



Ihr Zeichen, Ihre Nachricht vom

Mein Zeichen, meine Nachricht vom
622-23-008

☎ 0228

Bonn
18.03.2025

oder 14-0

**Genehmigung der Methode der probabilistischen Dimensionierung von
Frequenzhaltungsreserven für das Synchrongebiet Kontinentaleuropa nach Art. 153 der
Verordnung (EU) 2017/1485 zur Festlegung einer Leitlinie für den
Übertragungsnetzbetrieb**

In dem Verwaltungsverfahren

gegenüber der

50Hertz Transmission GmbH, Heidestraße 2, 10557 Berlin, gesetzlich vertreten durch die
Geschäftsführung

– Antragstellerin zu 1 –

der Amprion GmbH, Robert-Schuman-Straße 7, 44263 Dortmund, gesetzlich vertreten durch die
Geschäftsführung,

– Antragstellerin zu 2 –

TenneT TSO GmbH, Bernecker Straße 70, 95448 Bayreuth, gesetzlich vertreten durch die
Geschäftsführung

– Antragstellerin zu 3 –

Bundesnetzagentur für
Elektrizität, Gas, Telekommunikation,
Post und Eisenbahnen

Telefax Bonn
0228 14-8872

E-Mail
poststelle@bnetza.de
Internet
<http://www.bundesnetzagentur.de>

Bitte neue Bankverbindung beachten!
Bundeskasse Weiden
Dt. Bundesbank – Filiale Regensburg
BIC: MARKDEF1750
IBAN: DE08 7500 0000 0075 0010 07

Behördensitz: Bonn
Tulpenfeld 4
53113 Bonn
☎ 0228 14-0

Datenschutzhinweis:

Der Schutz Ihrer Daten ist uns wichtig. Nähere Informationen zum Umgang mit personenbezogenen Daten in der BNetzA können Sie der Datenschutzerklärung auf <https://www.bundesnetzagentur.de/Datenschutz> entnehmen. Sollte Ihnen ein Abruf der Datenschutzerklärung nicht möglich sein, kann Ihnen diese auch in Textform übermittelt werden.

der TransnetBW GmbH, Osloer Str. 15 - 17, 70173 Stuttgart, vertreten durch die Geschäftsführung,

– Antragstellerin zu 4 –

wegen

Genehmigung der Methode der probabilistischen Dimensionierung von Frequenzhaltungsreserven (FCR) für das Synchrongebiet Kontinentaleuropa nach Art. 153 Abs. 2 lit. c i.V.m. Art. 118 Abs. 1 lit. a und Art. 6 Abs. 1 und Abs. 3 lit. d Ziff. ii der Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb, zuletzt geändert durch die Durchführungsverordnung (EU) 2021/280 der Europäischen Kommission vom 22. Februar 2021 (SO-VO)

hat die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn, gesetzlich vertreten durch ihren Präsidenten Klaus Müller, am 18. März 2025 entschieden:

1. Die Methode der probabilistischen Dimensionierung von Frequenzhaltungsreserven für das Synchrongebiet Kontinentaleuropa gemäß Art. 153 Abs. 2 lit. c i.V.m. Art. 118 Abs. 1 lit. a und Art. 6 Abs. 1 und Abs. 3 lit. d Ziff. ii der Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb, wird unter Aufhebung des Beschlusses BK6-18-255 der Bundesnetzagentur vom 2. April 2019 wie in Anlage I dieses Bescheides dargelegt, genehmigt.
2. Eine Kostenentscheidung bleibt vorbehalten.

Gründe

A.

Das vorliegende Verwaltungsverfahren betrifft die Genehmigung eines gemeinsamen Antrags aller Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) des kontinentaleuropäischen Synchrongebietes zur Festlegung einer probabilistischen Methodik für die Dimensionierung der Frequenzhaltungsreserven (probabilistische FCR-Dimensionierung) gemäß Art. 153 Abs. 2 i.V.m. Art. 118 Abs. 1 lit. a und Art. 6 Abs. 1, 3 lit. d Ziff. ii der Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (SO-VO), zuletzt geändert durch die Durchführungsverordnung (EU) 2021/280 der Europäischen Kommission vom 22. Februar 2021.

Die SO-VO gilt unmittelbar in allen Mitgliedstaaten der Europäischen Union und gibt einen Rahmen mit harmonisierten Vorschriften für den Netzbetrieb der ÜNB vor. Durch diesen Rechtsrahmen für den Betrieb des Übertragungsnetzes sollen der unionsweite Stromhandel erleichtert, die Systemsicherheit gewährleistet, die Integration erneuerbarer Energieträger unterstützt und eine effiziente Netznutzung und Wettbewerb im Interesse der Verbraucher gefördert werden. Dazu werden in der SO-VO gemeinsame Bestimmungen mit Mindestanforderungen für den unionsweiten Netzbetrieb und die grenzübergreifende Zusammenarbeit zwischen den ÜNB sowie die Nutzung der relevanten Merkmale der angeschlossenen nachgelagerten Netzebenen der Verteilernetzbetreiber festgelegt. Von den ÜNB sind diesbezüglich Vorschläge für Modalitäten und Methoden zu entwickeln, welche den Regulierungsbehörden zur Genehmigung vorzulegen sind. Das primäre Ziel der SO-VO ist die Gewährleistung der Betriebssicherheit, der Frequenzqualität und der effizienten Nutzung des Verbundsystems und seiner Ressourcen.

Hierfür ist es u.a. unabdingbar, gemeinsame Mindestanforderungen und Grundsätze für die Leistungs-Frequenz-Regelung und die Frequenzhaltungsreserven festzulegen, die als Grundlage für die grenzübergreifende Zusammenarbeit der ÜNB dienen. Eine angemessene Höhe an FCR im Synchrongebiet ist erforderlich, um die Netzfrequenz bei einem Ungleichgewicht zwischen Stromerzeugung und -verbrauch automatisiert und schnellstmöglich wieder auf bzw. nahe an den Sollwert in Höhe von 50 Hz zu bringen. Alle ÜNB jedes Synchrongebiets legen FCR-Dimensionierungsregeln nach Maßgabe der in Art. 153 Abs. 2 SO-VO enthaltenen Kriterien fest. Gemäß Art. 6 Abs. 1 und Abs. 3 lit. d Ziff. ii SO-VO unterliegen die FCR-Dimensionierungsregeln der Genehmigung aller Regulierungsbehörden der betreffenden Region. Nach ihrer Genehmigung sind die FCR-Dimensionierungsregeln von den ÜNB des kontinentaleuropäischen Synchrongebiets gemäß Art. 118 Abs. 1 lit. a und Abs. 2 SO-VO in die Betriebsvereinbarung für das betreffende Synchrongebiet aufzunehmen.

Am 14. September 2018 reichten die deutschen regelzonenverantwortlichen ÜNB einen Antrag zur Genehmigung von Regeln zur Dimensionierung von Frequenzhaltungsreserven bei der Beschlusskammer 6 der Bundesnetzagentur ein. Dieser wurde mit Beschluss der Bundesnetzagentur vom 2. April 2019 unter dem Aktenzeichen BK6-18-255 genehmigt. Hierin trafen die ÜNB des Synchrongebiets Kontinentaleuropa Regelungen für die Festlegung der erforderlichen FCR-Menge im kontinentaleuropäischen Synchrongebiet und legten der FCR-Dimensionierung dabei ein deterministisches Kriterium zugrunde. Nach diesem Kriterium muss die FCR in der Lage sein, eine Frequenzabweichung infolge der schwersten erwarteten Ausfallkombination im System zu begrenzen, die dem sogenannten „Referenzstörfall“, also 3.000 MW in die positive und die negative Richtung gemäß Art. 153 Abs. 2 lit. b SO-VO, entspricht. Der Referenzstörfall ist gemäß Art. 3 Abs. 2 Nr. 58 SO-VO definiert als die maximale, momentan

zwischen Erzeugung und Verbrauch in einem Synchrongebiet auftretende positive oder negative Leistungsabweichung, die bei der FCR-Dimensionierung berücksichtigt ist.

An Stelle einer FCR-Dimensionierung auf Basis eines deterministischen Kriteriums berechtigt Art. 153 Abs. 2 lit. c SO-VO die ÜNB des Synchrongebiets Kontinentaleuropa jedoch auch, einen probabilistischen FCR-Dimensionierungsansatz festzulegen. Hierbei haben sie das Muster von Last, Erzeugung und Schwungmasse, einschließlich synthetischer Schwungmasse, sowie die Mittel zu berücksichtigen, die zur Verfügung stehen, um die Mindestschwungmasse in Echtzeit im Einklang mit der in Artikel 39 genannten Methode zu erreichen, damit die Eintrittswahrscheinlichkeit unzureichender FCR auf ein Wiederkehrintervall von mindestens 20 Jahren verringert wird.

Bedeutende Veränderungen im Stromsystem mit dem zunehmenden Einsatz volatiler Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien veranlassten die ÜNB des Synchrongebiets Kontinentaleuropa eine probabilistische FCR-Dimensionierung zu entwickeln, die das bislang geltende deterministische Kriterium für die Dimensionierung der Frequenzhaltungsreserven ersetzen soll.

Vor diesem Hintergrund haben die ÜNB des Synchrongebiets Kontinentaleuropa die beabsichtigte Methodik für eine probabilistische FCR-Dimensionierung vom 15. Mai 2023 bis zum 15. Juni 2023 über die Internetseite der European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) öffentlich in englischer Sprache konsultiert. Daraufhin sind von vier Interessensträgern Stellungnahmen eingegangen, welche von den ÜNB berücksichtigt wurden.¹

Mit E-Mail vom 21. Dezember 2023 hat die Antragstellerin zu 3 im eigenen Namen und im Namen der anderen drei Antragstellerinnen den zwischen den ÜNB des Synchrongebiets Kontinentaleuropa abgestimmten Antrag zur Festlegung einer probabilistischen Methodik für die Dimensionierung der Frequenzhaltungsreserven gemäß Art. 153 Abs. 2 lit. c SO-VO bei der Bundesnetzagentur in englischer und deutscher Sprache zur Genehmigung eingereicht. Hierin haben die ÜNB eine probabilistische FCR-Dimensionierung beantragt, die einen iterativen Prozess zur Ermittlung des symmetrischen Wertes der FCR beinhaltet. Ausgehend vom Referenzstörfall (3.000 MW) werden mehrere Jahre unter Anwendung eines Monte-Carlo-Ansatzes simuliert, wobei Frequenzabweichungen aus den folgenden drei Datensätzen berücksichtigt werden: deterministische Frequenzabweichungen, langanhaltende Frequenzabweichungen (sog. „Long Lasting Frequency Deviations“ (LLFD)) und Leistungsungleichgewichte aufgrund von Ausfällen. Unter Verwendung deterministischer Formeln

¹ Abzurufen unter: <https://consultations.entsoe.eu/system-operations/methodology-for-performing-the-probabilistic-dimen/>.

werden für jede Frequenzabweichung die Leistungen der Frequenztransienten in Bezug auf die Frequenzänderungsrate (sog. „Rate of Change of Frequency“ (RoCoF)), den Frequenznadir und den Frequenzzeit bewertet. Diese Parameter werden mit den von den ÜNB des Synchrongebiets Kontinentaleuropa festgelegten zulässigen Schwellenwerten verglichen: Wenn die Schwellenwerte nicht mehr als einmal in 20 Jahren verletzt werden - wie in Art. 153 Abs. 2 SO-VO vorgeschrieben -, ist der betrachtete FCR-Wert das Ergebnis des Dimensionierungsprozesses und es sind keine weiteren Iterationen erforderlich; andernfalls wird die FCR erhöht und eine neue Iteration durchgeführt.

Eine Regelung nach Art. 153 Abs. 2 lit. d SO-VO, über die Verteilung der Anteile der FCR-Kapazität, die für jeden ÜNB als anfängliche FCR-Verpflichtung benötigt werden, ist nicht im Antrag enthalten.

Den Antrag begründen die Antragstellerinnen wie folgt: Die Methodik für eine probabilistische FCR-Dimensionierung trage allgemein zur Erreichung der Ziele in Art. 4 Abs. 1 SO-VO bei. Insbesondere liefere sie den ÜNB des Synchrongebiets Kontinentaleuropa eine Methode zur Beurteilung der Anforderungen der FCR unter Berücksichtigung aller relevanten Einflussfaktoren. Sie dient der Festlegung der gemeinsamen Anforderungen und Grundsätze für die Betriebssicherheit gemäß Art. 4 Abs. 1 lit. a SO-VO. Außerdem steuert sie dazu bei, die erforderlichen Bedingungen für die Aufrechterhaltung der Betriebssicherheit in der gesamten Union gemäß Art. 4 Abs. 1 lit. d SO-VO zu gewährleisten. Ferner trage sie dazu bei, die erforderlichen Bedingungen für die Aufrechterhaltung der Frequenzqualität in allen Synchrongebieten der gesamten Union gemäß Art. 4 Abs. 1 lit. e SO-VO zu gewährleisten. Die probabilistische FCR-Dimensionierung wirke sich nicht auf die anderen Ziele in Artikel 4 Absatz 1 SO-VO aus. Sie leiste durch die Festlegung der geeigneten Dimensionierungsanforderungen einen Beitrag zur Verfolgung der allgemeinen Ziele der SO-VO zur Sicherstellung der Betriebssicherheit.

Entsprechende Anträge haben die betroffenen ÜNB in den anderen EU-Mitgliedstaaten des Synchrongebiets Kontinentaleuropa bei ihren Regulierungsbehörden eingereicht. Am 17. Januar 2024 hat die letzte nationale Regulierungsbehörde des Synchrongebiets Kontinentaleuropa den entsprechenden nationalen Antrag der ÜNB erhalten. Gemäß Art. 6 Abs. 8 SO-VO i.V.m. Art. 6 Abs. 10 UAbs. 2 lit. a der Verordnung (EU) 2019/942 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 zur Gründung einer Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER-VO) war grundsätzlich innerhalb von sechs Monaten, d.h. bis zum 17. Juli 2024 eine Einigung der nationalen Regulierungsbehörden des LFR-Blocks über eine Antragsgenehmigung der Antragstellerinnen zu erzielen. Am 22. Mai 2024 haben die Regulierungsbehörden des Synchrongebiets Kontinentaleuropa bei der Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) eine Verlängerung der sechsmonatigen Entscheidungsfrist gemäß Art. 6 Abs. 10 UAbs. 3 ACER-VO beantragt. Die Regulierungsbehörden des

Synchronegebiets Kontinentaleuropa hatten im Rahmen des Verfahrens zur Festlegung eines Mindestbringungszeitraums für FCR-Einheiten mit begrenztem Energiespeicher (bei der Bundesnetzagentur geführt unter dem Aktenzeichen 622-21-012) von ihrer Befugnis nach Art. 5 Abs. 9 SO-VO Gebrauch gemacht, geeigneten Schritte zur Annahme der erforderlichen Modalitäten oder Methoden gemäß Artikel 6 SO-VO zu ergreifen. Ein Element dieser geeigneten Schritte der Regulierungsbehörden ist deren Aufforderung gegenüber den ÜNB des Synchronegebiets Kontinentaleuropa, die nunmehr zur Genehmigung eingereichte Methode zu entwickeln. In diesem Kontext haben sie die ÜNB des Synchronegebiets Kontinentaleuropa u.a. auch dazu aufgefordert, eine Studie über langanhaltende Frequenzabweichungen zu erstellen. Die ÜNB des Synchronegebiets Kontinentaleuropa legten die Studie den betroffenen Regulierungsbehörden im März 2024 vor. Die Regulierungsbehörden benötigten eine nicht unerhebliche Zeit zur Prüfung der Studie sowie zur Feststellung der Belastbarkeit des LLFDs-Datensatzes für die probabilistische Dimensionierung der FCR. Darüber hinaus fehlten im Antrag der ÜNB des Synchronegebiets Kontinentaleuropa eine Reihe mathematischer Details, die zum besseren Verständnis des Prozesses erforderlich sind. Die Überprüfung der LLFDs und die Erörterung der mathematischen Details erforderten einen weiteren fachlichen Austausch mit den ÜNB des Synchronegebiets Kontinentaleuropa, welcher innerhalb der ursprünglichen Frist für eine Entscheidung über die probabilistische FCR-Dimensionierung nicht zu erreichen war. ACER gewährte daher mit Entscheidung 10/2024² vom 23. Juli 2024 eine Verlängerung der Entscheidungsfrist und setzte die neue Frist auf den 17. Januar 2025 fest.

Der Antrag wurde am 22. Januar 2024 auf der Internetseite der Bundesnetzagentur veröffentlicht. Es wurde eine Stellungnahmefrist bis zum 6. Februar 2024 eingeräumt. Bei der Bundesnetzagentur sind daraufhin keine Stellungnahmen eingegangen.

In der Folge haben die nationalen Regulierungsbehörden des Synchronegebiets Kontinentaleuropa den ÜNB des Synchronegebiets Kontinentaleuropa einen untereinander abgestimmten überarbeiteten Antrag gemäß Art. 6 Abs. 1 Satz 4 SO-VO übersendet und mit ihnen abgestimmt. Hierin haben die nationalen Regulierungsbehörden sprachliche und klarstellende Anpassungen und Korrekturen insbesondere hinsichtlich der enthaltenen Definitionen vorgenommen. Ferner haben die Regulierungsbehörden einen technischen Anhang erstellt, um die seitens der ÜNB in einem Begleitdokument bereits übermittelten mathematischen Grundlagen förmlich in den Antrag einzubinden. Sie haben eine Verpflichtung der ÜNB eingefügt, den Regulierungsbehörden des Synchronegebiets Kontinentaleuropa vor jeder Stufe des Prozesses gewisse Parameter sowie nach Abschluss des Prozesses einen Bericht zu übermitteln. Ebenfalls wurde eine Befugnis der Regulierungsbehörden eingefügt, eine Neubewertung der FCR-Dimensionierung zu fordern. Nach weiterer Rücksprache mit den ÜNB des Synchronegebiets Kontinentaleuropa wurde auch

² Abzurufen unter:

https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions/ACER_Decision_10-2024_CE_extension_request_FCR_Additional_Properties.pdf.

festgelegt, dass ab dem Auslösen des gefährdeten Zustandes und während des gefährdeten Zustandes, wie in Art. 156 Abs. 9 SO-VO vorgeschrieben, eine Erschöpfung der Limited Energy Reservoir-Kapazität (LER-Kapazität) simuliert werden muss. Ursprünglich beantragten die ÜNB, dass diese Simulation bereits ab einer Frequenzabweichung von 50 mHz durchgeführt wird. Dem konnte aufgrund der Regelungen des Art. 156 Abs. 9 SO-VO nicht entsprochen werden. Zudem haben die Regulierungsbehörden entgegen der Ansicht der ÜNB vorgesehen, dass die Auswirkungen von Abhilfemaßnahmen in den LLFD-Datensatz einbezogen werden müssen, da anderenfalls veraltete und nicht die Realität abbildende Elemente im LLFD-Datensatz beibehalten wären.

Die Anpassungen wurden vorgenommen, um die Verständlichkeit und Rechtssicherheit zu erhöhen, sowie eine Anwendung der Dimensionierungsregeln sicherzustellen, die dem Zweck der SO-VO entspricht. Die Antragstellerinnen haben im Abstimmungsprozess bekundet, dass sie die Anpassungen mit Ausnahme der beiden letztgenannten Änderungen für sachgerecht erachten.

Auf Basis dieses Antrags haben die Vertreter der Regulierungsbehörden des Synchrongebiets Kontinentaleuropa bis zum 15. Januar 2025 in einem elektronischen Abstimmungsverfahren bekundet, den Antrag zur Festlegung einer probabilistischen Methodik für die Dimensionierung der Frequenzhaltungsreserven genehmigen zu wollen.

Wegen der weiteren Einzelheiten wird auf den Inhalt der Akte Bezug genommen.

B.

Die probabilistische Methodik für die Dimensionierung der Frequenzhaltungsreserven gemäß Art. 153 Abs. 2 i.V.m. Art. 118 Abs. 1 lit. a und Art. 6 Abs. 1 und Abs. 3 lit. d Ziff. ii SO-VO wird, wie in Anlage I dieses Bescheides dargelegt, antragsgemäß genehmigt. Der Antrag ist zulässig und begründet.

I. Zulässigkeit

Der Antrag ist zulässig. Die bundes- und unionsrechtlichen Vorschriften über das Verfahren sind gewahrt.

1. Die Antragstellerinnen sind als ÜNB des Synchrongebiets Kontinentaleuropa antragsbefugt gemäß Art. 153 Abs. 2 i.V.m. Art. 6 Abs. 1 und Abs. 3 lit. d Ziff. ii SO-VO. Die dort geregelte Verpflichtung der ÜNB den betroffenen Regulierungsbehörden einen Antrag für die Entwicklung bestimmter Modalitäten oder Methoden gemäß Art. 6 Abs. 3 SO-VO vorzulegen, beinhaltet gemäß Art. 153 Abs. 2 lit. c SO-VO das Recht der ÜNB, einen probabilistischen Dimensionierungsansatz zu entwickeln und bei den betroffenen Regulierungsbehörden zur Genehmigung vorzulegen.

2. Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur für die Genehmigung gemäß Art. 6 Abs. 1 und 3 lit. d) Ziff. ii in Verbindung mit Art. 118 Abs. 1 lit. a und Art. 153 Abs. 2 SO-VO ergibt sich aus § 56 Abs. 1 Satz 1 Ziffer 1 EnWG. Eine obligatorische Beschlusskammerzuweisung besteht nicht, vgl. § 59 Abs. 1 S. 2 Nr. 21 EnWG.

Die Zuständigkeit der Bundesnetzagentur ist auch nicht gemäß Art. 6 Abs. 8 SO-VO i.V.m. Art. 6 Abs. 10 UAbs. 2 lit. a) ACER-VO an ACER übergegangen. Der Eingang des letzten Antrages im Synchrongebiet Kontinentaleuropa am 17. Januar 2024 bei der Regulierungsbehörde setzte den Lauf der sechsmonatigen Genehmigungsfrist aus Art. 6 Abs. 10 UAbs. 2 lit. a) ACER-VO in Gang. Die Regulierungsbehörden des Synchrongebietes Kontinentaleuropa haben am 22. Mai 2024 einen Fristverlängerungsantrag gemäß Art. 6 Abs. 10 UAbs. 3 ACER-VO bei ACER gestellt, welche ACER mit Entscheidung 10/2024 vom 23. Juli 2024 gewährte. Die Frist wurde bis zum 17. Januar 2025 verlängert. Die Regulierungsbehörden des Synchrongebietes Kontinentaleuropa haben sich am 15. Januar 2025, mithin vor dem Ablauf der Frist, gemäß Art. 6 Abs. 10 UAbs. 2 lit. a) ACER-VO auf die Genehmigung der Methode geeinigt. Die Einigung erging auch formell rechtmäßig, insbesondere wurde das Erfordernis der Einstimmigkeit gewahrt.

3. Mit Abschluss der elektronischen Abstimmung am 15. Januar 2025 bekundeten die Vertreter der Regulierungsbehörden des Synchrongebietes Kontinentaleuropa, die Änderungen an den Dimensionierungsregeln gemäß Art. 153 Abs. 2 i.V.m. Art. 6 Abs. 1, 3 lit. d Ziff. ii SO-VO genehmigen zu wollen. Damit ist die nach Art. 6 Abs. 7 Satz 1 SO-VO i.V.m. Art. 6 Abs. 10 UAbs. 2 lit. a) ACER-VO erforderliche Einigung zustande gekommen.

II. Begründetheit

Der Antrag ist auch begründet. Die beantragte probabilistische Methodik für die Dimensionierung der Frequenzhaltungsreserven erfüllt die Vorgaben des Art. 153 Abs. 2 lit. c SO-VO und steht im Übrigen im Einklang mit den Zielen der SO-VO.

1. Gemäß Art. 153 Abs. 2 lit. c SO-VO sind die Antragsstellerinnen berechtigt, in der Betriebsvereinbarung für das Synchrongebiet Kontinentaleuropa einen probabilistischen FCR-Dimensionierungsansatz für die Berechnung der FCR-Kapazität festzulegen.

Hierbei haben sie das Muster von Last, Erzeugung und Schwungmasse, einschließlich synthetischer Schwungmasse, sowie die Mittel zu berücksichtigen, die zur Verfügung stehen, um die Mindestschwungmasse in Echtzeit im Einklang mit der in Art. 39 genannten Methode zu erreichen, damit die Eintrittswahrscheinlichkeit unzureichender FCR auf ein Wiederkehrintervall von mindestens 20 Jahre verringert wird.

Diese Kriterien werden von der beantragten Methode hinreichend berücksichtigt. So beinhaltet

der probabilistische FCR-Dimensionierungsansatz ein iteratives, probabilistisches Simulationsmodell, welches Ausfälle von Erzeugungsanlagen und HGÜ-Verbindungen, Leistungsungleichgewichte in Verbindung mit deterministischen Frequenzabweichungen (DFD) bzw. in Verbindung mit langanhaltenden Frequenzabweichungen (LLFD) sowie das Vorhandensein von FCR mit begrenzten Energiespeichern berücksichtigt (LER FCR). Dabei beruhen die DFD und LLFD auf historischen Daten der Frequenzabweichungen, während die durch Ausfälle verursachten Leistungsungleichgewichte aus der Ausfallstatistik abgeleitet werden. Aus den drei letztgenannten Störungsquellen wird nach dem Zufallsprinzip ein Gesamtleistungsungleichgewicht erzeugt, welche zur Berechnung simulierter Frequenzabweichungstrends verwendet wird, die dann über bestimmte Kriterien und dem Konzept des sog. „kritischen Zustandes“ letztlich hinsichtlich der Erfüllung des Kriteriums „einmal in 20 Jahren“ analysiert und überprüft werden. Dabei wird ausgehend von einem vereinfachten dynamischen Einfach-Sammelschienen-Modell des Übertragungsnetzes die Charakteristik der Frequenz während Transienten (d.h. Übergängen im Sinne von impulshaften elektrischen Einschwingvorgängen) berücksichtigt. Dies erfolgt im Modell über a) die Bewegungsgleichung, die die Reaktion des Stromnetzes in Bezug auf die Momentanreserve und die Selbstregulierung der Last darstellt, b) die Systemstatik (Droop), die die statische Reaktion der FCR darstellt und c) die äquivalente Dynamik der FCR-Bereitstellung, die die durchschnittlichen kombinierten Effekte des dynamischen Verhaltens aller FCR-Anbieter darstellt.

Ferner wird durch den beantragten probabilistischen FCR-Dimensionierungsansatz auch den allgemeinen Vorgaben des Art. 153 SO-VO Rechnung getragen. So ist gewährleistet, dass neben den Ergebnissen des gemäß Art. 153 Abs. 2 lit. c SO-VO durchgeführten probabilistischen FCR-Dimensionierungsansatzes die für das Synchrongebiet benötigte FCR-Kapazität mindestens den in Art. 153 Abs. 2 lit. a und lit. b Ziff. i SO-VO vorgesehenen Referenzstörfall von 3.000 MW in positiver und 3.000 MW in negativer Richtung abdeckt, da dieser Wert von 3.000 MW den Start- und somit Mindestwert im dynamischen Dimensionierungsprozess darstellt.

Eine ausdrückliche Regelung nach Art. 153 Abs. 2 lit. d SO-VO, über die Verteilung der Anteile der FCR-Kapazität, die für jeden ÜNB als anfängliche FCR-Verpflichtung benötigt werden, ist nicht im zur Genehmigung beantragten Vorschlag zur Änderung der Methode enthalten. Da die vorliegenden Dimensionierungsregeln die Vorgängerregeln vom 14.09.2018 ersetzen, sind die in den Vorgängerregeln in Art. 3 u.a. mathematisch ausdetaillierteren Regelungen zur Berechnung des FCR-Anteils jedes ÜNB nun ebenso wenig enthalten wie eine Datenaustauschfrist zwischen den ÜNB und ein expliziter konkretisierter Datenbezugszeitraum. Insofern findet nunmehr die in Art. 153 Abs. 2 lit. d SO-VO enthaltene allgemeine Verteilungsregel Anwendung, d.h. dass der FCR-Anteil, den jeder ÜNB zu beschaffen hat, auf der anteiligen Erzeugung und dem anteiligen Stromverbrauch an der Summe der Erzeugung und des Verbrauchs im gesamten Synchrongebiet basiert. Dies ist nicht zu beanstanden, da dies ebenfalls eine Fortführung der bisherigen Praxis nach der Vorgängerregelung ermöglicht.

Die FCR-Dimensionierung enthält auch einen Umsetzungszeitplan (siehe Art. 10 der Methode) und eine Beschreibung der erwarteten Auswirkungen auf die Ziele der SO-VO, insbesondere auf die Systemsicherheit (siehe Präambel Nr. 5 der Methode) gemäß Art. 6 Abs. 6 SO-VO. Zudem verpflichten sich die ÜNB im Sinne von Art. 8 SO-VO, die FCR-Dimensionierung nach der erfolgten Genehmigung zu veröffentlichen und innerhalb von 12 Monaten umzusetzen.

Die Dimensionierungsregeln stehen im Übrigen im Einklang mit den Zielen der SO-VO. Die Einführung eines probabilistischen FCR-Dimensionierungsansatzes trägt allgemein zur Erreichung der Ziele von Art. 4 Abs. 1 SO-VO bei. Die probabilistische FCR-Dimensionierung beinhaltet eine Simulation des FCR-Bedarfs unter Berücksichtigung aller relevanten Faktoren. Sie trägt damit zur Festlegung gemeinsamer betrieblicher Sicherheitsanforderungen und -grundsätze i.S.d. Art. 4 Abs. 1 lit. a SO-VO und zur Gewährleistung der Aufrechterhaltung der Betriebssicherheit in der gesamten Union i.S.d. Art. 4 Abs. 1 lit. d SO-VO bei. Ferner trägt sie dazu bei, die Bedingungen für die Aufrechterhaltung eines Frequenzqualitätsniveaus aller Synchronbereiche in der gesamten Union gemäß Art. 4 Abs. 1 lit. e SO-VO zu gewährleisten. Die probabilistische Methodik für die FCR-Dimensionierung stärkt die Ziele der SO-VO zur Gewährleistung der Betriebssicherheit, indem sie den FCR-Bedarf in angemessener Weise ermittelt. Darüber hinaus fördert sie die Systemsicherheit im Synchrongebiet Kontinentaleuropa insbesondere mit Blick auf eine zunehmend volatilere Stromerzeugung.

Die zwischen den Regulierungsbehörden koordinierten und mit den Antragstellerinnen abgestimmten Änderungen des Antrags waren nach Art. 6 Abs. 1 Satz 4 SO-VO zulässig. Darüber hinaus sind auch die beiden von den ÜNB nicht unterstützten Änderungen der Regulierungsbehörden hinsichtlich des Auslösezeitpunktes und des LLFD-Datensatzes zulässig. Diese sind bezüglich des Auslösezeitpunktes zur Erfüllung der gesetzlichen Vorgaben nach Art. 156 Abs. 9 SO-VO und hinsichtlich des LLFD-Datensatzes zur Sicherstellung der Qualität desselbigen erforderlich. Diese eigenständigen Änderungen seitens der Regulierungsbehörden beruht auf Art. 6 Abs. 1 Satz 4 SO-VO. Die Bundesnetzagentur hat keine Stellungnahmen zum Antrag der ÜNB erhalten, aus denen Gründe hervorgehen würden, die einer Genehmigung der Dimensionierungsregeln entgegenstehen könnten. Es sind der Bundesnetzagentur auch keine Anhaltspunkte ersichtlich, die Zweifel an der Geeignetheit, Erforderlichkeit oder Verhältnismäßigkeit des beantragten probabilistischen FCR-Dimensionierungsansatzes erwecken könnten.

Insbesondere ist das beantragte Dimensionierungsverfahren so gewählt, dass es anstelle der bisherigen statischen Festlegung anhand des Referenzstörfalles eine regelmäßige Neudimensionierung vorsieht, die zu einer bedarfsgerechten und angemessenen (Höher-) Dimensionierung der FCR führt und somit die Betriebsführungssicherheit der Netze Kontinentaleuropas stützt.

III. Kosten

Hinsichtlich der Kosten ergeht ein gesonderter Bescheid nach § 91 EnWG.

Rechtsbehelfsbelehrung

Gegen diesen Bescheid kann innerhalb eines Monats nach Zustellung Beschwerde erhoben werden. Die Beschwerde ist bei dem Beschwerdegericht, dem Oberlandesgericht Düsseldorf (Hausanschrift: Cecilienallee 3, 40474 Düsseldorf), einzureichen.


Die Beschwerde ist zu begründen. Die Frist für die Beschwerdebegründung beträgt einen Monat. Sie beginnt mit der Einlegung der Beschwerde und kann auf Antrag von dem oder der Vorsitzenden des Beschwerdegerichts verlängert werden. Die Beschwerdeschrift und die Beschwerdebegründung müssen durch einen Rechtsanwalt unterzeichnet sein.

Die Beschwerde hat keine aufschiebende Wirkung (§ 76 Abs. 1 EnWG).

Bonn, 18. März 2025

Im Auftrag

Anlage I

 Joachim Gewehr
(Referatsleiter)

**Annahmen und Methode für eine probabilistische FCR-
Dimensionierung im Synchrongebiet Kontinentaleuropa
gemäß Artikel 153 Absatz 2 der Verordnung der Kommission
(EU) 2017/1485 vom 2. August 2017 zur Festlegung einer
Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb**

Datum: 15. Januar 2025

Inhalt

Präambel.....	3
Artikel 1 Gegenstand und Geltungsbereich.....	4
Artikel 2 Begriffsbestimmungen und Auslegung.....	4
Artikel 3 Ergebnis der probabilistischen FCR-Dimensionierung.....	5
Artikel 4 FCR-Dimensionierungskriterien und -prozess.....	5
Artikel 5 Probabilistisches Simulationsmodell	5
Artikel 6 Quellen von Leistungsungleichgewichten	7
Artikel 7 Frequenzakzeptanzkriterien	7
Artikel 8 Simulationsszenarien	7
Artikel 9 Berichterstattung	8
Artikel 10 Veröffentlichung und Umsetzung der probabilistischen FCR-Dimensionierung	8
Artikel 11 Sprache.....	8

Präambel

- (1) Artikel 153 Absatz 2 der Verordnung der Kommission (EU) 2017/1485 vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (nachfolgend: „Leitlinie für den Netzbetrieb“ bzw. „SO-VO“) enthält Kriterien, die die Übertragungsnetzbetreiber (nachfolgend: „ÜNB“) jedes Synchrongebiets bei der Festlegung der Dimensionierungsregeln für die Frequenzhaltungsreserve (nachfolgend: „FCR“) befolgen müssen.
- (2) Gemäß Artikel 6 Absatz 3 Buchstabe d Ziffer ii der SO-VO unterliegen die FCR-Dimensionierungsregeln der Genehmigung aller Regulierungsbehörden der betreffenden Region. Sobald genehmigt, werden diese Regeln in die Betriebsvereinbarung für das Synchrongebiet aufgenommen. Für das Synchrongebiet Kontinentaleuropa ist diese Vereinbarung Teil der umfassenderen Rahmenvereinbarung für das Synchrongebiet (nachfolgend: „SAFA“) der ÜNB.
- (3) Die ÜNB des Synchrongebiets Kontinentaleuropa haben bei der Dimensionierung der FCR historisch ein deterministisches Kriterium zugrunde gelegt. Nach diesem Kriterium muss die FCR in der Lage sein, eine Frequenzabweichung infolge der schwersten erwarteten Ausfallkombination im System zu begrenzen, die dem „Referenzstörfall“, also 3000 MW in die positive und die negative Richtung gemäß Artikel 153 Absatz 2 Buchstabe b der Leitlinie für den Netzbetrieb, entspricht.
- (4) Für das Synchrongebiet Kontinentaleuropa spezifiziert Artikel 153 Absatz 2 Buchstabe c der SO-VO, dass die ÜNB des Synchrongebiets Kontinentaleuropa berechtigt sind, einen probabilistischen FCR-Dimensionierungsansatz festzulegen, wobei sie das Muster von Last, Erzeugung und Schwungmasse, einschließlich synthetischer Schwungmasse, sowie die Mittel berücksichtigen, die zur Verfügung stehen, um die Mindestschwungmasse in Echtzeit im Einklang mit der in Artikel 39 genannten Methode zu erreichen, damit die Eintrittswahrscheinlichkeit unzureichender FCR auf ein Wiederkehrintervall von mindestens 20 Jahren verringert wird.
- (5) Die probabilistische FCR-Dimensionierung trägt allgemein zur Erreichung der Ziele in Artikel 4 Absatz 1 der SO-VO bei. Insbesondere liefert die FCR-Dimensionierung den ÜNB des Synchrongebiets Kontinentaleuropa eine Methode zur Beurteilung der Anforderungen der FCR unter Berücksichtigung aller relevanten Einflussfaktoren. Diese Methode trägt zur Festlegung der gemeinsamen Anforderungen und Grundsätze für die Betriebssicherheit gemäß Artikel 4 Absatz 1 Buchstabe a der SO-VO bei. Außerdem trägt sie dazu bei, die erforderlichen Bedingungen für die Aufrechterhaltung der Betriebssicherheit in der gesamten Union gemäß Artikel 4 Absatz 1 Buchstabe d der SO-VO zu gewährleisten. Schließlich trägt sie dazu bei, die erforderlichen Bedingungen für die Aufrechterhaltung der Frequenzqualität in allen Synchrongebieten der gesamten Union gemäß Artikel 4 Absatz 1 Buchstabe e der SO-VO zu gewährleisten. Die probabilistische FCR-Dimensionierung wirkt sich nicht auf die anderen Ziele in Artikel 4 Absatz 1 der SO-VO aus.
- (6) Die probabilistische Methode für die FCR-Dimensionierung leistet durch die Festlegung der geeigneten Dimensionierungsanforderungen einen Beitrag zur Verfolgung der allgemeinen Ziele der SO-VO zur Sicherstellung der Betriebssicherheit.

Artikel 1 Gegenstand und Geltungsbereich

1. Die Annahmen und Methode für die probabilistische FCR-Dimensionierung stellen die Dimensionierungsregeln für FCR für das Synchrongebiet Kontinentaleuropa gemäß Artikel 153 der SO-VO dar.

Artikel 2 Begriffsbestimmungen und Auslegung

2. Für die Zwecke der probabilistischen FCR-Dimensionierung haben die in diesem Dokument verwendeten Begriffe die Bedeutung der Begriffsbestimmungen in Artikel 3 der SO-VO.
3. Ferner gelten bei der probabilistischen FCR-Dimensionierung folgende Begriffsbestimmungen, sofern sich aus dem Zusammenhang nichts anderes ergibt:
 - a) „Kritischer Zustand“ ist eine Folge von Minuten, die ein oder mehrere der Kriterien für nicht akzeptable Minuten erfüllen und zwischen denen ein Abstand von höchstens einer parametrischen Anzahl von Minuten besteht.
 - b) „Deterministische Frequenzabweichung“ bzw. „DFD“ bezeichnet regelmäßige Abweichungen von der Netzfrequenz, die um die stündlichen oder unterständlichen Intervalle auftreten.
 - c) „Äquivalentes Energiespeichervermögen“ bezeichnet den Energiebedarf für LER bezogen auf den Zeitraum und ist das Zweifache der durch die vollständige Aktivierung von LER für den Zeitraum gelieferten Energie.
 - d) „FAT“ bezeichnet die Zeit bis zur vollständigen Aktivierung der automatischen FRR gemäß Artikel 3 (101) der SO-VO.
 - e) „Frequenznadir“ ist die minimale Momentanfrequenz, die während Unterfrequenztransienten erreicht wird.
 - f) „Frequenzzenit“ ist die maximale Momentanfrequenz, die während Überfrequenztransienten erreicht wird.
 - g) „Anfangs-RoCoF“ ist der RoCoF, der zum Zeitpunkt der Störung berechnet wird.
 - h) „LER“ bezeichnet Einheiten oder Gruppen mit begrenzten Energiespeichern, die FCR erbringen:

Bei Einheiten oder Gruppen, die FCR erbringen, wird angenommen, dass sie über begrenzte Energiespeicher verfügen, wenn es für einen Zeitraum von zwei Stunden in die positive oder die negative Richtung, ohne Berücksichtigung des Effekts eines aktiven Energiespeicher-Managements, zu einer Einschränkung der Fähigkeit führen könnte, die FCR in vollem Umfang zu aktivieren.
 - i) „LER-Anteil“ bezeichnet die Menge der LER in MW;
 - j) „Langanhaltende Frequenzabweichung“ bzw. „LLFD“ bezeichnet ein Ereignis mit einer durchschnittlichen stationären Frequenzabweichung, die über einen längeren Zeitraum als die Frequenzwiederherstellungszeit größer ist als der langfristige Frequenzschwellenwert.
 - k) „Langfristiger Frequenzschwellenwert“ bezeichnet einen Parameter, mit dem eine langfristige Frequenzabweichung festgestellt wird.
 - l) „Marktbedingte Ungleichgewichte“ bezeichnet das Erzeugungs-Last-Ungleichgewicht, das durch die Änderung der Erzeugungssollwerte entsprechend den Ergebnissen des Marktfahrplans verursacht wurde.
 - m) „Maximale transiente Frequenzabweichung“ ist die Differenz in absoluten Werten zwischen der Frequenz zum Zeitpunkt der Störung und dem Frequenznadir bei Unterfrequenz bzw. der Frequenzzenit bei Überfrequenzphänomenen. Sie bezeichnet die maximale Frequenzauslenkung vor Beginn der Frequenzwiederherstellung.
 - n) „Maximaler Anfangs-RoCoF“ ist der maximale akzeptable RoCoF während einer Transiente.

- o) „RoCoF“ steht für Rate of Change of Frequency (Frequenzänderungsgeschwindigkeit) und ist die mathematische Ableitung der Frequenz.
 - p) „Systemstatik“ bezeichnet das Verhältnis der Frequenzabweichung zum vom FHP bereitgestellten stationären Leistungsverhalten.
 - q) „Zeitraum“ bezeichnet die Zeit, für die jeder FCR-Anbieter sicherstellen muss, dass seine FCR-bereitstellenden Einheiten oder Gruppen mit begrenzten Energiespeichern in der Lage sind, ab der Auslösung des gefährdeten Zustands und während des gefährdeten Zustands gemäß Artikel 156 Absatz 9 der SO-VO kontinuierlich die FCR in vollem Umfang zu aktivieren.
4. In diesem Dokument gilt, wenn sich aus dem Zusammenhang nichts anderes ergibt:
- a) Wörter im Singular stehen auch für Wörter im Plural und umgekehrt,
 - b) Verweise auf einen „Artikel“ sind Verweise auf einen Artikel dieses Dokuments, sofern nichts anderes angegeben ist,
 - c) das Inhaltsverzeichnis und die Überschriften sind nur aus Zweckmäßigkeitsgründen eingefügt und berühren nicht die Auslegung der probabilistischen FCR-Dimensionierung und
 - d) alle Verweise auf Rechtsvorschriften, Verordnungen, Richtlinien, Verfügungen, Rechtsdokumente, Kodizes oder sonstige Erlasse gelten auch für alle dann geltenden Änderungen, Ergänzungen oder Neufassungen.

Artikel 3

Ergebnis der probabilistischen FCR-Dimensionierung

1. Das Ergebnis der probabilistischen FCR-Dimensionierung ist ein symmetrischer Wert in MW für FCR für das gesamte Synchrongebiet Kontinentaleuropa gemäß Artikel 153 der SO-VO, das wie in Artikel 4 beschrieben berechnet wurde.

Artikel 4

FCR-Dimensionierungskriterien und -prozess

1. Der symmetrische Wert für FCR für das gesamte Synchrongebiet Kontinentaleuropa bezeichnet die Mindestmenge der FCR, die gemäß Artikel 153 der SO-VO unter Berücksichtigung des Musters von Last, Erzeugung und Schwungmasse, einschließlich synthetischer Schwungmasse, sowie die Mittel berücksichtigen, die zur Verfügung stehen, um die Mindestschwungmasse in Echtzeit im Einklang mit der in Artikel 39 genannten Methode zu erreichen, damit die Eintrittswahrscheinlichkeit unzureichender FCR auf ein Wiederkehrintervall von mindestens 20 Jahren verringert wird.
2. Der symmetrische Wert für FCR für das gesamte Synchrongebiet Kontinentaleuropa wird wie folgt mit einem iterativen Verfahren berechnet:
 - a) das Verfahren beginnt mit der Festlegung eines FCR-Werts, der dem Referenzstörfall entspricht,
 - b) der FCR-Wert wird mittels des probabilistischen Simulationsmodells in Artikel 5 geprüft,
 - c) gilt die FCR nach den Kriterien in Artikel 7 als ausreichend, wird das Verfahren beendet; andernfalls wird der FCR-Wert um 100 MW erhöht und eine neue Iteration wird durchgeführt,
 - d) der Prozess wird fortgesetzt, bis ein ausreichender FCR-Wert festgestellt wird.

Artikel 5

Probabilistisches Simulationsmodell

1. Das probabilistische Simulationsmodell simuliert das Verhalten des gesamten Synchrongebiets Kontinentaleuropa im Hinblick auf Frequenztrends und prüft die Tauglichkeit des FCR-Werts, um

eine angemessene Frequenzqualität entsprechend den Frequenzakzeptanzkriterien in Artikel 6 sicherzustellen.

2. Das probabilistische Simulationsmodell beinhaltet eine Funktion zur Berechnung des dynamischen Frequenzverhaltens nach einer Störung. Diese Funktion berücksichtigt die Schwankung des Leistungsungleichgewichts zwischen zwei folgenden Berechnungsschritten und berechnet die Schlüsselparameter der Frequenztransienten: (Frequenznadir, Frequenzzenith und RoCoF) zusammen mit der stationäre Frequenzabweichung unter Berücksichtigung der Systemstatik. Die Modellparameter sind darauf abgestimmt, dass sie das beste äquivalente Verhalten des elektrischen Energiesystems erbringen.
3. Im probabilistischen Simulationsmodell wird ein probabilistisches Simulationsverfahren angewendet, um die Betriebsbedingungen des Synchrongebiets über mehrere Jahre zu simulieren, wobei Leistungsungleichgewichte im Zusammenhang mit DFD, LLFD und Ausfällen von maßgeblichen Netzelementen nach dem Zufallsprinzip ausgewählt werden. Für jedes simulierte Jahr wird ein Leistungsungleichgewichtstrend festgestellt, und die entsprechende Frequenzabweichung und relevante Parameter werden nach der Funktion in Absatz 2 berechnet.
Der zu simulierende Betriebszeitraum wird so geschätzt, dass er statistisch signifikante Ergebnisse erbringt und der beste Kompromiss zwischen dem gewünschten Grad der Genauigkeit und dem Rechenaufwand erreicht wird; es sollen mindestens 200 Jahre simuliert werden.
Die im probabilistischen Simulationsverfahren vorgesehene zeitliche Diskretisierung ist eine Minute. Jede Variable wird daher auf Minutenbasis berechnet.
4. Eingangsleistungsungleichgewichte, die auf DFD und LLFD zurückzuführen sind, werden anhand einer algebraischen Relation berechnet, die das stationäre Verhalten des Stromsystems simuliert.
5. Leistungsungleichgewichte im Zusammenhang mit Ausfällen maßgeblicher Netzelemente werden durch die Simulation des FRP mit einem alleinigen FRP-Regler ohne FRR-Beschränkungen festgestellt. Der alleinige FRP-Regler verwendet eine FAT, die als Durchschnitt der FAT aller LFR-Zonen im Synchrongebiet, gewichtet mit den FRR-K-Faktoren, berechnet wird, bis die FAT harmonisiert ist.
6. Die jährliche Überprüfung der FRR-K-Faktoren kann unberücksichtigt bleiben, wenn sich die Überprüfung nicht erheblich auf die durchschnittliche FAT gemäß Absatz 5 auswirkt.
7. Im probabilistischen Simulationsverfahren kann der gesamte grenzüberschreitende LFR-Prozess unberücksichtigt bleiben.
8. Das probabilistische Simulationsverfahren simuliert die Entleerung der LER und dessen Auswirkungen auf die Frequenzabweichung unter Berücksichtigung des LER-Anteils und des Zeitraums.
Wenn ein gefährdeter Zustand erkannt wird, wird die Entleerung der LER ab Auslösung des gefährdeten Zustands und während des gefährdeten Zustands unter Berücksichtigung, dass es den LER bei Auslösung des gefährdeten Zustands mit dem Energieinhalt möglich ist, FCR kontinuierlich für eine dem Zeitraum entsprechende Zeit in vollem Umfang zu aktivieren, Simuliert.
9. Das probabilistischen Simulationsmodell wird im Anhang ausführlicher erläutert.

Artikel 6

Quellen von Leistungsungleichgewichten

1. Wie im Anhang näher erläutert und in Artikel 5 Absatz 3 ausgeführt, berücksichtigt das probabilistische Simulationsmodell folgende Faktoren:
 - a) Ausfälle von maßgeblichen Netzelementen,
 - b) deterministische Frequenzabweichungen (DFD),
 - c) langanhaltende Frequenzabweichungen (LLFD).
2. Für DFD und LLFD betrachten die ÜNB die marktbedingten Ungleichgewichte und analysieren historische Frequenzverläufe des Synchrongebiets über mehrere Jahre, wie von den ÜNB Kontinentaleuropas gemäß Artikel 9 festgelegt.
3. Für Ausfälle von maßgeblichen Netzelementen erstellen die ÜNB eine Liste aller Netzelemente, deren Ausfälle zu maßgeblichen Leistungsungleichgewichten und insbesondere zu einer maßgeblichen FCR-Aktivierung führen.

Artikel 7

Frequenzakzeptanzkriterien

1. Bei jeder Iteration werden alle während jedes simulierten Jahres auftretenden kritischen Zustände festgestellt, indem geprüft wird, ob eine Folge von Minuten, die einen Abstand zueinander von nicht mehr als eine parametrische Anzahl von Minuten haben, gegeben ist, die ein oder mehrere der folgenden Kriterien erfüllt:
 - a) Die stationäre Frequenzabweichung überschreitet die stationäre maximale Frequenzabweichung.
 - b) Der Frequenznadir oder Frequenzzenit während einer Frequenztransiente übersteigt die zulässigen Schwellenwerte, wie von den ÜNB Kontinentaleuropas gemäß Artikel 9 festgelegt.
 - c) Der absolute RoCoF-Wert übersteigt die maximale Anfangs-RoCoF, wie von den ÜNB Kontinentaleuropas gemäß Artikel 9 festgelegt.
2. Die berücksichtigte FCR gilt als ausreichend, wenn die Anzahl festgestellter kritischer Zustände maximal 1/20 der Anzahl simulierter Jahre ist. Diese Bedingung muss vom final dimensionierten FCR erfüllt werden.

Artikel 8

Simulationsszenarien

1. Der symmetrische FCR-Wert für das gesamte Synchrongebiet Kontinentaleuropas wird alle zwei Jahre ermittelt; dabei werden die bestmöglichen Schätzwerte der Input-Daten bezüglich der Entwicklung der Quellen von Frequenzstörungen (unter Berücksichtigung der inzwischen von den ÜNB Kontinentaleuropas umgesetzten Frequenzmanagementverfahren), die erwarteten LER-Anteile, deren jeweiliger Zeitraum und sonstige Faktoren, die sich auf die Berechnung und die Dimensionierung der FCR auswirken, berücksichtigt.
2. Falls es signifikante Änderungen der Input-Datensätze gibt, können die ÜNB auf eigene Initiative den symmetrischen Wert für FCR für das gesamte Synchrongebiet Kontinentaleuropa noch vor Ablauf der Zweijahresfrist in Absatz 1 neu ermitteln.

3. Die nationalen Regulierungsbehörden des Synchrongebiets Kontinentaleuropa sind berechtigt, den ÜNB einen koordinierten Antrag auf Neuermittlung des symmetrischen FCR-Werts für das gesamte Synchrongebiet Kontinentaleuropas zu übermitteln.

Artikel 9 **Berichterstattung**

1. Vor jedem Durchlauf des FCR-Dimensionierungsverfahrens gemäß Artikel 4 übermitteln die ÜNB den nationalen Regulierungsbehörden des Synchrongebiets Kontinentaleuropa die Werte, und die Begründungen für die einzelnen Werte, aller relevanten Schwellenwerte, die für die Prüfung der Frequenzakzeptanzkriterien in Artikel 7 und aller im Anhang beschriebenen Parameter angewandt wurden.
2. Die ÜNB übermitteln den nationalen Regulierungsbehörden des Synchrongebiets Kontinentaleuropa am Ende jedes Durchlaufs des FCR-Dimensionierungsverfahrens gemäß Artikel 4 Buchstabe a einen Bericht, der Folgendes auflistet:
 - i. die im LLFD-Datensatz vorgesehenen Abhilfemaßnahmen und wie sie berücksichtigt wurden,
 - ii. die wichtigsten angesetzten Parameter, um die Frequenzakzeptanzkriterien zu prüfen, sowie die Gründe für deren Auswahl,
 - iii. den symmetrischen Wert für FCR,
 - iv. die Entscheidungsgründe für eine Neuermittlung des symmetrischen Wertes für FCR, wenn eine solche Neubestimmung auf Initiative der ÜNB gemäß Artikel 8 Absatz 2 erfolgt.

Artikel 10 **Veröffentlichung und Umsetzung der probabilistischen FCR-Dimensionierung**

1. Jeder ÜNB Kontinentaleuropas veröffentlicht gemäß Artikel 8 der SO-VO unverzüglich die probabilistische FCR-Dimensionierung, nachdem alle nationalen Regulierungsbehörden des Synchrongebiets Kontinentaleuropa das Dokument genehmigt haben.
2. Die ÜNB Kontinentaleuropas müssen innerhalb von zwölf Monaten, nachdem die nationalen Regulierungsbehörden des Synchrongebiets Kontinentaleuropas das Dokument genehmigt haben, die probabilistische FCR-Dimensionierung umsetzen.
3. Innerhalb eines Monats nach der Genehmigung der FCR-Dimensionierung durch die nationalen Regulierungsbehörden des Synchrongebiets Kontinentaleuropa organisieren die ÜNB Kontinentaleuropas eine Reihe von Treffen mit den oben genannten Regulierungsbehörden, um weiterhin darüber zu diskutieren, wie die FCR-Verpflichtung so bestimmt werden kann, dass den LFR-Blöcken, die die größten LLFDs verursachen, mehr Verantwortlichkeiten zugewiesen werden.

Artikel 11 **Sprache**

1. Die Referenzsprache für diese Methode ist Englisch. Zur Vermeidung von Missverständnissen wird darauf hingewiesen, dass in dem Fall, dass ÜNB diese Methode in ihre Landessprache(n) übersetzen müssen, die jeweiligen ÜNB bei Widersprüchlichkeiten zwischen der gemäß Artikel 8 Absatz 1 der SO-VO von den ÜNB veröffentlichten englischen Fassung und einer Fassung in einer anderen Sprache den zuständigen nationalen Regulierungsbehörden eine aktualisierte Übersetzung der Methode entsprechend dem nationalen Recht zur Verfügung stellen.

**Technischer Anhang zur Methode für die Durchführung der
probabilistischen FCR-Dimensionierung im Synchrongebiet
Kontinentaleuropa gemäß Artikel 153 Absatz 2 der Verordnung der
Kommission (EU) 2017/1485 vom 2. August 2017 zur Festlegung
einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb**

Datum: 15. Januar 2025

Inhalt

1	Akronyme und Verweise.....	3
2	Methode für einen probabilistischen Ansatz zur FCR-Dimensionierung.....	4
2.1	Überblick und Beschreibung der Methode.....	4
2.2	Funktion für DFD-Statistiken und DFD-Zufallsextraktionen	6
2.3	Funktion für LLFD-Statistiken und LLFD-Zufallsextraktionen	7
2.4	Funktion der stichprobenartigen Extraktion von Ausfällen und Berechnung der damit verbundenen Leistungsungleichgewichte.....	8
2.5	Funktion der Kombination von extrahierten DFD, LLFD und Ausfällen zur Generierung globaler Trends des Leistungsungleichgewichts	9
2.6	Modell zur Berechnung der stationären Frequenzabweichung in jeder Minute.....	10
2.7	Modell zur Berechnung der Dynamik der Frequenzabweichung in jeder Minute.....	12
2.8	Bewertung der Akzeptanzkriterien für die resultierende simulierte Frequenzabweichung.....	14

1 Akronyme und Verweise

ACE	Gebietsregelfehler
CE	Kontinentaleuropa
LER	Frequenzhaltungsreserve erbringende Einheiten oder Gruppen mit begrenzten Energiespeicher
FCR	Frequenzhaltungsreserve
FCP	Frequenzhaltungsprozess
FRR	Frequenzwiederherstellungsreserve
FRP	Frequenzwiederherstellungsprozess
FSM	Frequenzabhängiger Modus
Non-LER	Frequenzhaltungsreserve erbringende Einheiten oder Gruppen ohne begrenzten Energiespeicher
NP RES	Nicht programmierbare erneuerbare Energiequellen
RES	Erneuerbare Energiequellen
SO-VO	Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb
SA	Synchrongebiet
$T_{\min \text{ LER}}$	Ab der Auslösung des gefährdeten Zustands und während des gefährdeten Zustands, die Zeit, für die jeder FCR-Anbieter sicherstellen muss, dass seine FCR-bereitstellenden Einheiten mit begrenzten Energiespeichern in der Lage sind, die FCR kontinuierlich vollständig zu aktivieren.
FAT	Vollständige Aktivierungszeit der FRR
RoCoF	Frequenzänderungsrate

VERORDNUNG (EU) 2017/1485 DER KOMMISSION vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb.

- [2] ENTSO-E, SPD, „Frequency Stability Evaluation Criteria for the Synchronous Zone of Continental Europe“, 2016.
- [3] ENTSO-E, SPD – Inertia TF, „Inertia and Rate of Change of Frequency (RoCoF)“, 2020.
- [4] ENTSO-E, „ENTSO-E HVDC Utilization and Unavailability Statistics 2021“, 2022.

2 Methode für einen probabilistischen Ansatz zur FCR-Dimensionierung

2.1 Überblick und Beschreibung der Methode

Die Methode für die Durchführung der probabilistischen Dimensionierung der FCR, die im Synchrongebiet Kontinentaleuropa vorgeschrieben ist, basiert auf einem probabilistischen Modell, das die wichtigsten Quellen des Leistungsungleichgewichts im System zufällig kombiniert und die daraus resultierende Frequenzabweichung simuliert.

Das Modell arbeitet mit einer großen Anzahl von simulierten Jahren, um probabilistisch signifikante Ergebnisse zu erzielen.

Gemäß Artikel 153 Absatz 2 Buchstabe c der SO-VO soll der probabilistische Ansatzes für die FCR-Dimensionierung darauf abzielen, die Wahrscheinlichkeit einer unzureichenden FCR auf unter oder gleich einmal in 20 Jahren zu senken.

Wenn ein Leistungsungleichgewicht die verfügbare FCR übersteigt, wird die FCR als unzureichend angesehen. In Bezug auf die Frequenzabweichung führt ein solcher Zustand zu einer stationären Frequenzabweichung, die größer ist als die maximale stationäre Frequenzabweichung (bei der die FCR vollständig eingesetzt werden muss).

Überdies - weil die verfügbare FCR auch die Frequenztransiente nach einer plötzlichen Veränderung des Leistungsungleichgewichts beeinflusst - sind „unzureichende FCR“-Zustände auch solche Zustände, bei denen das frequenzdynamische Verhalten erheblich beeinträchtigt sind, d. h. solche Zustände, bei denen die Frequenz bestimmte Schwellenwerte für den Δf -Spitzenwert oder den RoCoF überschreitet.

Der Zweck dieses Modells besteht also darin, die Mindestgröße der FCR zu bestimmen, die ermöglicht sicherzustellen, dass die unzureichenden FCR-Zustände (d. h. kritische Zustände) nicht häufiger als einmal in 20 Jahren auftreten.

Ein kritischer Zustand ist eine Reihe von Minuten, die nicht mehr als eine parametrische Anzahl von Minuten voneinander entfernt sind, und wenn ein oder mehrere der folgenden Kriterien erfüllt:

- a. Der absolute Wert der durch das probabilistische Simulationsmodell simulierten stationären Frequenzabweichung ($SS\Delta f$) übersteigt die maximale stationäre Frequenzabweichung (200 mHz für Kontinentaleuropa).
- b. Der absolute Wert der Frequenzspitze während einer Transienten überschreitet die zulässigen Schwellenwerte.
- c. Der absolute Wert der RoCoF übersteigt den maximalen Ausgangs-RoCoF

Die maximale transiente Frequenzabweichung und der maximale Ausgangs-RoCoF sind von den ÜNB festgelegte Parameter, die vor der Ausführung der Methode öffentlich zugänglich gemacht werden.

Das Modell beginnt mit den aktuellen deterministischen FCR. Das Modell erhöht dann schrittweise die FCR, bis die Anzahl der kritischen Zustände in der simulierten Frequenzabweichung so groß ist, dass sie nicht häufiger als einmal in 20 Jahren auftreten.

Das Modell berücksichtigt bei der Berechnung der Ergebnisse das mögliche Vorhandensein von LER (FCR-Anbieter mit begrenztem Energiespeicher).

- Das probabilistische Simulationsmodell berücksichtigt: Ausfälle von Erzeugungsanlagen und HGÜ-Verbindungen. Einzelheiten zur Berechnung des Leistungsungleichgewichts sind in Abschnitt 2.4 zu finden.
- Leistungsungleichgewicht in Verbindung mit deterministischen Frequenzabweichungen (DFD). Einzelheiten zur Berechnung der DFD sind in Abschnitt 2.2 zu finden.

- Leistungsungleichgewicht in Verbindung mit langanhaltenden Frequenzabweichungen (LLFD). Einzelheiten zur Berechnung der LLFD sind in Abschnitt 2.3 zu finden.

DFD und LLFD werden auf der Grundlage von historischen Daten der Frequenzabweichungen berechnet, während die durch Ausfälle verursachten Leistungsungleichgewichte aus Ausfallstatistiken abgeleitet werden.

Aus diesen drei verschiedenen Störungsquellen wird nach dem Zufallsprinzip ein Gesamtleistungsungleichgewicht erzeugt. Diese Leistungsstörung wird zur Berechnung simulierter Frequenzabweichungstrends verwendet, die dann analysiert werden, um zu überprüfen, ob sie die Mindestannahmekriterien erfüllen.

Das gesamte Modell arbeitet mit einer Zeitgranularität von einer Minute. Daher sind das Ungleichgewicht bei der Stromeinspeisung sowie die simulierten Frequenzabweichungen Trends mit 525.600 Minuten pro Jahr (Schaltjahre bleiben unberücksichtigt).

Einen Überblick über den Prozess gibt die folgende Abbildung 1:

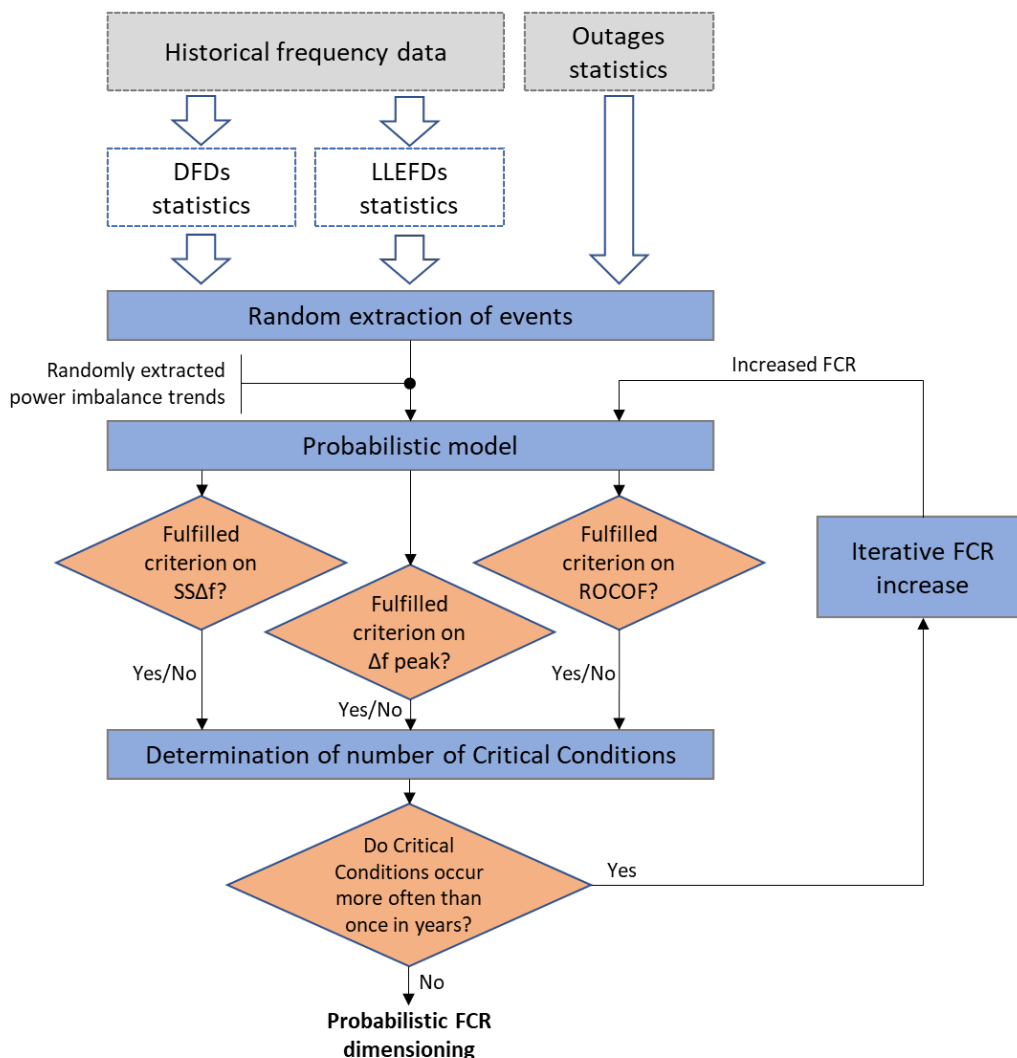


Abbildung 1: Allgemeiner Überblick über das für den probabilistischen Ansatz zur FCR-Dimensionierung verwendete Modell

Die Abbildung 2 bietet eine detailliertere Darstellung, wie die Eingangsstatistiken (Frequenz, Ausfälle) ausgewertet werden.

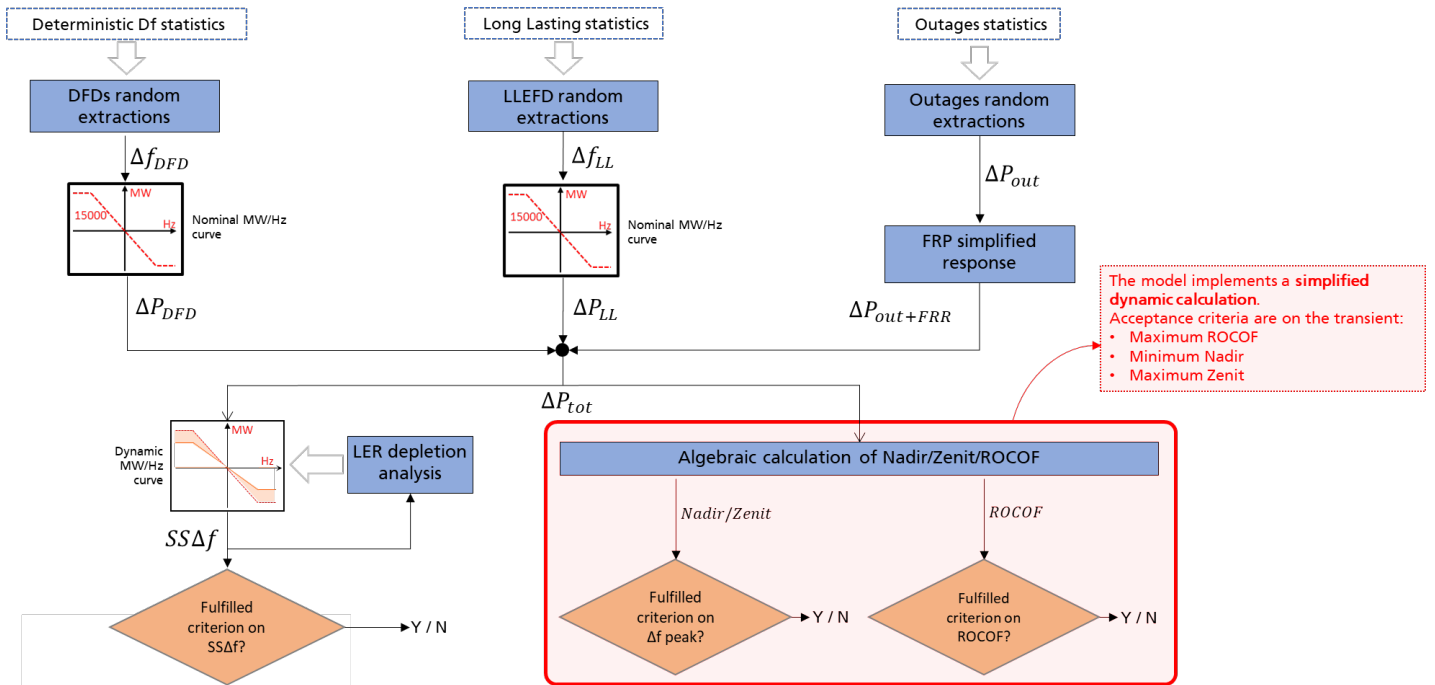


Abbildung 2: Detaillierter Überblick über das für den probabilistischen Ansatz zur FCR-Dimensionierung verwendete Modell

2.2 Funktion für DFD-Statistiken und DFD-Zufallsextraktionen

DFD sind marktbedingte Frequenzabweichungen, die regelmäßig um den Wechsel der Marktzeiteinheit (gewöhnlich der Stundenwechsel) auftreten.

In dem Modell wird die Statistik der DFD direkt aus den historischen Frequenzrends mit 1-Minuten-Granularität berechnet. Das Modell extrahiert die Häufigkeit rund um den Stundenwechsel: als DFD gelten alle Frequenzstichproben im Minutenbereich um die Minute 0 herum (DFD-Intervall).

Mit dieser Funktionalität soll für jedes simulierte Jahr ein Trend der Frequenzabweichung aufgrund von DFD berechnet werden.

Dieser Trend ist für alle Minuten m , die nicht zum DFD-Intervall gehören, gleich 0. Die Minuten m , die zum DFD-Intervall gehören, werden aus den eingegebenen historischen Frequenzrends entnommen.

Die DFD werden nach dem Zufallsprinzip für die Eingabe des Modells ausgewählt, wobei entsprechende Tage in den vergangenen Jahren betrachtet werden. Beispielsweise werden die DFD, die dem 1. Januar eines simulierten Jahres zuzuordnen sind, direkt aus den DFD entnommen, die tatsächlich im System während des 1. Januar eines zufällig ausgewählten früheren Jahres (z. B. 2018) aufgetreten sind. Dieser Mechanismus ermöglicht es, das tägliche Muster des Auftretens von DFD beizubehalten: so werden beispielsweise die DFD, die um 6 Uhr morgens auftreten, von derselben Stunde am selben Tag eines anderen Jahres übernommen.

Die zufällige Auswahl des Jahres, in dem die DFD erstellt wurden, ist zugunsten der jüngsten Jahre ausgerichtet. Die Wahrscheinlichkeit für das letzte Jahr y wird mit folgender Formel berechnet:

$$p_y = \frac{1}{N_{years}} e^{-\frac{y-y_{last}}{N_{years}}}$$

Dabei gilt:

y_{last} ist das letzte Jahr, für das Daten verfügbar sind;
 N_{years} ist die Anzahl der Jahre, für die historische Trends verfügbar sind.

Die Funktion ergeben einen Frequenztrend, der aus zufällig extrahierten DFD besteht.

2.3 Funktion für LLFD-Statistiken und LLFD-Zufallsextraktionen

Für die Zwecke der FCR-Dimensionierung ist die Definition von langanhaltenden Frequenzabweichungen (LLFD) ein „Zustand mit einer durchschnittlichen stationären Frequenzabweichung, die größer ist als ein Teil des Standardfrequenzbereichs über einen Zeitraum, der länger ist als die Zeit zur Wiederherstellung der Frequenz“.

Das Tool scannt die als Eingabe erfassten Frequenzrends, um alle derartigen Zustände zu erkennen. Der Scan wird nach folgenden Regeln durchgeführt:

- Ein gleitender Durchschnitt (mit einer Breite gleich der Frequenzwiederherstellungszeit) scannt die Daten eines ganzen Jahres.
- Überschreitet der gleitende Durchschnitt der Frequenzabweichung einen Schwellenwert, der einem Anteil des Standardfrequenzbereichs entspricht, wird eine LLFD erkannt.
- Die Länge der LLFD wird anhand ihrer Durchschnittsfrequenz berechnet. Die LLFD dauert so lange, wie ihre durchschnittliche Frequenz einen Anteil des Standardfrequenzbereichs überschreitet. Dieser Durchschnitt wird vom Beginn der LLFD an berechnet.

Es wird eine Liste aller erkannten LLFD erstellt. Jede LLFD ist mit den folgenden Informationen verknüpft:

- Jahr des Auftretens,
- Minuten, in denen sie begann,
- Dauer,
- Frequenztrend (Vektor von df, der das Ereignis charakterisiert)

Diese Statistiken werden dann genutzt, um eine zufällige Extraktion von LLFD zu generieren, die als Input für das Modell verwendet werden.

Das Verfahren iteriert folgendermaßen über alle Minuten des Jahres:

1. Es entscheidet darüber, ob eine LLFD in der Minute m beginnt oder nicht.
Diese Wahl hängt von der Wahrscheinlichkeit ab, dass eine LLFD in der generischen Minute m eines Tages beginnt (z. B. um 14:15 Uhr). Die letztgenannte Wahrscheinlichkeit ist gleich dem Verhältnis zwischen der Anzahl der LLFD, die in der Minute m (im gesamten Frequenzdatensatz) beginnen, und der Anzahl der Tage im Frequenzdatensatz ($365 * N_{years}$). Wird kein LLFD-Vorkommen extrahiert, fährt das Verfahren mit der Analyse der folgenden Minute ($m+1$) fort.
Wird ein LLFD-Vorkommen extrahiert, wird das Verfahren mit Schritt 2 fortgesetzt.
2. Das Jahr y , aus dem eine LLFD, die ab Minute m beginnt, ausgewählt werden soll, wird zufällig extrahiert. Hierfür wird die folgende Wahrscheinlichkeit angesetzt:

$$p_{m,y} = \frac{1}{N_{m,years}} e^{-\frac{y-y_{last}}{N_{m,years}}}$$

Dabei ist $N_{m,years}$ die Anzahl der Jahre, für die mindestens eine LLFD ab Minute m festgestellt wurde, und y_{last} ist das letzte Jahr, für das Daten verfügbar sind.

3. Die spezifische LLFD, die verwendet werden soll, wird dann aus der Menge aller LLFD ausgewählt, die zur Minute m und in dem (in Schritt 2 gewählten) Jahr y aufgetreten sind. Die zufällige Auswahl der spezifischen LLFD, die verwendet werden soll, basiert auf einer Gleichverteilung: alle LLFD in der Menge haben die gleiche Wahrscheinlichkeit ausgewählt zu werden.
4. Die ausgewählte LLFD wird dem Trend zugewiesen. Wenn die LLFD k Minuten dauert, wird der LLFD-Frequenztrend dem Intervall zwischen Minute m und Minute $m+k-1$ zugewiesen.
5. Das Verfahren kehrt für die Minute $m+k$ zu Schritt 1 zurück.

Die Funktion ergibt einen Frequenztrend, der aus zufällig extrahierten LLFD besteht.

2.4 Funktion der stichprobenartigen Extraktion von Ausfällen und Berechnung der damit verbundenen Leistungsungleichgewichte

Die Ausfälle werden bereits in statistischer Form als Input bereitgestellt: jedes potenzielle Ereignis ist verknüpft mit seinem/seiner zugehörigen

- Leistungsabfall: Leistungsänderung ab dem Zeitpunkt des Ereignisses;
- Wahrscheinlichkeit des Auftretens: durchschnittliche Anzahl von Ereignissen in einem Jahr.

Bei der zufälligen Extraktion von Ausfällen wird als Input die Liste möglicher Ereignisse verwendet.

Die Extraktion erfolgt zyklisch für alle Minuten des Jahres. Für jede Minute m werden alle möglichen Ereignisse getestet, um zu überprüfen, ob sie eintreten oder nicht.

Für jedes mögliche Ereignis v wird ein Zufallswert in $[0, 1]$ erzeugt und mit der Wahrscheinlichkeit verglichen, dass das Ereignis in der Minute eintritt ($p_{v,m}$):

$$p_{v,m} = 1 - e^{-\frac{FR}{365 \cdot 24 \cdot 60}}$$

Dabei ist FR : *Failure Rate* die durchschnittliche Anzahl des Eintretens eines bestimmten Ausfalls in einem Jahr.

Wenn der zufällig erzeugte Wert unter $p_{v,m}$ liegt, kommt es zum Ausfall. Dies bedeutet, dass das Übertragungsnetz das mit dem Ereignis verbundene Leistungsungleichgewicht bewältigen muss.

Die Gesamtmenge des Leistungsungleichgewichts in jeder Minute ist gleich der Summe der Leistungsungleichgewichte aller Ereignisse, die in dieser Minute extrahiert werden.

Das Ergebnis der Berechnung ist ein jährlicher Trend des Leistungsungleichgewichts aufgrund von extrahierten Ausfällen.

Die Auswirkungen der FRR werden auf diesen berechneten jährlichen Trend des Leistungsungleichgewichts angewendet. Die FRR wird als ein vereinfachtes dynamisches System erster Ordnung modelliert. Die Leistungsungleichgewichte werden durch die FRR mit einer Zeitkonstante von $1/3$ der FRR FAT auf Null gebracht.

Nach etwa drei Zeitkonstanten ist die Transiente beendet. Diese Bedingung simuliert die Wiederherstellungseffekte der FRR beim Ausgleich des Leistungsungleichgewichts aufgrund von Ausfällen innerhalb der FRR FAT.

Die folgende Abbildung 3 zeigt ein Beispiel für die Auswirkungen der FRR auf die Leistungsungleichgewichte aufgrund von Ausfällen.

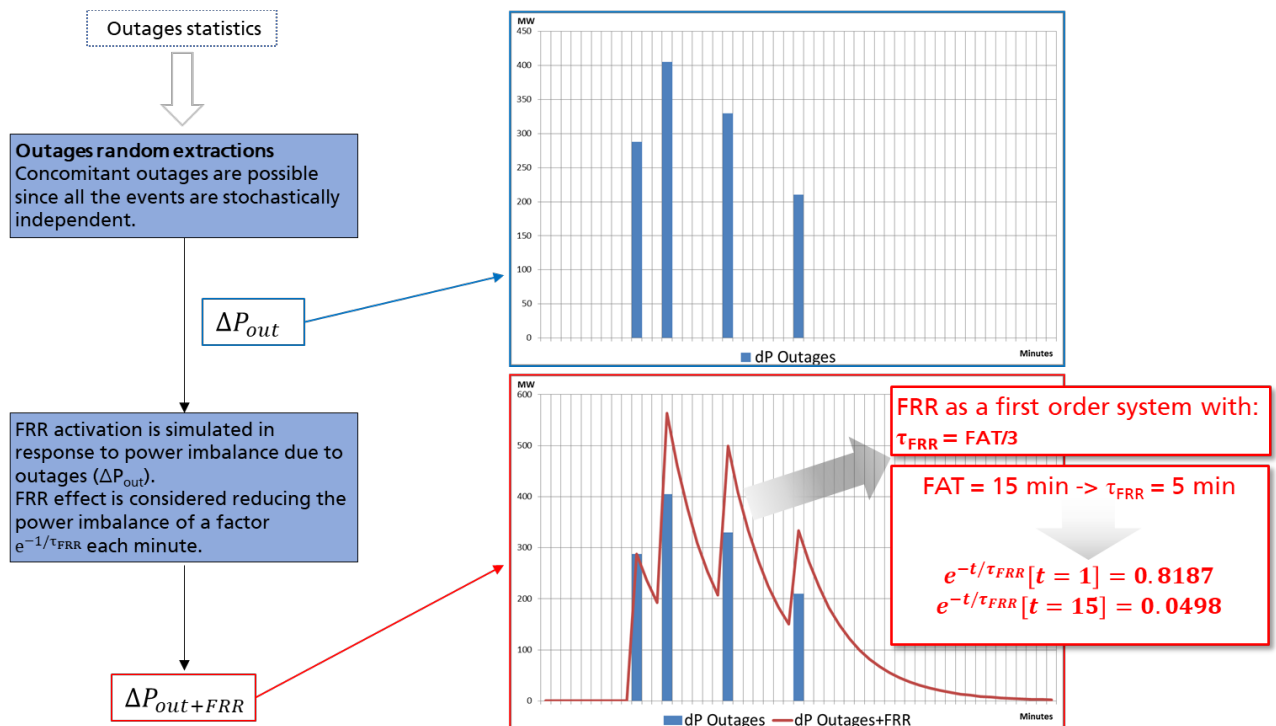


Abbildung 3: Beispiel für die Auswirkungen der FRR auf die Leistungsungleichgewichte aufgrund von Ausfällen (die 15-minütige FAT dient lediglich der Veranschaulichung)

Die Funktion ergibt somit Leistungsungleichgewichtstrends aufgrund von Ausfällen und daraus resultierender FRR-Aktivierung.

2.5 Funktion der Kombination von extrahierten DFD, LLFD und Ausfällen zur Generierung globaler Trends des Leistungsungleichgewichts

Die Kombination des durch verschiedene Quellen verursachten Inputs erfolgt in Form eines Leistungsungleichgewichts: das Leistungsungleichgewicht aufgrund von Ausfällen wird mit dem Leistungsungleichgewicht aufgrund von DFD und LLFD kombiniert.

Um die Trends der Frequenzabweichung in äquivalente jährliche Trends des Leistungsungleichgewichts umzurechnen, wird ein Umrechnungsmodul verwendet. Das Modul führt die Umrechnung anhand einer MW/Hz-Kurve durch (gegeben als Input). Anders ausgedrückt werden die durch DFD und LLFD verursachten Frequenzabweichungen in Leistungsungleichgewichte umgerechnet, wobei der Umrechnungsfaktor zugrunde gelegt wird, der zum Zeitpunkt ihres tatsächlichen Auftretens galt. Ein solcher Umrechnungsfaktor ist die MW/Hz-Abhängigkeit mit einer FCR, die dem Wert in dem Jahr entspricht, auf das sich die Daten beziehen (z. B. 3000 MW für die Jahre bis 2024). Diese MW/Hz-Abhängigkeit ändert sich während der Iteration nicht, da sie sich auf historische Datentrends bezieht.

Das globale Leistungsungleichgewicht ergibt sich durch Summierung der drei Leistungsungleichgewichte (aufgrund von LLFD, DFD und Ausfällen).

Um Überschneidungen zwischen DFD und LLFD zu vermeiden, haben LLFD Vorrang. LLFD und DFD werden nicht addiert, sondern - in jeder Minute - hat das Vorhandensein einer LLFD Vorrang vor dem Vorhandensein einer DFD.

2.6 Modell zur Berechnung der stationären Frequenzabweichung in jeder Minute

Diese Funktion simuliert schrittweise den Übertragungsnetzbetrieb (in Bezug auf die Frequenzregelung) über die 525.600 Minuten eines Jahres.

Für jede Minute m wird die simulierte stationäre Frequenzabweichung ($SS\Delta f_m$) unter Berücksichtigung folgenden Inputs berechnet:

- Das globale Leistungsungleichgewicht: ΔP_m
- Aktuelle Regelenenergie: $reg.en.m$

Die Regelenenergie hängt von der FCR-Menge in der aktuellen Iteration und von der möglichen Ausschöpfung der in der FCR-Vorhaltung vorhandenen LER ab.

Das Ergebnis der Funktion ist der simulierte Trend der stationären Frequenzabweichung ($SS\Delta f$).

Diese Variable wird durch eine MW/Hz-Kurve modelliert, wie im Beispiel von Abbildung 4 gezeigt wird.

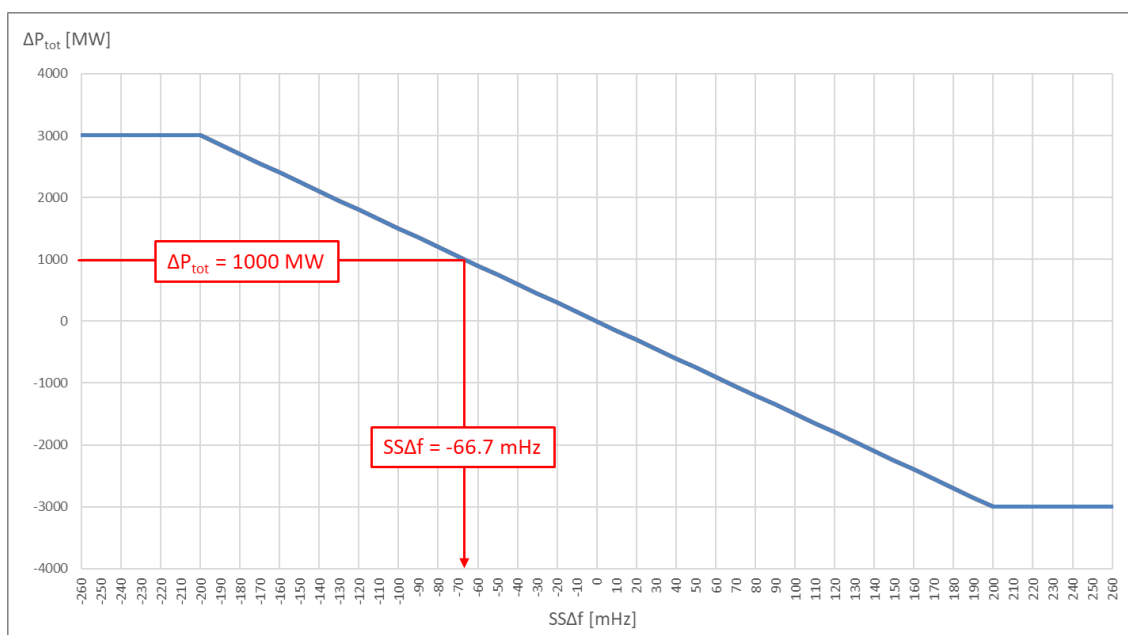


Abbildung 4: Beispiel der Verwendung einer MW/Hz-Kurve von 3000 MW/Hz zur Berechnung von $SS\Delta f$ aus ΔP_{tot}

Eine Änderung der Regelenenergie ($reg.en.m$) führt zu einer anderen Frequenzabweichung, ausgehend vom gleichen Leistungsungleichgewicht.

Die Standard-Regelenenergie hängt von der beschafften FCR ab. Wird in der aktuellen Iteration beispielsweise ein Zustand mit einer FCR = 3000 MW betrachtet, ist die Standardregelenenergie ($reg.en_{standard}$) gleich 15.000 MW/Hz (d. h. 3000 MW FCR mit voller Aktivierung bei 0,2 Hz).

Wird eine LER-Ausschöpfung festgestellt, sinkt die Regelenenergie ($reg.en.m$), und die modellierte Kurve muss neu skaliert werden.

Sind die LER-Speicher entleert, gilt ihr FCR-Beitrag tatsächlich als sofort verloren (sie können keine Aufwärts-/Abwärtsregelung mehr liefern).

Es stehen nur noch die Nicht-LER-Anbieter zur Ausregelung des Systems zur Verfügung. Bei einem Ungleichgewicht der Einspeiseleistung ist die resultierende Frequenzabweichung daher größer als dann, wenn alle LER verfügbar sind.

Dieser Zustand wird mit einer Verringerung der Regelenergie (d. h. einer Neuskalierung der MW/Hz-Kurve) modelliert, die dem durch die LER-Ausschöpfung verlorenen Anteil der FCR entspricht. Dieser Anteil ist der LER-Anteil.

Beträgt der LER-Anteil beispielsweise 50 %, wird die Regelenergie um den Faktor 2 reduziert, sobald die LER entleert sind (die MW/Hz werden um den Faktor 2 neu skaliert). Das bedeutet, dass sich die mit einem Leistungsungleichgewicht verbundene Frequenzabweichung im Vergleich zum Standardzustand verdoppelt.

Die folgende Abbildung 5 zeigt die Reduzierung in einem entsprechenden Beispiel.

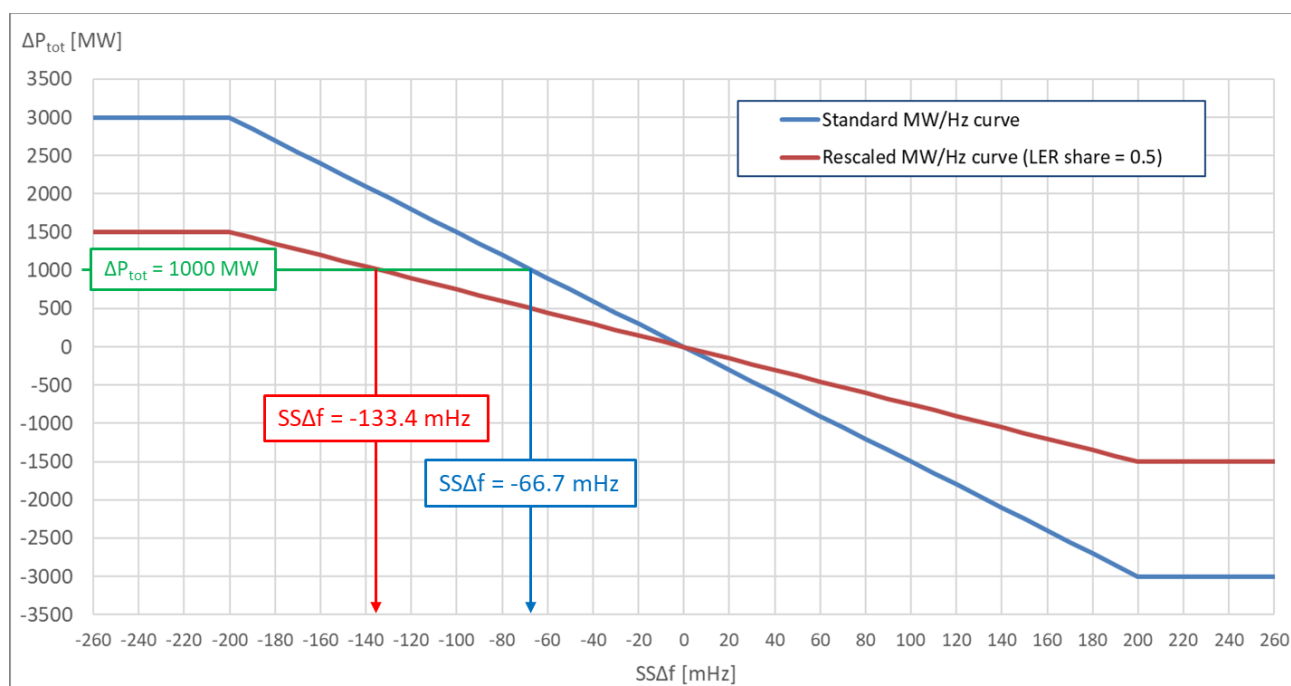


Abbildung 5: Beispiel für die Neuskalierung der MW/Hz-Kurve um einen Faktor 2

Das Modell aktualisiert zu jeder Minute m die aktuelle Regelenergie ($reg.en_m$). Die Formel lautet:

$$reg.en_m = \begin{cases} reg.en_{standard} \cdot (1 - LER\ share), & \text{if LER are depleted} \\ reg.en_{standard}, & \text{if LER are not depleted} \end{cases} \quad (1)$$

Um zu überprüfen, ob die LER entleert sind oder nicht, wird der Energiegehalt des LER-Speichers in jeder Minute berechnet.

Abbildung 6 zeigt schematisch den Prozess, durch den die Regelenergie als Folge einer LER-Ausschöpfung neu skaliert wird.

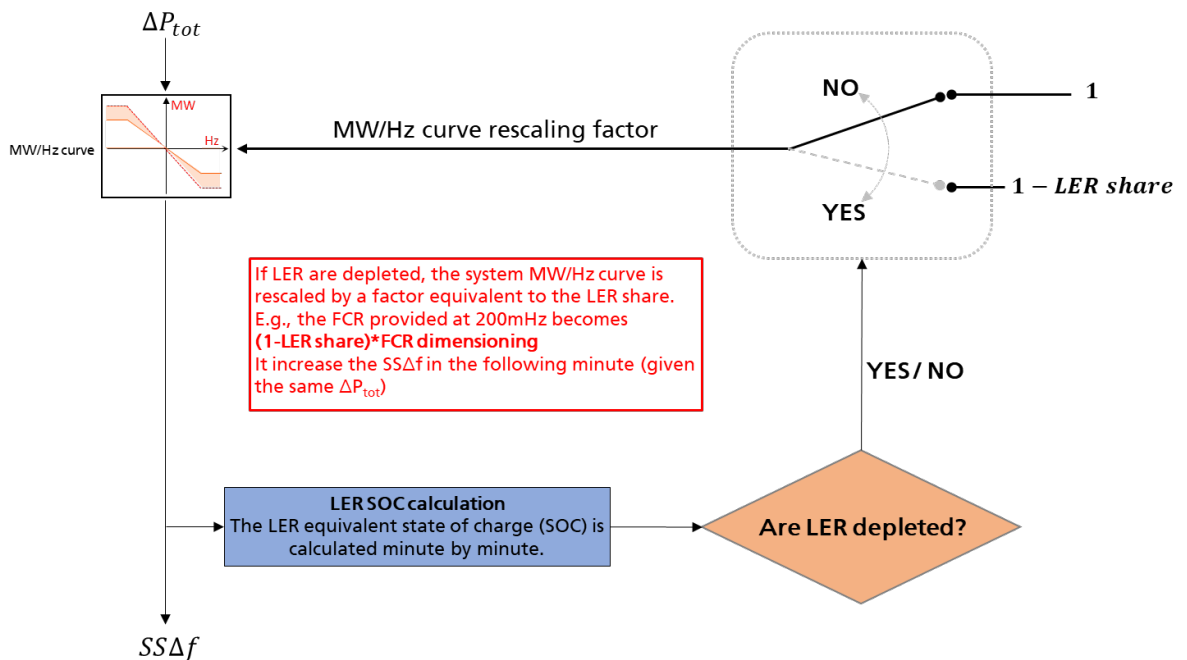


Abbildung 6: Schematisches Verfahren zur Neuskalierung der MW/Hz-Kurve als Folge der LER-Ausschöpfung

Die kombinierten Auswirkungen der Nachladestrategie und der simulierten Frequenzabweichung können dazu führen, dass sich der LER vom Zustand der Ausschöpfung erholt. Wenn dies geschieht, kehrt die Regelernergie zu ihrem Standardzustand zurück (z. B. 15.000 MW/Hz bei FCR = 3000 MW).

Die LER werden ohne Energiebegrenzung betrachtet, während die Frequenz innerhalb des Standardfrequenzbereichs bleibt.

Wenn eine kontinuierliche Überschreitung des Standardfrequenzbereichs das Auslösen eines gefährdeten Zustands¹ beinhaltet, wird die aktivierte Energie und die Restenergie im Speicher ab der Auslösung des gefährdeten Zustands berechnet.

Die LER sind entleert, wenn ihr Speicher das maximale oder minimale Energieniveau erreicht. Die Kapazität des Speichers hängt von dem Mindesterbringungszeitraum, den die LER erfüllen müssen, ab.

2.7 Modell zur Berechnung der Dynamik der Frequenzabweichung in jeder Minute

Die Charakteristik der Frequenz während einer Transienten - wie die Frequenzspitze (Nadir oder Zenit) und der RoCoF - müssen für den FCR-Dimensionierungsprozess berücksichtigt werden (Abbildung 8).

¹ Ein gefährdeter Zustand wird ausgelöst, wenn mindestens eine der folgenden Bedingungen eintritt:

- Der Absolutwert der simulierten stationären Frequenzabweichung übersteigt in 5 aufeinanderfolgenden Minuten die Hälfte der maximalen stationären Frequenzabweichung.
- Der absolute Wert der simulierten stationären Frequenzabweichung überschreitet für 15 aufeinanderfolgende Minuten den Standardfrequenzbereich.

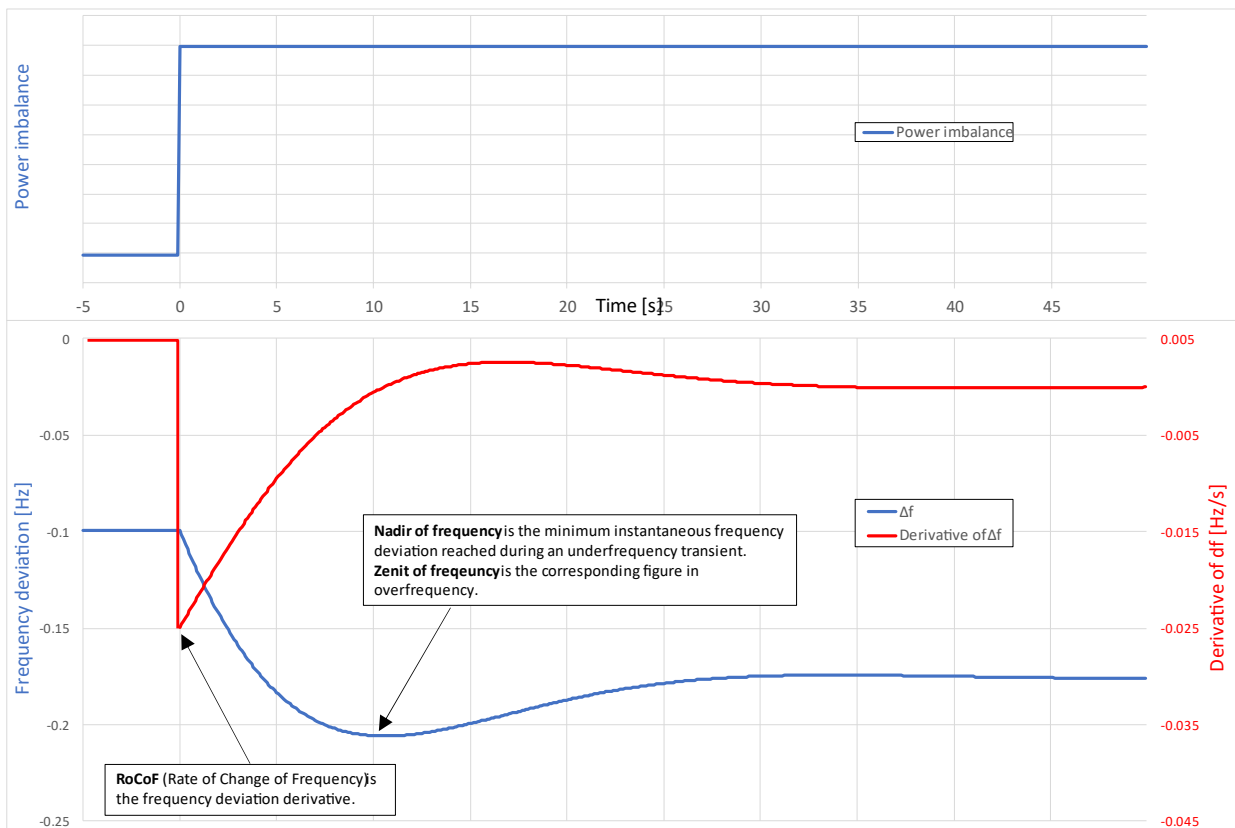


Abbildung 7: Beispiel für Frequenztransientenmerkmale und wichtigste -Verhaltensindikatoren: Zenit, Nadir und RoCoF

Angesichts einer so großen Anzahl von zu berechnenden Transienten für die Dimensionierungsaufgabe ist es nicht machbar, in jeder einzelnen Minute eine echte dynamische Simulation durchzuführen. Daher ist es notwendig, eine algebraische Berechnung von Zenit/Nadir und RoCoF ausgehend von dem in Abbildung 8 dargestellten aggregierten Einfach-Sammelschienen-Modell vorzunehmen, das auf Überlegungen aus [2] beruht.

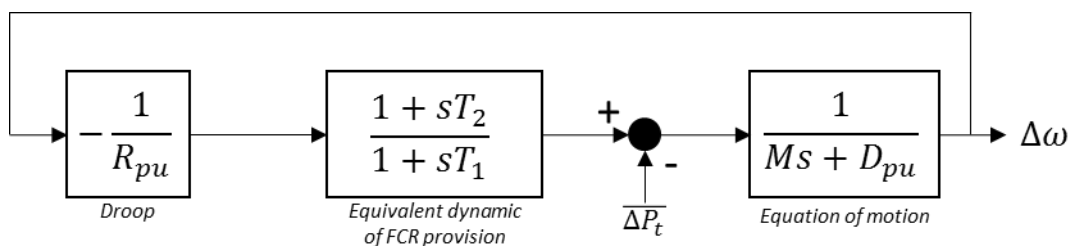


Abbildung 8: Vereinfachtes dynamisches Einfach-Sammelschienen-Modell des Übertragungsnetzes Kontinentaleuropas

Dabei gilt:

- **Bewegungsgleichung:** stellt die Reaktion des Stromnetzes in Bezug auf die Momentanreserve und die Selbstregulierung der Last dar,
- **Regelabweichung:** stellt die statische Reaktion der FCR dar (siehe Abbildung 4),
- **Äquivalente Dynamik der FCR-Bereitstellung:** stellt die durchschnittlichen kombinierten Effekte der dynamischen Reaktion aller FCR-Anbieter dar.

Die in in Abbildung 8 dargestellten Parameter sind somit:

$R_{pu} = \frac{1}{En. Reg.} \cdot \frac{P_n}{f_n} [pu_P/pu_{\Delta f}]$	Regelabweichung in pu (<i>En. Reg.</i> (entspricht einer bestimmten MW/Hz-Kurve und wird in [MW/Hz] ausgedrückt)
$T_1 [s]$	Polzeitkonstante aus Mittelwert der FCR-Dynamik
$T_2 [s]$	Nullzeitkonstante aus Mittelwert der FCR-Dynamik
$D_{pu} = \frac{D}{f_n} [pu_P/pu_{\Delta f}]$	Selbstregelleffekt der Lasten (D wird ausgedrückt in [pu/Hz])
$M = 2 \cdot H [s]$	Systemaquivalentes Impulsmoment (2*Momentanreserve)
$P_n [MW]$	Last im Synchrongebiet
f_n	Nennfrequenz (50 Hz)

Die Ausgabe des Diagramms ($\Delta\omega$) ist die Frequenzabweichung in pu.

In Anbetracht der tatsächlichen und komplexen Dynamik des Synchrongebiets werden mit diesem Modell wesentliche Näherungen eingeführt, da jeder Anbieter (und jede Technologie) eigene Besonderheiten hat, wenn es um die FCR-Einsatzdynamik geht. Diese Vielfalt von Reaktionen wird mit einem einzigen dynamischen Modell zweiter Ordnung vereinfacht, um die algebraischen Formeln für Zenit/Nadir und RoCoF abzuleiten. Der RoCoF wird als Ausgangs-RoCoF bewertet.

Diese Formeln werden unter der Annahme abgeleitet, dass eine Störung schrittweise auf das in Abbildung 8 dargestellte Modell angewendet wird.

Auf diese Weise kann eine algebraische Beziehung zwischen der Störung und den Systemparametern im Rahmen des iterativen probabilistischen Modells verwendet werden.

Die Berechnung des dynamischen Ergebnisses der Frequenzabweichungen basiert auf der gleichen 1-Minuten-Granularität, die auch für die Berechnungen im stationären Zustand verwendet wird. Das bedeutet, dass sich alle Variablen (z. B. das Leistungsungleichgewicht und die stationäre Frequenzabweichung) weiterhin von Minute zu Minute verändern.

Sowohl die transiente Frequenzspitze (Zenit/Nadir) als auch der RoCoF werden daher auf einer 1-Minuten-Basis berechnet.

Der Input einer solchen Berechnung ist die Differenz des Leistungsungleichgewichts zwischen zwei aufeinanderfolgenden Minuten.

2.8 Bewertung der Akzeptanzkriterien für die resultierende simulierte Frequenzabweichung

Eine FCR-Dimensionierung gilt als akzeptabel, wenn sichergestellt ist, dass die FCR nicht häufiger als einmal alle 20 Jahre unzureichend ist.

Im ersten Schritt wird beurteilt, ob eine bestimmte Minute als akzeptable Minute gilt. Eine Minute gilt als akzeptabel, wenn sie alle drei folgenden Kriterien erfüllt:

- Der absolute Wert der simulierten stationären Frequenzabweichung übersteigt nicht die maximale stationäre Frequenzabweichung,
- Der absolute Wert der maximalen/minimalen momentanen Frequenzabweichung während Transienten überschreitet nicht die von den ÜNB festgelegten Schwellenwerte,
- Der absolute Wert des RoCoF übersteigt nicht den von den ÜNB festgelegte maximalen Ausgangs-RoCoF?

Eine Minute gilt als nicht akzeptable Minute, wenn mindestens eines der Kriterien nicht erfüllt ist.

Um das Kriterium „einmal in 20 Jahren“ zu interpretieren, wird das Konzept des „kritischen Zustands“ eingeführt: ein kritischer Zustand ist eine Reihe von nicht akzeptablen Minuten, die nicht mehr als eine parametrische Anzahl von Minuten (z. B. 15 Minuten) voneinander entfernt sind.

Ein einziger kritischer Zustand könnte dann durch mehrere aufeinander folgende Minuten mit einem oder mehreren nicht erfüllten Kriterien entstehen.

Die Wahl eines solchen Ansatzes hängt damit zusammen, dass die Kombination von Störungen, die zu einem Zustand führen, in dem ein oder mehrere Kriterien (SS Δ f / Zenit/Nadir / RoCoF) nicht erfüllt sind, mehrere Minuten lang andauern kann.

Das Kriterium „einmal in 20 Jahren“ wird auf die Anzahl der kritischen Zustände und nicht auf einzelne Minuten angewendet.

Die FCR-Dimensionierung soll also sicherstellen, dass die Anzahl erkannter kritischer Zustände kleiner oder gleich 1/20 der Anzahl der simulierten Jahre ist.

Wenn z. B. 200 Jahre durch das Modell simuliert werden, dürfen nicht mehr als 10 (200/20) kritische Zustände auftreten.