

ALPACA Kooperation

– Erläuterungsdokument der Ergänzungen zur Vorhersagemethodik

zu den Ergänzungen der Vorhersagemethodik des Antrags gemäß Artikel
33 (6) der Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23.
November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich
im Elektrizitätsversorgungssystem, geändert durch die
Durchführungsverordnung (EU) 2021/280 der Kommission vom 22.
Februar 2021, nach Art

Inhalt

1. Einleitung.....	2
2. Erläuterung der bereits genehmigten Vorhersagemethodik [Art. 4(1) – Art. 4(4)]	2
3. Erläuterungen der Ergänzungen der Vorhersagemethodik.	9
a. Ergänzungen zu dem Prognosetool „FOX“ [Art. 4 (6)]	9
b. Ergänzungen zu dem Prognosetool „TIGER“ [Art. 4 (7)]	10

1. Einleitung

Dieses Dokument dient der Erläuterung der in ehemals Artikel 4 (6) vorgesehenen Anpassungen des Antrags gemäß Artikel 33(6) der Verordnung (EU) 2017/2195.

Zu diesem Zwecke ist das Dokument in zwei Abschnitte unterteilt. Der erste Abschnitt (Kapitel 2) dient der grundsätzlichen Erläuterung der Funktionsweise des Vorhersageprozesses. Dazu wird die Methodik aus dem im Oktober 2024 von der Bundesnetzagentur genehmigten Antrags zitiert und entsprechend erläutert. Der zweite Abschnitt (Kapitel 3) umfasst eine Aufzählung der vorgeschlagenen Anpassungen dieses Antrags sowie eine dazugehörige Erläuterung.

2. Erläuterung der bereits genehmigten Vorhersagemethodik [Art. 4(1) – Art. 4(4)]

Die Bestimmung des vorläufigen Austauschlimits folgt den Regeln und Prozessen, die in Art. 4 (4) des Antrags beschrieben werden. Die Limits werden beeinflusst durch: das bestimmte Risiko, dass die zonenübergreifende Übertragungskapazität nicht verfügbar ist (r_1 , Art. 4 (4) (e)); den Höchstwert für das Risiko, dass die zonenübergreifende Übertragungskapazität nicht verfügbar ist (R_1 , Art. 4 (4) (c)); das bestimmte Risiko unzureichender Regelleistung (r_2 , Art. 4 (4) (g)); und den Höchstwert für das Risiko unzureichender Regelleistung (R_2 , Art. 4 (4) (d)). Das vorläufige Austauschlimit für jede Grenze, Richtung, Produkt und Gültigkeitsperiode wird wie folgt bestimmt (siehe Abbildung 7 für eine Übersicht):

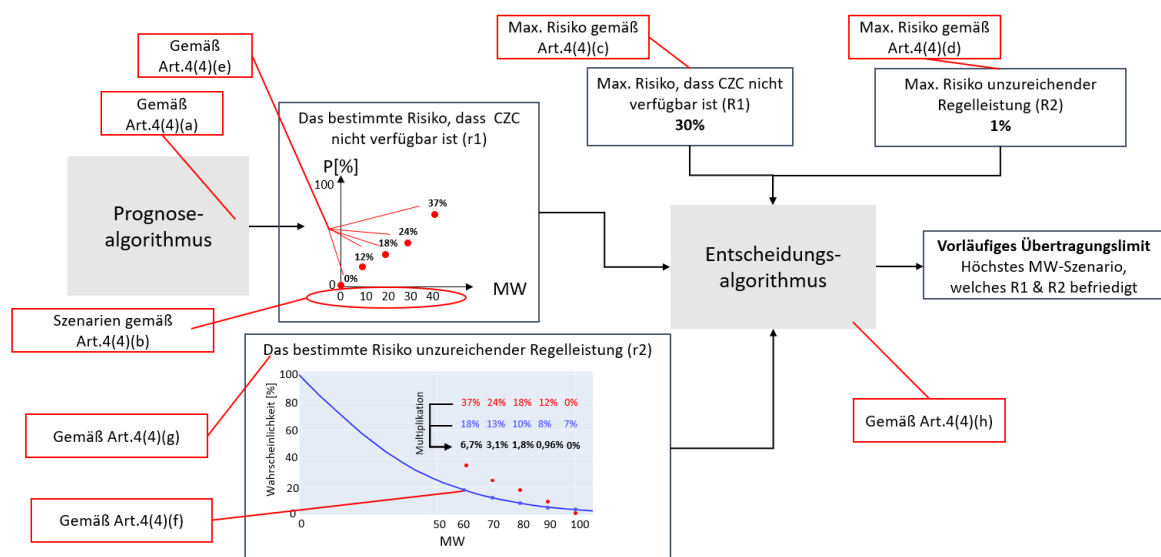


Abbildung 1: Festlegungsprozess für das vorläufige Austauschlimit mit Beispielwerten

Der folgende Abschnitt enthält ein Beispiel, wie der Prozess in Art. 4 (4) in ein vorläufiges Austauschlimit resultiert. In diesem Beispiel nehmen wir die folgende Grenze, Produkt, Richtung und Gültigkeitsperiode gemäß Art. 4 (1) und Art. 4 (2) an:

- Grenze: Österreich (AT) – Tschechische Republik (CZ)
- Richtung: AT → CZ
- Produkt: aFRR+
- Gültigkeitsperiode: 00:00 – 04:00

Art. 4 (4) (a): „Prognose der verfügbaren zonenübergreifenden Übertragungskapazität für die Grenze, die Richtung, das Produkt und den Vertragszeitraum gemäß den Absätzen (1) und (2)“

Für jedes der gemäß Art. 4 (4) (b) definierten Szenarien prognostiziert der Prognosealgorithmus die Wahrscheinlichkeit, dass die Übertragungskapazität gemäß jedem Szenario verfügbar ist. In dem Beispiel werden die folgenden Wahrscheinlichkeiten für die Grenze AT/CZ und Richtung AT → CZ für die Gültigkeitsperiode 00:00 – 04:00 angenommen:

- Szenario 1: 100%
- Szenario 2: 88%
- Szenario 3: 82%
- Szenario 4: 76%
- Szenario 5: 63%

Art. 4 (4) (b): „Bestimmung der möglichen Bandbreite des vorläufigen Austauschlimits einschließlich der Inkremente (im Folgenden "Szenarien")“;

Die Szenarien repräsentieren die möglichen Kapazitätswerte, die das vorläufige Austauschlimit (im Folgenden „IEL“ → „Initial Exchange Limit“) darstellen kann. Es wird durch eine Bandbreite und ein Inkrement definiert. In diesem Beispiel ist die Bandbreite von 0 MW – 40 MW mit einem Inkrement von 10 MW definiert. Dies ergibt fünf Szenarien:

- Szenario 1: 0 MW
- Szenario 2: 10 MW
- Szenario 3: 20 MW
- Szenario 4: 30 MW
- Szenario 5: 40 MW

Art. 4 (4) (c): „Bestimmung eines Höchstwerts für das Risiko, dass die zonenübergreifende Übertragungskapazität aufgrund von ungeplanten Ausfällen oder Engpässen nicht verfügbar ist“

Jeder betroffene ÜNB kann ein maximales Risiko für nicht verfügbare grenzüberschreitende Übertragungskapazität (im Folgenden „CZC“ → „Cross-Zonal Capacity“) definieren. Ob ein ÜNB betroffen ist oder nicht, hängt von der Grenze, der Richtung und dem Produkt ab, für das das IEL berechnet wird. Eine Übersicht darüber, in welchem Fall welcher ÜNB betroffen ist, wird in Tabelle 1 dargestellt. In dem Beispiel ist der betroffene ÜNB CEPS, da das IEL für die Grenze AT-CZ, Richtung AT → CZ und Produkt aFRR+ bestimmt werden soll. In diesem Beispiel wurde der Höchstwert für das Risiko nicht verfügbarer CZC von CEPS auf 30% festgelegt.

Betroffener ÜNB	Gültigkeitsperiode	Grenze	Richtung	Produkt
CEPS	Alle	AT/CZ	AT→CZ	aFRR+
			CZ→AT	aFRR-
		CZ/DE	DE→CZ	aFRR+
			CZ→DE	aFRR-
APG		AT/CZ	CZ→AT	aFRR+
			AT→CZ	aFRR-
Deutsche ÜNB		CZ/DE	CZ→DE	aFRR+
			DE→CZ	aFRR-

Tabelle 1: Übersicht der betroffenen ÜNB

Die Methode zur Auswahl eines Höchstwerts wird von jedem betroffenen ÜNB festgelegt, unter Beachtung der in der SO VO festgelegten Anforderungen an die Betriebssicherheit. Jeder Wert ist ein statischer Parameter, d.h., er wird nicht regelmäßig aktualisiert. Jeder betroffene ÜNB kann die Auswirkungen seines gewählten Höchstwerts bewerten und diesen Parameter bei Bedarf aktualisieren.

Art. 4 (4) (d): „Festlegung eines Höchstwertes für das Risiko unzureichender Regelleistung aufgrund der Nichtverfügbarkeit zonenübergreifender Übertragungskapazitäten“

Jeder betroffene ÜNB kann ein maximales Risiko für unzureichende Reservekapazität aufgrund der Nichtverfügbarkeit von CZC definieren. In diesem Beispiel ist der von CEPS definierte Höchstwert für das Risiko unzureichender Reservekapazität 1%. Die Methode zur Auswahl eines Höchstwerts wird von jedem betroffenen ÜNB festgelegt, unter Beachtung der in der SO VO festgelegten Anforderungen an die Betriebssicherheit. Jeder Wert ist ein statischer Parameter, d.h., er wird nicht regelmäßig aktualisiert. Jeder betroffene ÜNB kann die Auswirkungen seines gewählten Höchstwerts bewerten und diesen Parameter bei Bedarf aktualisieren.

Art. 4 (4) (e): „Für jedes Szenario wird die Bestimmung des Risikos nicht verfügbarer zonenübergreifender Übertragungskapazität aufgrund von ungeplanten Ausfällen oder Engpässen als die Wahrscheinlichkeit definiert, dass die tatsächlich verfügbare zonenübergreifende Übertragungskapazität aufgrund von ungeplanten Ausfällen oder Engpässen geringer oder gleich dem Szenario ist. Diese Wahrscheinlichkeit wird auf der Grundlage des Prognoseergebnisses nach (a) bestimmt“

Für jedes der gemäß Art. 4 (4) (b) definierten Szenarien prognostiziert der Prognosealgorithmus die Wahrscheinlichkeit, dass die Übertragungskapazität eines Szenarios an der Grenze AT/CZ, Richtung AT → CZ für die Gültigkeitsperiode 00:00 – 04:00 nicht verfügbar ist (Risiko 1; r1). Für dieses Beispiel liefert der Prognosealgorithmus die Ergebnisse für alle definierten Szenarien (siehe Abbildung 8). In anderen Worten, der Prognosealgorithmus schätzt die Wahrscheinlichkeit auf 18%, dass 20 MW an der Grenze AT/CZ in Richtung AT → CZ zwischen 00:00 – 04:00 nicht verfügbar sind.

Für jede Wahrscheinlichkeit der verfügbaren CZC wird ein Risiko nicht verfügbarer CZC bestimmt. Dafür werden die Prozentwerte in dem Beispiel gemäß Art. 4 (4) (a) von 100% subtrahiert. Dies liefert das Risiko nicht verfügbarer CZC:

- Szenario 1 (0 MW): 100% - 100% = 0%
- Szenario 2 (10 MW): 100% - 88% = 12%

- Szenario 3 (20 MW): $100\% - 82\% = 18\%$
- Szenario 4 (30 MW): $100\% - 76\% = 24\%$
- Szenario 5 (40 MW): $100\% - 63\% = 37\%$

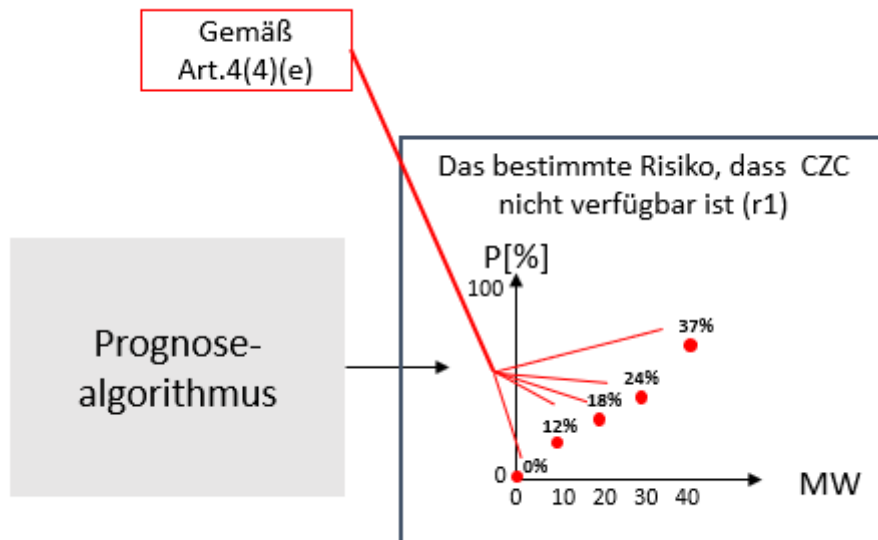


Abbildung 2: Bestimmtes Risiko nicht verfügbarer CZC

Art. 4 (4) (f): „Für jedes Szenario wird die Wahrscheinlichkeit ermittelt, dass der tatsächliche aFRR-Bedarf eines Landes - vor den Auswirkungen der Plattformen gemäß Artikel 21 und 22 der EB VO - höher oder gleich der aFRR ist, die ohne den Austausch von Regelleistung oder die gemeinsame Nutzung von Reserven beschafft worden wäre, abzüglich des Szenarios“

Diese Wahrscheinlichkeit gibt an, wie wahrscheinlich es ist, dass CEPS mehr als die national beschaffte aFRR+ benötigt, um ihren Bedarf für jedes Szenario zu decken, und sich dabei auf die in Österreich beschaffte aFRR+ verlässt, um ihren Aktivierungsbedarf an aFRR+ zu decken (Risiko 2; r2). Sie wird mit Hilfe von drei Eingaben berechnet:

1. Die (inverse) Verteilungsfunktion der aFRR+ (Regelarbeit) Bedarfe für CEPS.
2. Der dimensionierte aFRR+ Bedarf für CEPS.
3. Der Kapazitätswert jedes Szenarios.

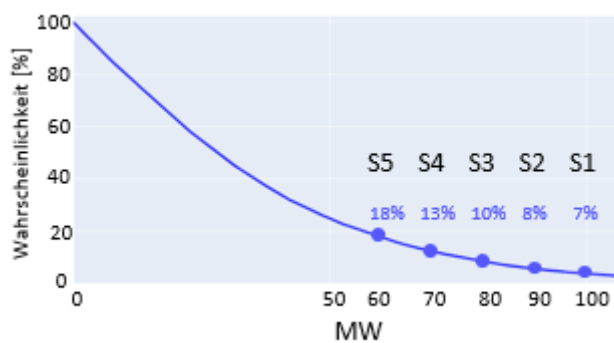


Abbildung 3: Die (inverse) Verteilungsfunktion der aFRR+ Bedarfe von CEPS

Ein Beispiel (nicht auf realen Daten basierend) für eine solche (inverse) Verteilungsfunktion wird durch die blaue Linie in Abbildung 9 dargestellt. Sie veranschaulicht die relative Häufigkeit der von CEPS angeforderten aFRR+ Mengen: 18% der Zeit wurde mehr als 60 MW verlangt, und 7% der Zeit mehr als 100 MW. Der dimensionierte aFRR+ Bedarf für CEPS in diesem Beispiel ist auf 100 MW festgelegt.

Wenn Szenario 1 (S1) auf dieses Beispiel angewendet wird, entspricht die national beschaffte aFRR+ dem dimensionierten aFRR+ Bedarf: Wenn ein IEL von 0 MW festgelegt wird, kann CEPS keine Regelleistung in Österreich beschaffen. Sie werden daher ihren gesamten dimensionierten Bedarf (100 MW) national beschaffen. Die Wahrscheinlichkeit, dass dieses lokal beschaffte Volumen von aFRR+ für die Aktivierung nicht ausreicht, beträgt 7%. Wenn jedoch Szenario 2 (S2) angewendet wird, kann die national beschaffte aFRR+ geringer sein als der dimensionierte aFRR+ Bedarf: Mit einem IEL von 10 MW können bis zu 10 MW aFRR+ in Österreich beschafft werden. Unter der Annahme, dass die vollen 10 MW in Österreich beschafft werden, verringert sich die national beschaffte (und damit garantiert verfügbare) aFRR+ Menge auf 90 MW. Die Wahrscheinlichkeit, dass 90 MW oder mehr benötigt werden, um den vollen Aktivierungsbedarf zu decken, beträgt 8%.

Art. 4 (4) (g): „Für jedes Szenario wird die Bestimmung des Risikos unzureichender Regelleistung aufgrund der Nichtverfügbarkeit zonenübergreifender Übertragungskapazität als die in Absatz (e) bestimmte Wahrscheinlichkeit multipliziert mit der in Absatz (f) bestimmten Wahrscheinlichkeit definiert“

Das Risiko unzureichender Regelleistung aufgrund der Nichtverfügbarkeit zonenübergreifender Übertragungskapazität (Risiko 3; r3) vereint zwei Wahrscheinlichkeiten für jedes Szenario:

1. Die Wahrscheinlichkeit, dass die national beschaffte (und damit garantiert verfügbare) aFRR+ den Aktivierungsbedarf nicht deckt.
2. Die Wahrscheinlichkeit, dass die verfügbare CZC niedriger ist als die Kapazität des betrachteten Szenarios.

Diese Wahrscheinlichkeit wird berechnet, indem die in Art. 4 (4) (f) definierte Wahrscheinlichkeit mit der in Art. 4 (4) (e) definierten Wahrscheinlichkeit für jedes Szenario multipliziert wird. Eine Aufschlüsselung dieser Berechnung befindet sich in Abbildung 10.

Zum Beispiel wird das Risiko einer nicht verfügbaren CZC für Szenario 2 (10 MW) auf 12% prognostiziert, während die Wahrscheinlichkeit, dass mehr als 90 MW (dimensionierter aFRR+

Bedarf - Szenariowert) benötigt werden, um den Aktivierungsbedarf zu decken, bei 8% liegt. Das daraus resultierende Risiko einer unzureichenden Regelleistung liegt daher bei 0,96%. Für Szenario 4 (30 MW) würde das Risiko einer unzureichenden Regelleistung analog auf 3,1% bestimmt werden.

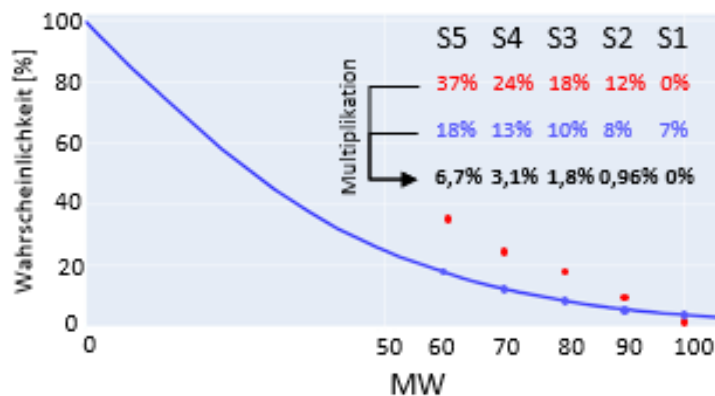


Abbildung 4: Berechnung des Risikos unzureichender Regelleistung

Art. 4 (4) (h): „Bestimmung des vorläufigen Austauschlimits durch Auswahl des höchsten Szenarios, für das die folgenden beiden Bedingungen erfüllt sind

- das Risiko einer unzureichenden Regelleistung aufgrund der Nichtverfügbarkeit von zonenübergreifenden Übertragungskapazität, die gemäß (g) ermittelt wurde, ist kleiner oder gleich dem nach (d) ermittelten Höchstwert, und
- das unter (e) definierte Risiko ist kleiner oder gleich dem festgelegten Höchstwert nach (c).“

Die Ergebnisse nach Art. 4 (4) (e) und Art. 4 (4) (g) sind wie folgt:

Szenario	Kapazität	Risiko nicht verfügbarer CZC	Risiko unzureichender Regelleistung
1	0 MW	0%	0%
2	10 MW	12%	0,96%
3	20 MW	18%	1,8%
4	30 MW	24%	3,1%
5	40 MW	37%	6,7%

Tabelle 2: Überblick über die ermittelten Risiken je Szenario

Jedes Szenario, das ein höheres Risiko nicht verfügbarer CZC als den Höchstwert dieses Risikos nach Art. 4 (4) (c) aufweist, wird abgelehnt. Da der Höchstwert des Risikos nicht verfügbarer CZC auf 30% festgelegt ist, wird Szenario 5 abgelehnt. Gemäß diesem Risikowert kommen die Szenarien 1 - 4 für das vorläufige Austauschlimit in Betracht. Analog dazu wird der Höchstwert des Risikos unzureichender Regelleistung, wie in Art. 4 (4) (d) beschrieben (in diesem Beispiel 1%), auf die Szenarien angewendet. Die einzigen Szenarien, die diesen Höchstwert erfüllen, sind Szenario 1 und Szenario 2. Die verbleibenden Szenarien haben alle ein Risiko unzureichender Regelleistung, das

größer als 1% ist. Unter Berücksichtigung des Risikos unzureichender Regelleistung kommen nur Szenario 1 und Szenario 2 für das vorläufige Austauschlimit in Betracht.

Szenario 2 ist das höchste Szenario, das sowohl den Höchstwert des Risikos nicht verfügbarer CZC als auch den Höchstwert des Risikos unzureichender Regelleistung erfüllt. Das an die CPOF weitergeleitete IEL beträgt daher 10 MW für die Grenze AT/CZ, Richtung AT → CZ, Produkt aFRR+ und Gültigkeitsperiode 00:00 - 04:00.

3. Erläuterungen der Ergänzungen der Vorhersagemethodik.

a. Ergänzungen zu dem Prognosetool „FOX“ [Art. 4 (6)]

Art. 4 (6) (a): „Die in Absatz 4 Abschnitt e und f genannten Risiken werden anhand eines Mittelwertverfahrens historischer Daten bestimmt. Hierzu sind die Risiken zunächst auf Grundlage der jeweiligen Eingangsdatensätze für Vierstundenblöcke gemäß den Kriterien des Absatzes 4 Abschnitt e und f zu berechnen. Anschließend ist das prognostizierte Risiko für einen Vierstundenblock als arithmetischer Mittelwert der zuvor bestimmten Risiken zu ermitteln.“

Die Risiken aus Abschnitt e und f beziehen sich jeweils auf Wahrscheinlichkeit, dass die Übertragungskapazität eines Szenarios für eine gewisse Gültigkeitsperiode (etwa 00:00 – 04:00) nicht verfügbar ist (Risiko 1; r_1) und auf die Wahrscheinlichkeit, dass ein ÜNB mehr als die national beschaffte aFRR+ benötigt, um den Bedarf des ÜNBs für zu decken (Risiko 2; r_2). Eine weiterführende Erläuterung dieser Risiken findet sich in Kapitel 2. FOX evaluiert Risiko 1 und Risiko 2, indem es einen Mittelwert über die „wahren“ Risiken aus einem bereits simulierten Betrachtungszeitraum T bildet.

Der „wahre“ Wert für Risiko 1 wird für jedes Szenario (eine Erläuterung der Szenarien findet sich ebenfalls in Kapitel 2) ermittelt, indem die tatsächlich verfügbaren Grenzkapazitäten in jeder Gültigkeitsperiode (4h-Zeitraum) mit dem jeweiligen Kapazitätswert eines Szenarios verglichen werden. Lagen die verfügbaren Kapazitäten etwa zwischen 00:00 und 04:00 für zwei Stunden bei 0MW und für zwei Stunden bei 70MW, so hätte das Szenario 50MW einen „wahren“ Risiko 1 Wert von 50%: Die vorhergesagte Kapazität 50MW war in dieser Gültigkeitsperiode tatsächlich zu 50% der Zeit vorhanden.

Der „wahre“ Wert für Risiko 2 ermittelt sich anhand der realen aFRR-Aktivierungsmengen je ÜNB. Übersteigt die notwendige Aktivierungsmenge beispielsweise zwischen 00:00 und 04:00 etwa zu 10% der Zeit den dimensionierten Bedarf eines ÜNBs abzüglich der Prognosemenge eines Szenarios, so liegt der „wahre“ Risiko 2 Wert bei 10%. Dieser Wert wird für alle Szenarien je Gültigkeitsperiode berechnet.

FOX evaluiert in einem festen Zeitraum T alle „wahren“ Werte für Risiko 1 und Risiko 2. Der Mittelwert dieser „wahren“ Werte bildet dann die Prognosegrundlage für den kommenden Tag. Zu beachten ist, dass FOX-Werte innerhalb einer Gültigkeitsperiode mittelt. Für eine Prognose der Gültigkeitsperiode 00:00 – 04:00 werden also nur „wahre“ Risiken aus diesen vergangenen Gültigkeitsperioden (00:00 – 04:00) betrachtet.

Art. 4 (6) (b): „Das prognostizierte Risiko unzureichender Reservekapazität infolge der Nichtverfügbarkeit grenzüberschreitender Übertragungskapazität ist auf Grundlage der gemäß Abschnitt a bestimmten Risiken entsprechend Absatz 4 Abschnitt g zu berechnen.“

Um Risiko 3 zu prognostizieren, multipliziert FOX die prognostizierten Werte für Risiko 1 und Risiko 2. Dies wird in den sechs Gültigkeitsperioden des zu prognostizierenden Tages für alle Szenarien durchgeführt.

Art. 4 (6) (c): „Die Eingangsdatensätze umfassen einen festen historischen Betrachtungszeitraum T vor dem Liefertag D. Dieser Zeitraum erstreckt sich von $D-(T+2)$ bis $D-2$. Die Länge des Betrachtungszeitraums wird auf der ALPACA-Website von ENÜNB-E veröffentlicht.“

Die Mittelwertbildung, mithilfe derer die Prognose für eine kommende Gültigkeitsperiode getätigt wird, geschieht immer über einen festen Zeitraum T. Dieser Betrachtungszeitraum endet zwei Tage vor dem Erbringungstag der Prognose, die genaue Länge des Betrachtungszeitraumes sind auf der ALPACA-Website der ENTSO-E einzusehen.

Art. 4 (6) (d): „Folgende Eingangsgrößen sind zu verwenden:

- i. 15-Minuten-Mittelwerte der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität je Grenze;
- ii. PICASSO-Bedarfswerte des importierenden Landes in einer zeitlichen Auflösung von vier Sekunden;
- iii. aFRR-Kapazitätsbedarf des importierenden Landes in Vierstundenauflösung.“

Die 15-Minuten-Mittelwerte dienen der Berechnung von Risiko 1, die PICASSO Bedarfswerte und der aFRR-Kapazitätsbedarf stellen die Grundlage der Berechnung von Risiko 2 dar.

b. Ergänzungen zu dem Prognosetool „TIGER“ [Art. 4 (7)]

Art. 4 (7) (a): „Das in Absatz 4 Abschnitt e genannte Risiko wird unter Verwendung eines Machine-Learning-Algorithmus berechnet, der die in Abschnitt c definierten Eingangsgrößen nutzt.“

TIGER ermittelt das in Absatz 4 Abschnitt e genannte Risiko, also die Wahrscheinlichkeit, dass die Übertragungskapazität eines Szenarios für eine gewisse Gültigkeitsperiode (etwa 00:00 – 04:00) nicht verfügbar ist (Risiko 1; r_1), mit Hilfe eines Gradient-Boosted-Trees Algorithmus. Dieser Algorithmus ermöglicht eine vergleichbar hohe Prognosegenauigkeit.

Der Algorithmus schätzt für jede individuelle Gültigkeitsperiode die Wahrscheinlichkeit ab, dass Übertragungskapazität zwischen zwei Gebotszonen vorhanden ist. Um diese Abschätzung vorzunehmen, benötigt der Algorithmus zunächst eine Reihe von möglichst unterschiedlichen (also nicht-korrelierenden) Eingangsgrößen (siehe Art. 4 (7) (c)), die jedoch alle mit der zu prognostizierenden Übertragungskapazität korrelieren. Mit Hilfe dieser Eingangsgrößen wird TIGER zunächst über einen mehrmonatigen Zeitraum trainiert. In diesem „Trainingszeitraum“ lernt der Algorithmus den Effekt der Eingangsgrößen auf die Übertragungskapazität einzuschätzen und die Eingangsgrößen entsprechend zu gewichten.

Mit Hilfe dieses Trainings ist es TIGER möglich, unter Eingabe der genannten Eingangsgrößen eine tägliche Prognose über Risiko 1 vorzunehmen.

Art. 4 (7) (b): Das in Absatz 4 Buchstabe f genannte Risiko ist zu berechnen, indem die historischen aFRR-Aktivierungen eines Landes in einer invertierten kumulativen Verteilungsfunktion unter Verwendung der in Absatz 7 Buchstabe c festgelegten Eingangsgrößen dargestellt werden.

Für die Berechnung des Risikos unzureichender Regelleistung aufgrund der Nichtverfügbarkeit zonenübergreifender Übertragungskapazität berechnet TIGER in regelmäßigen Abständen die durchschnittliche Häufigkeit bestimmter aFRR-Aktivierungsmengen des vergangenen Jahres. Diese lassen sich anschaulich in einer invertierten kumulativen Verteilungsfunktion visualisieren (siehe Abbildung).

Das Beispiel der Abbildung nimmt an, dass ein ÜNB insgesamt 200MW aFRR-Bedarf dimensioniert. Dieser Wert wird um die Kapazitätsmenge eines betrachteten Szenarios verringert – für das Szenario 20 MW würde die Risiko-2-Prognose also bei 180 MW ansetzen.

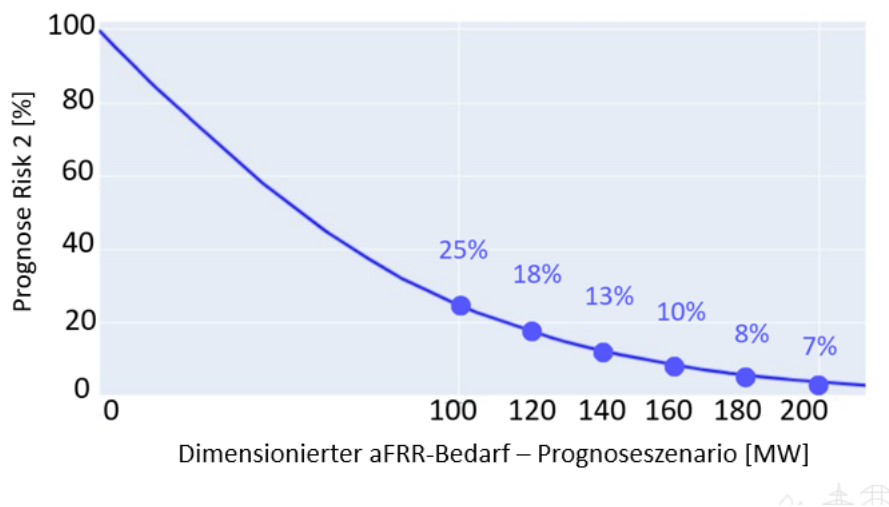


Abbildung 5: Beispiel der Risiko 2 – Berechnung für TIGER

Der eingezeichnete Graph zeigt die historische Häufigkeit, dass eine gewisse Menge aFRR von diesem ÜNB zur Aktivierung benötigt worden ist. Der Wert (180 MW; 8 %) indiziert also, dass für diesen ÜNB in 8 % der Zeit ein aFRR-Aktivierungsbedarf ≥ 180 MW vorlag. Damit wird Risiko 2 für das Szenario 20MW in diesem Falle auf 8 % prognostiziert.

Diese kumulative Verteilungsfunktion wird von TIGER regelmäßig neu berechnet und bezieht sich immer auf einen zwölfmonatigen Zeitraum

Das Risiko 3 wird für TIGER nach der in Art.4 (4) (g) erläuterten Multiplikation von Risiko 1 und Risiko 2 ermittelt.

Art. 4 (7) (c): „Für die Berechnung des Risikos gemäß Absatz 4 Abschnitt e sind mindestens folgende Eingangsgrößen zu verwenden:

- i. Day-Ahead-Preisprognosen;
- ii. Temperaturprognosen;
- iii. Lastprognosen;
- iv. Windenergieerzeugungsprognosen;
- v. Photovoltaik-Erzeugungsprognosen;
- vi. Prognosen der vertikalen Netzlast;
- vii. Prognosen grenzüberschreitender Austausche zwischen Gebotszonen;
- viii. Gesamtstromerzeugungsprognosen je Gebotszone;
- ix. Nettopositionsprognosen je Gebotszone.“

Diese Eingangsgrößen werden für die Berechnung von Risiko 1 durch den Gradient-Boosted-Trees Algorithmus verwendet.

Art. 4 (7) (d): „Das in Absatz 4 Abschnitt f genannte Risiko wird durch die Darstellung historischer aFRR-Aktivierungen eines Landes in Form einer invertierten kumulativen Verteilungsfunktion unter Verwendung folgender Eingangsgrößen berechnet:

- i. dimensionierter aFRR-Bedarf;
- ii. aFRR-Ausgleichsenergiebedarf.“

Diese Eingangsgrößen werden für die Berechnung von Risiko 2 verwendet.