von EUPHEMIA beschränkt. Das heißt, in der Regel wird der Optimierungsprozess abgebrochen, bevor die global optimale Lösung gefunden wurde. Über die Zeit, die EUPHEMIA brauchen würde, um das optimale Ergebnis zu finden, kann indirekt auf die Güte des Ergebnisses geschlossen werden.

Auch hier ist es wichtig, dass die Performance bei anstehenden Veränderungen gemonitort wird. Zusätzliche Dimensionen können, basierend auf kombinatorischen Effekten, gravierende Auswirkungen auf die Rechenzeit und damit auf die Güte des Ergebnisses haben. Des Weiteren ist EUPHEMIA so programmiert, dass schnell eine erste gültige Lösung gefunden wird, die dann iterativ gesteigert wird. Eine zusätzliche Steigerung der Komplexität kann aber dazu führen, dass innerhalb der Zeitvorgaben keine gültige Lösung gefunden werden kann und die Entkopplung der Strommärkte als Fallback gestartet wird (All TSOs, 2020).

Ziele

Stakeholder können die Performance anhand der benötigten Rechenzeit bis zur ersten gültigen Lösung sowie bis zur optimalen Lösung bewerten. Die Auswirkungen von anstehenden Änderungen auf die Performance des Algorithmus können transparent nachverfolgt werden.

Berechnungsvorschlag

Für diesen Indikator ist keine besondere Berechnung notwendig. Neben der offiziell gültigen Instanz von EUPHEMIA wird zeitgleich eine zweite gestartet, die ohne Zeitbeschränkung läuft, bis die optimale Lösung gefunden wird. Die Zeiten bis zur ersten gültigen und finalen Lösung werden protokolliert und veröffentlicht.

Umsetzungsvorschlag

Die Lösungszeit bis zur ersten gültigen Lösung wird mit jener bis zur finalen Lösung verglichen. Am Dashboard werden die Lösungszeiten in Minuten dargestellt.

4.3.2 Verbesserung der Lösung**Problemstellung**

EUPHEMIA ist so programmiert, dass schnell eine erste gültige Lösung gefunden wird. Anschließend wird der Lösungsraum systematisch nach weiteren gültigen Lösungen abgesucht, bis entweder alle weiteren möglichen Lösungen untersucht sind (optimales Ergebnis) oder das Zeitlimit erreicht ist (möglicherweise suboptimales Ergebnis). Dabei wird die Lösung schrittweise verbessert. Das Ausmaß der Erhöhung der Wohlfahrt während der Verbesserung des Ergebnisses ist dabei eine wichtige Information für die Marktteilnehmer, mit der abgeschätzt werden kann, wie weit entfernt die gefundene Lösung von der optimalen Lösung und der damit verbundenen Wohlfahrt liegt.

Ziele

Marktteilnehmer können sich tagesaktuell über die Steigerung der Wohlfahrt von der ersten gültigen Lösung bis zum Abschluss des Optimierungsprozesses informieren.

Berechnungsvorschlag

Dieser Indikator wird durch eine Kurve dargestellt, wobei auf der x-Achse chronologisch alle gültigen Lösungen und auf der y-Achse die korrespondierende Wohlfahrt aufgetragen werden. Die Steigung der Kurve kann genutzt werden, um die Güte der Lösung bzw. das Verbesserungspotenzial unter Unsicherheit zu schätzen. Sind für die letzten Iterationen vor dem Abbruch noch große Wohlfahrtssteigerungen zu beobachten, ist die Wahrscheinlichkeit größer, dass das Ergebnis noch substantiell verbessert werden kann. Je flacher die Kurve ist, desto größer ist die Wahrscheinlichkeit, dass das Ergebnis bereits nahe am globalen Optimum liegt.

Umsetzungsvorschlag

Die Kurve wird grafisch am KPI Dashboard dargestellt, wobei ein Datenpunkt einer gültigen Lösung entspricht.

4.3.3 Paradoxe abgelehnte Gebote**Problemstellung**

Die „Fill-or-Kill“-Bedingung von Blockgeboten führt dazu, dass Blockgebote zum Teil paradoxerweise (obwohl sie „in the money“ sind) abgelehnt werden müssen. Da Marktteilnehmer für PRBs nicht kompensiert werden, besteht ein großes Interesse, das Auftreten von PRBs möglichst gering zu halten. Die Anzahl der PRB ist seit Einführung der Marktkopplung ein Indikator, der zur Bewertung der Güte des Ergebnisses herangezogen wird. Im Fokus steht dabei vor allem die Änderung der PRBs durch die Weiterentwicklung der Marktkopplung und deren Einfluss auf die Wohlfahrt sowie die Opportunitätskosten.

Ziele

Die Marktteilnehmer können tagesaktuell die Anzahl der PRBs monitoren und systematisch analysieren. Zeitgleich werden die Opportunitätskosten und die Auswirkung der PRBs auf die Wohlfahrt protokolliert. Das erlaubt

den Marktteilnehmern, etwaige Verschlechterungen in der Güte der Lösung anhand aktueller Zahlen zu monitorieren.

Berechnungsvorschlag

Sowohl Anzahl als auch Menge in MWh der PRBs stehen nach Abschluss der Optimierung zur Verfügung. Die Berechnung der Auswirkungen auf die Wohlfahrt kann durch die Differenz der Wohlfahrt zweier Lösungen, bei der je ein PRB fixiert angenommen oder abgelehnt wird, errechnet werden. Die Opportunitätskosten ergeben sich aus der Preisdifferenz der beiden Lösungen multipliziert mit der abgelehnten Menge.

Umsetzungsvorschlag

Anzahl und Menge der PRBs können je Gebotszone als Summe über 24 Stunden veröffentlicht werden. Zum Download werden stundengenau Werte je Gebotszone angeboten.

4.4 Information für den Markt

4.4.1 Deskriptive Auswertung der CBCOs

Problemstellung

Kritische Netzelemente oder CBCOs sind zentraler Input für die Berechnung der FB-Domain. Sie liefern die Grundlage für die Restriktionen innerhalb des Optimierungsproblems. Eine genaue Kenntnis über die Wirkung der einzelnen CBCOs ist hilfreich, um den Marktkopplungsprozess besser zu verstehen und die aktuellen und zukünftigen Situationen besser einschätzen zu können. Zwar sind Daten zu den CBCOs online erhältlich, aber eine aggregierte Form mit entsprechenden Auswertungen ist nicht tagesaktuell verfügbar.

Ziele

Die Marktteilnehmer, Marktbeobachter und Entscheidungsträger haben Zugriff auf ein Set an tagesaktuellen Standardauswertungen zu den CBCOs. Zentrale Auswertungsergebnisse sind deskriptive Statistiken in Form von zeitlich (z. B. nach Stunden oder Monaten) gruppierten Auswertungen. Den Marktteilnehmern wird es dadurch ermöglicht, die aktuelle Situation zu kritischen Netzelementen besser nachzuvollziehen. Beispielhafte Auswertungen der CBCOs:

- ▶ Anzahl kritischer Netzelemente je Gebotszone; Durchschnitt über 24 h, Minimum und Maximum
- ▶ Häufig limitierte CBCOs; Top 5 der Woche, des Monats, des Jahres
- ▶ Kosten/Wohlfahrtsverluste der limitierenden CBCOs

Berechnungsvorschlag

Die Daten zu den CBCOs und den assoziierten Schattenpreisen sind bereits verfügbar. Die Berechnung der Indikatoren erfolgt mittels deskriptiver Auswertungen.

Umsetzungsvorschlag

Die detaillierte Umsetzung der deskriptiven Indikatoren variiert je nach Auswertung, wobei auch hier im Dashboard aggregierte Indikatoren für einen schnellen Überblick dargestellt werden und im Downloadbereich stundengenaue Werte zugänglich sind.

4.4.2 Verfügbare Kapazitäten für den Handel

Problemstellung

Nicht alle Kapazitäten, die physikalisch zu Verfügung stehen, werden dem DA-Markt zur Verfügung gestellt. Für die Marktteilnehmer ist es jedoch essenziell, einschätzen zu können, welche realen Export- und Importkapazitäten in den Gebotszonen für den DA-Markt verfügbar sind. Die Daten zu RAM und F_{\max} je CBCO sind online erhältlich, aber eine aggregierte Form mit entsprechenden Auswertungen ist nicht tagesaktuell verfügbar.

Ziele

Die Marktteilnehmer bekommen einen Überblick darüber, welcher Anteil der physikalisch möglichen Grenzkapazitäten dem DA-Markt zur Verfügung gestellt wird. Die aktuelle Situation der Grenzkapazitäten der einzelnen Gebotszonen kann durch die Marktteilnehmer schnell und anhand einer Zahl analysiert werden.

Berechnungsvorschlag

Der Indikator beschreibt den Anteil der RAMs an F_{\max} als Summe über alle CBCOs einer Gebotszone und als Durchschnitt über 24 Stunden.

Umsetzungsvorschlag

Die Indikatoren können tagesaktuell als Durchschnitt über alle CBCOs und über 24 Stunden veröffentlicht werden. Dabei werden die Daten sowohl aggregiert als auch für die einzelnen Gebotszonen dargestellt. Zum Download werden stundengenau Werte angeboten.

4.4.3 Implizite „Remedial Actions“ (FAV)

Problemstellung

ÜNB haben die Möglichkeit, „Remedial Actions“, die nicht explizit abgebildet werden können, über implizite „Remedial Actions“, den sogenannten FAV, abzubilden. Dadurch kann der ÜNB für einzelne CBCOs die RAM erhöhen oder reduzieren. Die Daten zu den FAVs je CBCO sind online erhältlich, aber eine aggregierte Form mit entsprechenden Auswertungen ist nicht tagesaktuell verfügbar.

Ziele

Marktteilnehmer, Marktbeobachter und Entscheidungsträger erhöhen ihr Verständnis zu impliziten RAs. Es werden sowohl FAVs, die den Lösungsraum einschränken, als auch jene, die den Lösungsraum erhöhen, überblicksmäßig und transparent kommuniziert.

Berechnungsvorschlag

Der Indikator beschreibt den Anteil des FAV im Verhältnis zu RAM oder F_{\max} je Gebotszone als Durchschnitt über 24 Stunden. Ideal wären drei Indikatoren: positive FAVs, negative FAVs sowie die Summe über alle FAVs einer Gebotszone.

Umsetzungsvorschlag

Die Indikatoren (positiv, negativ und Summe) können tagesaktuell als Durchschnitt über alle CBCOs und über 24 Stunden veröffentlicht werden. Dabei werden die Daten sowohl aggregiert als auch für die einzelnen Gebotszonen dargestellt. Zum Download werden stundengenau Werte angeboten.

4.4.4 Genauigkeit Base-Case

Problemstellung

Der Base-Case ist die zentrale Annahme, auf der die ÜNB die freien Kapazitäten, ihre Maßnahmen und folglich den Input für EUPHEMIA bestimmen. Der Base-Case selbst beruht dabei auf Schätzungen der ÜNB basierend auf historischen Daten. Folglich kann die Güte des Base-Case variieren. Das sorgt für Unsicherheiten.

Ziele

Marktteilnehmer werden über die geschätzte Güte des Base-Case informiert und können diese in ihre Analysen und Prognosen integrieren.

Berechnungsvorschlag

Ein möglicher Ansatz zur Berechnung der Güte ist der Vergleich mit historischen Base-Cases. Basierend auf der Analyse der tatsächlich eingetretenen Nettopositionen und Lastflüsse und jener im Base-Case prognostizierten können statistische Kennzahlen errechnet werden, die beschreiben, wie genau der Base-Case die zukünftige Situation mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit vorhersagen kann. So können Base-Cases identifiziert werden, bei denen die zu erwartende Abweichung größer oder kleiner ist. Für die Identifikation eines Syntheseindikators, der die Güte des Base-Case hinreichend beschreibt, ist eine genaue Analyse der verfügbaren Daten notwendig.

Umsetzungsvorschlag

Der Indikator kann tagesaktuell vor der Marktkopplung (Pre-Coupling) als statistische Kennzahl veröffentlicht werden. Für das Dashboard erscheint auch hier eine überblicksmäßige Darstellung für alle 24 Stunden gemeinsam sinnvoll. Dabei werden die Daten sowohl aggregiert als auch für die einzelnen Gebotszonen dargestellt. Zum Download werden stundengenau Werte angeboten.

4.4.5 Preisdivergenz

Problemstellung

Spitzen in Strompreisen und Spreads sind ein bekanntes Phänomen in der Elektrizitätswirtschaft. Da das Monitoring von allen beteiligten Märkten jedoch ressourcenintensiv ist, stellt ein – von zentraler Stelle publizierter – Indikator, der das Risiko für Spitzen in Preisen und Spreads indiziert, eine nützliche Informationsquelle für die Marktteilnehmer dar.

Ziele

Marktteilnehmer können anhand des Indikators schnell erkennen, wie groß das Risiko für Preis- oder Spread-Spikes ist. Events in anderen Marktgebieten können leichter antizipiert werden. Die Abschätzung kann auch als Vergleich zu anderen Analysen dienen.

Berechnungsvorschlag

Die Spike-Warnung kann aus den Annahmen des Base-Case basierend auf den historischen Werten abgeleitet werden.

Umsetzungsvorschlag

Der Indikator kann tagesaktuell vor der Marktkopplung (Pre-Coupling) als dimensionslose Skala zur Risikobewertung (z. B. Lawinewarnstufe (1 = niedrig; 5 = sehr hoch)) veröffentlicht werden. Für das Dashboard erscheint auch hier eine überblicksmäßige Darstellung je Gebotszone für alle 24 Stunden gemeinsam sinnvoll. Zum Download werden stundengenau Werte angeboten.

5 Literaturverzeichnis

ACER, 2017. *Annex I Congestion income distribution methodology in accordance with Article 73 of the Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management.*

ACER, 2017. *Decision of the Agency for the cooperation of energy regulators No 07/2017 of 14 December 2017 on the congestion income distribution methodology.*

All NEMO Committee, 2019. *CACM Annual Report 2018*; <http://www.nemo-committee.eu/assets/files/cacm-annual-report-2018.pdf>.

All TSOs, 2011. „*CWE Enhanced Flow-Based MC feasibility report*“.

All TSOs, 2014. *Documentation of the CWE FB MC solution as basis for the formal approval-request; Annex 16.18 Flow-Based “intuitive” explained.* [Online]

Available at:

<https://www.jao.eu/support/resourcecenter/overview?parameters=%7B%22IsCWEFBMCRelevantDocumentation%22%3A%22True%22%7D>

[Zugriff am 05.05.2020].

All TSOs, 2020. *All TSOs’ proposal for Use of Congestion Income Methodology in accordance with Article 19(4) of the Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity; For Public Consultation.*

All TSOs, 2020. *CWE Report: Comparison Flow-Based Plain and Flow-Based Intuitive.*

Amprion; APG; creos; elia; hertz, 50; RTE; TenneT; BW, Transnet, kein Datum *Annex 16.6 Information regarding LTA inclusion; Documentation of the CWE FB MC solution as basis for the formal approval-request (Brussels, 9th May 2014).*

Amprion, et al., 2019. *Documentation of the CWE FB MC solution; April 2019 - version 4.1, applicable as of May 21st 2019.*

Amprion, et al., kein Datum *Explanatory note DA FB CC methodology for Core CCR, For Public Consultation.*

Amprion, et al., 2011. *CWE Enhanced Flow-Based MC feasibility report, version 1.0 - 15th March 2011.*

Auer, H. & Fleischhacker, A., 2019. *Energy Systems and Grids.* Wien: TU - Wien.

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2019. *Redispatch in Deutschland Auswertung der Transparenzdaten April 2013 bis einschließlich September 2019.*

Böhmer, S., 2015. *Methoden zur Strommarktkopplung.* 2015: Grin.

Bundesnetzagentur, 2020. *Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen, Erstes Quartal 2019, Stand: 18.07.2019*; https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2019/Quartalsbericht_Q1_2019.html.

CCR Core TSOs` Cooperation, 2019. *Derogation proposals of Core TSOs in accordance with Art. 16.9 Regulation 2019/943: Core common document.*

Das Europäische Parlament und der Rat der Europäischen Union, 2019. *EU 2019/943 Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (Neufassung).*

E-Control, kein Datum *Erlöse aus grenzüberschreitendem Engpassmanagement, Bericht gemäß Punkt 6.5 der Engpassmanagement-Leitlinien.*

EEX, 2020. *EEX Group DataSource SFTP CSV - Interface Specifications, Version 010.* [Online]
Available at: <https://www.eex.com/blob/93736/dc22d9eab28400a24d84fc3b13009718/eex-group-datasource-sftp-csv-interface-specification-de-en-data.pdf>
[Zugriff am 07 04 2020].

EFET, ifiec europe, 2018. *Open letters to CWE regulators regarding the transparency of data provided by TSOs in the framework of flow-based market coupling.*

Energinet_DK, Kraftnät, S., Fingrid & Statnett, kein Datum *Methodology and concepts for the Nordic Flow-Based Market Coupling Approach.*

EU Kommission, 2015. *Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management*, Brussels.

EU Open Data Support, 2014. *Training Module 2.2, Presentation metadata, Open Data & Metadata Quality.* [Online]
Available at:
https://www.europeandataportal.eu/sites/default/files/d2.1.2_training_module_2.2_open_data_quality_en_e_dp.pdf
[Zugriff am 07 04 2020].

Eurelectric; MPP; EFET, 2016. *Joint statement of transparency on flow-based market coupling parameters.*

Eurelectric, 2019. *Eurelectric's response to ENTSOE on the algorithm methodology review incl. SIDC and ID auctions.* [Online]
Available at: https://cdn.eurelectric.org/media/3941/algorithmreview_sidc_position-2019-030-0436-01-e-h-ED58E92B.pdf
[Zugriff am 17 02 2020].

Eurelectric, 2020. *Transparency of system operators on cross-border exchange capacities: a survey paper (A Eurelectric position paper).*

Europäische Kommission, 2016. *Verordnung (EU) 2016/1719 der Kommission vom 26. September 2016 zur Festlegung einer Leitlinie für die Vergabe langfristiger Kapazität.*

Europäische Union, 2015. *Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement.*

European Commission, 2016. *H2020 Programme; Guidelines on FAIR Data Management in Horizon 2020, Version 3.0.* [Online]
Available at: https://ec.europa.eu/research/participants/data/ref/h2020/grants_manual/hi/oa_pilot/h2020-hi-

[oa-data-mgt_en.pdf](#)

[Zugriff am 05 04 2020].

Joint Allocation Office, 2019. *JAO Publication Handbook*.

Joint Allocation Office, kein Datum *CWE Flow-based Market Coupling, Q&A*.

Minister of State for the Cabinet Office and Paymaster General , 2016. [Online]

Available at:

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/78946/C_M8353_acc.pdf

[Zugriff am 07 04 2020].

NEMO Committee, 2019. *EUPHEMIA Public Description*.

Nside, 2016. *Euphemia Public Description*. [Online]

Available at: <https://www.n-side.com/wp-content/uploads/2017/08/Euphemia-Public-Presentation.pdf>

[Zugriff am 10 11 2019].

PCR, 2014. *Documentation of the CWE FB MC solution as basis for the formal approval-request (Brussels, August 2014); Annex 16.18 Flow-Based "intuitive" explained*. [Online]

Available at: https://www.acm.nl/sites/default/files/old_publication/bijlagen/13001_annex-16-18-flow-based-intuitive-explained.pdf

[Zugriff am 11 04 2020].

Rochfort, J., 2015. *Guidance Document: Version Control*. [Online]

Available at: <https://www.nottingham.ac.uk/governance/records-and-information-management/documents/guidance-documents/version-control---copy.pdf>

[Zugriff am 07 04 2020].

Schönheit, D., Weinhold, R. & Dierstein, C., 2020. The impact of different strategies for generation shift keys (GSKs) on the flow-based market coupling: A model-based analysis of Central Western Europe. *Applied Energy*.

Tomorrow, 2020. www.electricitymap.org. [Online]

Available at: <https://www.electricitymap.org/?lang=de>

[Zugriff am 07 04 2020].

6 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Bausteine der Transparenz im FBMC; Quelle: eigene Darstellung.....	14
Abbildung 2: Hauptziele der Studie; Quelle: eigene Darstellung.....	15
Abbildung 3: Flussdiagramm, Prozesse und Verantwortliche im Rahmen der lastflussbasierten Marktkopplung; Quelle: eigene Darstellung	17
Abbildung 4: FBMC-Prozess, Zuteilung Inputparameter zu den Prozessabschnitten des Pre-Couplings; Quelle: eigene Darstellung	21
Abbildung 5: FB-Parameter Berechnungsprozess; Quelle: eigene Darstellung	24
Abbildung 6: Änderung von F_{ref} durch LT-Adaption, schematische Darstellung; Quelle: eigene Darstellung basierend auf CWE-FBMC-Dokumentation 2011 (Amprion, et al., 2011)	27
Abbildung 7: FBMC-Parameter und deren Zusammenhang; Quelle: eigene Darstellung basierend auf (Schönheit, et al., 2020)	28
Abbildung 8: Beispiel Darstellung FB-Domain; Quelle: eigene Darstellung	29
Abbildung 9: Geldflüsse in der lastflussbasierten Marktkopplung; Quelle: eigene Darstellung	31
Abbildung 10: Engpassmanagementkosten, 2015–2020, Österreich, Deutschland, Belgien und Frankreich; Quelle: eigene Darstellung basierend auf ENTSO-E.....	33
Abbildung 11: Redispatch-Kosten je TWh Netzlast, 2015–2020, Österreich, Deutschland, Belgien; Quelle: eigene Darstellung basierend auf ENTSO-E.....	34
Abbildung 12: Countertrading-Kosten je TWh Netzlast, 2015–2020, Deutschland, Frankreich; Quelle: eigene Darstellung basierend auf ENTSO-E.....	34
Abbildung 13: Durchschnittliche Redispatch-Kosten der APG je Monat, 2015–2019; Quelle: eigene Darstellung basierend auf ENTSO-E	35
Abbildung 14: Optimales Investitionsvolumen in Netzkapazität; Quelle: eigene Darstellung basierend auf (All TSOs, 2020)	39
Abbildung 15: Betrachtung der Systemgrenzen des Optimierungsalgorithmus EUPHEMIA; Quelle: eigene Darstellung.....	40
Abbildung 16: Inputdaten EUPHEMIA; Quelle: (Nside, 2016), eigene Darstellung	42
Abbildung 17: Darstellung der Renten in einem exportierenden Marktgebiet; Quelle: eigene Darstellung	44
Abbildung 18: Darstellung von Angebot und Nachfrage in einem exportierenden Markt (vgl. Abbildung 17); Quelle: eigene Darstellung	44
Abbildung 19: Überblick Ablauf EUPHEMIA: Masterproblem und die drei Subprobleme: Quelle: eigene Darstellung basierend auf (NEMO Committee, 2019)	47
Abbildung 20: Unterschiedliche Dokumentenbeschreibung, Screenshot CWE-FBMC-Dokumentation	59
Abbildung 21: Fehlende interne Suchfunktion, Screenshot CWE-FB-MC-Dokumentation	59
Abbildung 22: Dokumentendatierung, Screenshot JAO-Downloadbereich	61
Abbildung 23: Namenskonvention, Screenshot JAO-Downloadbereich.....	62
Abbildung 24: Sortierung der Dokumente, Screenshot JAO-Downloadbereich	62
Abbildung 25: Fehlermeldung JAO–Utility-Tool	64
Abbildung 26: Titelseite „JAO Publication Handbook v1.5“ und „v1.8“	66
Abbildung 27: “Publication Handbook final”, Screenshot JAO	66
Abbildung 28: Excel-Datei im Downloadbereich, Screenshot JAO	67
Abbildung 29: Excel-Datei im „Message Board“, Screenshot JAO	67
Abbildung 30: Streudiagramm Datenquellen zur Förderung der Transparenz; Quelle: eigene Darstellung.....	69

Abbildung 31: Kategorien Anwendungsbeispiele zur Verbesserung der Transparenz; Quelle: eigene Darstellung	78
Abbildung 32: Auszug Verordnungen Archiv, E-Control.....	80
Abbildung 33: „Gesetze im Internet“-Plattform, Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz	81
Abbildung 34: FAIR-Prinzipien Zusammenfassung	82
Abbildung 35: Auszug maschineller Datenzugang „EUREX Futures Data“, Quandl.....	83
Abbildung 36: Exemplarisches Beispiel eines Graphenmodells; Quelle: eigene Darstellung.....	84
Abbildung 37: Exemplarisches Beispiel für ein interaktives Flussdiagramm.....	85
Abbildung 38: Beispiele für die Umsetzung von Kartendarstellungen zum Informationstransfer in der Energiewirtschaft. Die zugrunde liegende Datenstruktur kann mittels API abgefragt werden. Quellen von links nach rechts: (1) & (2) ENTSO-E Transparency APP, (3) ENTSO-E Grid Map, (4) ElectricityMap von Tomorrow ...	85
Abbildung 39: Illustratives Beispiel der Grid-Map mit erweiterter FBMC-Funktion	86
Abbildung 40: Netzlast-Karte 50Hertz.....	86
Abbildung 41: Beispielhafte Darstellung der Schlüsselindikatoren auf einem Dashboard; Quelle: eigene Darstellung	91
Abbildung 42: Überblick Einteilung Indikatoren zur Förderung der Transparenz im FBMC; Quelle: eigene Darstellung	92

7 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Beispielhafte Matrix PTDFs je kritischem Netzelement (CBCO) und Gebotszone; Quelle: eigene Darstellung.....	19
Tabelle 2: Beispiel Darstellung FB-Domain: Quelle: eigene Darstellung	29
Tabelle 3: Überblick Vergabe grenzüberschreitender Kapazitäten Österreich, nach Zeithorizont und Grenze mit der Regelzone APG; Quelle: eigene Darstellung basierend auf https://www.apg.at/de/markt/Markttransparenz/Uebertragung/Allokationen	36
Tabelle 4: Herleitung des Optimierungsproblems; Quelle: eigene Darstellung basierend auf (NEMO Committee, 2019)	45
Tabelle 5: Nebenbedingungen (Constraints) des Optimierungsproblems; Nebenbedingungen, die ein „intuitives Ergebnis“ durchsetzen, wurden im Sinne der Verständlichkeit weggelassen; Quelle: (NEMO Committee, 2019)	46
Tabelle 6: Exakte mathematische Formulierung der Zielfunktion; Quelle: (NEMO Committee, 2019)	51
Tabelle 7: Abkürzungen Zielfunktion EUPHEMIA; Quelle: eigene Darstellung basierend auf (NEMO Committee, 2019)	52
Tabelle 8: Zusammenfassung Ergebnisse „Zufriedenheit mit der Dokumentation der Prozesse“, Mittelwerte; Quelle: eigene Darstellung	63
Tabelle 9: Auswertung Zufriedenheit JAO-Webservice und JAO-Utility-Tool; Quelle: eigene Darstellung	68
Tabelle 10: Zusammenfassung Ergebnisse „Zufriedenheit mit den vorhandenen Datenquellen“; Quelle: eigene Darstellung.....	70
Tabelle 11: Transparenzanforderungen FBMC; Quelle: eigene Darstellung	71
Tabelle 12: Beispiel für eine Dokumenten-Versionstabelle; Quelle: (Rochfort, 2015).....	73
Tabelle 13: Überblick Anwendungsbeispiele zur Verbesserung der Transparenz; Quelle: eigene Darstellung	79
Tabelle 14: Zusammenfassung der Schlüsselindikatoren und mögliche Umsetzung; Quelle: eigene Darstellung	93

8 Abkürzungen

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
AMR	Adjustment for Minimum RAM
APG	Austrian Power Grid
API	Application Programming Interface (Programmierschnittstelle)
ATC	Available Transfer Capacity
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BNetzA	Bundesnetzagentur
CACM	Capacity Allocation and Congestion Management
CB	Critical Branch
CBCO	Critical Branch Critical Outage
CCR	Capacity Calculation Region (Kapazitätskalkulationsregion)
CGM	Common Grid Model
CNEC	Critical Network Element and Contingencies
CSV	Comma-Separated Values (Dateiformat)
CWE	Central-West Europe
D-1	Tag vor Lieferung
D-2	2 Tage vor Lieferung
D-2CF	Day-2 Congestion Forecast
DA	Day-Ahead
DACF	Day-Ahead Congestion Forecast
DOI	Digital Object Identifier
EC	External Constraints
EEX	European Energy Exchange
EFET	European Federation of Energy Traders
et al.	lat.: et alii; und andere
EUPHEMIA	EU Pan-European Hybrid Electricity Market Integration Algorithm
EUR	Euro
FAV	Final Adjustment Value
FB	Flow-Based
FBMC	Flow-Based Market Coupling
F_{\max}	Maximal möglicher Stromfluss in MW
FPF	Financial Power Flows
F_{ref}	Referenzstromfluss in MW
FRM	Flow Reliability Margin
FTR	Financial Transmission Rights
GSK	Generation Shift Key
I_{\max}	Maximal möglicher Stromfluss in Ampere
ID	Intraday
JAO	Joint Allocation Office

JTSOS	Joint TSO Pre-Coupling System
KPI	Key Performance Indicator
LTA	Long-Term Allocations
LTN	Long-Term Nominations
MCP	Market Clearing Price
MIC	Minimum-Income-Gebote
MinRAM	Minimum Remaining Available Margin
NEMO	Nominated Electricity Market Operator
NP	Nettoposition
NRA	National Regulatory Authority
PCR	Price Coupling of Regions
PPF	Physical Power Flows
PTDF	Power Transfer Distribution Factor
PUN	Prezzo Unico Nazionale
RA	Remedial Action
RAM	Remaining Available Margin
RAO	Remedial Action Optimization
RSS	Rich Site Summary
SAP	Single Allocation Platform
SDAC	Single Day-Ahead Coupling
SPAIC	Standard Process to Communicate on and Assess the Impact of Significant Changes
UIOSI	Use It or Sell It
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UTC	Koordinierte Weltzeit

9 Anhang 1 | Methodik Fragebogenerhebung

Die Erhebung hatte zum Ziel, die Sicht des Stromhandels auf die Transparenzanforderungen im „Flow-Based Market Coupling“ zu erfassen. Dabei wurde das Thema Transparenz in Bezug auf Prozesse und Datenverfügbarkeit beleuchtet.

Die Teilnehmer wurden explizit nach ihrer thematischen Relevanz ausgewählt und somit vorselektiert. Zielgruppe der Erhebung waren Personen von Handelsabteilungen von Energieversorgern. Geografisch wurde die Erhebung auf Unternehmen in Österreich beschränkt.

In dem Fragebogen wurde auf eine Screeningfrage verzichtet, da die Teilnehmer vorselektiert wurden. Es wurden außerdem keine demografischen Daten erhoben. Der erste Teil der Erhebung beinhaltete Fragen zum Verständnis des FBMC-Prozesses. In weiterer Folge wurde im zweiten Teil zum Thema Datenverfügbarkeit befragt.

Im Allgemeinen ist in Anbetracht der kleinen Grundgesamtheit die Rücklaufquote zufriedenstellend. Bei der Interpretation der Ergebnisse muss jedoch berücksichtigt werden, dass die Stichprobe mit 13 beantworteten Fragebögen natürlich gering ausfällt.

10 Anhang 2 | Weiterführende Literatur zum FBMC

Für die in Kapitel 2.1 aufbereitete Literatur wird davon ausgegangen, dass Sachverhalte, die in einer älteren Dokumentenversion (z. B. CWE FB Doku 2011) dargestellt wurden und in einer aktuelleren Version (z. B. CWE FB Doku 2016) nicht explizit aufgehoben oder geändert wurden, nach wie vor gültig sind.

Die hier präsentierten Informationen basieren größtenteils auf den offiziell zum FBMC zur Verfügung stehenden Dokumenten:

- ▶ **Documentation of the CWE FB MC solution, version 4.1** (Autor: CWE TSOs; Datum: April 2019, applicable as of May 21st 2019) - (Amprion, et al., 2019)
- ▶ **CWE Enhanced Flow-Based MC feasibility report, version 1.0** (Autor: CWE TSOs; Datum: 15.03.2011) - (Amprion, et al., 2011)
- ▶ **Explanatory note DA FB CC methodology for Core CCR, for Public Consultation** (Autor: Core TSOs; Datum: kein Datum) - (Amprion, et al., kein Datum)

Weiters wurde auf wissenschaftliche Veröffentlichungen und aktuelle Richtlinien und Verordnungen zugegriffen, diese wurden entsprechend im Text zitiert.

Zur tieferen Einarbeitung in das Thema des FBMC wird nachfolgende Literatur empfohlen. Dabei handelt es sich keinesfalls um eine abschließende Auflistung, sondern um eine Empfehlung der AutorInnen für mögliche Dokumentationen und Artikel in Fachzeitschriften. Die AutorInnen übernehmen keine Verantwortung für die Richtigkeit der Angaben in weiterführender Literatur.

- ▶ **Methoden zur Strommarktkopplung in Europa, „Net-Transfer-Capacities-“ und „Flow-Based-Verfahren“ zur Allokation von grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten** (Autor: Sebastian Tobias Böhmer; Datum: 2015; Studienarbeit am Karlsruher Institut für Technologie)
- ▶ **The Flow-Based Market Coupling in Central Western Europe: Concepts and Definitions** (Autoren: Kenneth Van den Bergh, Jonas Boury, Erik Delarue; Datum: 2016; erschienen in: The Electricity Journal)
- ▶ **Methodology and concepts for the Nordic Flow-Based Market Coupling Approach** (Autoren: Energinet, Svenska Kraftnät, Fingrid, Statnett; Datum: keine Angabe)
- ▶ **Flow-based market coupling – What drives welfare in Europe’s electricity market design?** (Autoren: Simon Voswinkel, Björn Felten, Tim Felling, Christoph Weber; Datum: 19.07.2019; erschienen in: House of Energy Markets and Finance)
- ▶ **Flow-Based Market Coupling Revised – Part I: Analyses of Small- and Large-Scale Systems** (Autoren: Björn Felten, Tim Felling, Paul Osinski, Christoph Weber; Datum: 11.06.2019; erschienen in: House of Energy Markets and Finance)
- ▶ **The impact of different strategies for generation shift keys (GSKs) on the flow-based market coupling domain: A model-based analysis of Central Western Europe** (Autoren: David Schönheit, Richard Weinhold, Constantin Dierstein; Datum: 2020; erschienen in: Applied Energy)

ÜBER DIE ÖSTERREICHISCHE ENERGIEAGENTUR – AUSTRIAN ENERGY AGENCY (AEA)

Die Österreichische Energieagentur liefert Antworten für die klimaneutrale Zukunft: Ziel ist es, unser Leben und Wirtschaften so auszurichten, dass kein Einfluss mehr auf unser Klima gegeben ist. Neue Technologien, Effizienz sowie die Nutzung von natürlichen Ressourcen wie Sonne, Wasser, Wind und Wald stehen im Mittelpunkt der Lösungen. Dadurch wird für uns und unsere Kinder das Leben in einer intakten Umwelt gesichert und die ökologische Vielfalt erhalten, ohne dabei von Kohle, Öl, Erdgas oder Atomkraft abhängig zu sein. Das ist die missionzero der Österreichischen Energieagentur.

Mehr als 80 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter aus vielfältigen Fachrichtungen beraten auf wissenschaftlicher Basis Politik, Wirtschaft, Verwaltung sowie internationale Organisationen. Sie unterstützen diese beim Umbau des Energiesystems sowie bei der Umsetzung von Maßnahmen zur Bewältigung der Klimakrise.

Die Österreichische Energieagentur setzt zudem im Auftrag des Bundes die Klimaschutzinitiative klima**aktiv** um und nimmt die Aufgaben der Nationalen Energieeffizienz-Monitoringstelle wahr. Der Bund, alle Bundesländer, bedeutende Unternehmen der Energiewirtschaft und der Transportbranche, Interessenverbände sowie wissenschaftliche Organisationen sind Mitglieder dieser Agentur.

Die **Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency GmbH** ist eine 100-prozentige Tochter des Vereins Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency.



AUSTRIAN ENERGY AGENCY