

Allgemeines Modell zur Berechnung der Gesamtübertragungskapazität und der Sicherheitsmarge der TransnetBW GmbH

Stand Juni 2024

Das Dokument wurde um den im Änderungsantrag vom 23.02.2018 genehmigten Umfang nach Gebotszonentrennung zwischen DE/LU und AT und auf die aktuellen Kapazitätsberechnungsregion (Core) aktualisiert.

1. Übersicht über die Kuppelleitungen der TransnetBW GmbH

Die TransnetBW GmbH betreibt das Übertragungsnetz in Baden Württemberg mit einer Vielzahl von nationalen und internationalen Kuppelstellen. In enger Abstimmung mit den Verbundpartnern werden die Übertragungskapazitäten zu den internationalen Verbundnetzen nach Frankreich (FR), Schweiz (CH) und Österreich (AT) ermittelt und abgestimmt.

Internationale Kuppelleitungen der Regelzone TransnetBW nach Frankreich

Station	Spannungsebene [kV]	Nachbar ÜNB	Station
Eichstetten	380	FR RTE	Muhlbach
Zählpunkt TransnetBW	380	FR RTE	Sierentz
Eichstetten	220	FR RTE	Vogelgrün

Internationale Kuppelleitungen der Regelzone TransnetBW in Richtung Schweiz

Station	Spannungsebene [kV]	Nachbar ÜNB	Station
Kühmoos	380	CH Swissgrid	Laufenburg
Kühmoos	380	CH Swissgrid	Laufenburg
Kühmoos	380	CH Swissgrid	Asphard
Zählpunkt TransnetBW	380	CH Swissgrid	Asphard
Trossingen	380	CH Swissgrid	Laufenburg
Gurtweil	220	CH Swissgrid	Laufenburg
Gurtweil	220	CH Swissgrid	Laufenburg
Kühmoos	220	CH Swissgrid	Laufenburg
Kühmoos	220	CH Swissgrid	Laufenburg
Breitematt	110	CH Swissgrid	Laufenburg
Breitematt	110	CH Swissgrid	Laufenburg

Internationale Kuppelleitungen der Regelzone TransnetBW nach Österreich

Station	Spannungsebene [kV]	Nachbar ÜNB	Station
Bürs	380	AT APG	Westtirol
Bürs	220	AT APG	Westtirol
Bürs	220	AT APG	Meiningen
Bürs	220	AT APG	Walgauwerk

2. Berechnung der lang- und mittelfrist Kapazitäten nach ENTSO-E Methode

Datenbasis:

Als Datenbasis werden von sämtlichen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNBs) im kontinentaleuropäischen Verbundnetz Prognosedatensätze nach Common Grid Model Methodology erstellt. Diese beinhalten die Netztopologie, Kraftwerkseinsatz inkl. Einspeisung aus Erneuerbaren Energiequellen sowie die vorab definierte Import-/Exportsituationen. Insbesondere für Deutschland ist wichtig eine abgestimmte Windsituation zu generieren. Basis des Datensatzes ist jeweils der Schnappschuss (Aufnahme realer Lastflusswerte) eines Referenzzeitpunktes. Aus den individuellen, nationalen Datensätzen wird ein internationaler Datensätzen der Referenzdatensatz für das gesamte kontinentaleuropäische Verbundnetz erstellt. Als Ergebnis entsteht eine repräsentative Lastflusssituation, die in der Regel aber keinen Extremfall darstellt.

Berechnungsmethode:

Der Berechnungsalgorithmus basiert auf der ENTSO-E-Methodik:

“Definitions of Transfer Capacities in liberalized Electricity Markets”: (ENTSO-E, April 2001) bzw. auf *“Procedures for cross-border transmission capacity assessments”*: (ENTSO-E, Oktober 2001).¹

Für die Kapazitätsermittlung am Beispiel Deutschland Richtung Schweiz wird in dem Referenzdatensatz freie Kraftwerksleistung in Deutschland erhöht und zwecks Beibehaltung des Energiegleichgewichtes in der Schweiz die gleiche Kraftwerkseinspeiseleistung eingesenkt. Die Berechnung erfolgt in einzelnen diskreten

¹ www.entsoe.eu/

Schritten mit jeweiliger Überprüfung der (n-1)-Sicherheit. Die Variation der Kraftwerksleistung erfolgt so lange, bis für ein beliebiges Betriebsmittel im (n-1)-Fall eine Überlastung berechnet wird. Die Summe der eingestellten Leistungsveränderung (ΔE) mit dem im Grundfall eingestellten Basisleistungsaustausch (Base Case Exchange - BCE) wird als Total-Transfer-Capacity (TTC) bezeichnet. Die TTC beinhaltet definitionsgemäß keine Reserven. Aus diesem Grund wird von der TTC eine Sicherheitsmarge, die Transmission Reliability Margin (TRM), abgezogen. Das Ergebnis dieser Berechnungsschritte liefert den ENTSO-E-NTC Wert.

Zusammenfassend:

$$TTC = BCE + \Delta E$$
$$NTC = TTC - TRM$$

Dieser ENTSO-E-NTC Wert stellt die maximale Kapazität (Net Transfer Capacity - NTC) dar, die unter Berücksichtigung gewisser Unsicherheiten (TRM) des künftigen Netzzustandes über die Verbindungsleitungen zweier Systeme transportiert werden kann, ohne dass dadurch kritische Zustände in einem der beiden betrachteten Netze entstehen.

Die Bestimmung der Sicherheitsmarge TRM beruht laut ENTSO-E auf Erfahrungswerten oder aus statistischen Methoden. TransnetBW folgt einer Empfehlung der ehemaligen Deutschen Verbundgesellschaft, die sich in der Praxis bewährt hat.

$$TRM = \sqrt{n} \cdot 100MW$$

(wobei n die Anzahl der Kuppelleitungen zwischen den Regelzonen darstellt)

Die berechneten und bestimmten Werte sind anhand der betrieblichen Erfahrung zu bewerten und gegebenenfalls zu korrigieren.

Im folgenden Schaubild ist der Berechnungsvorgang schematisch dargestellt.

$$NTC = BCE + \Delta E - TRM$$

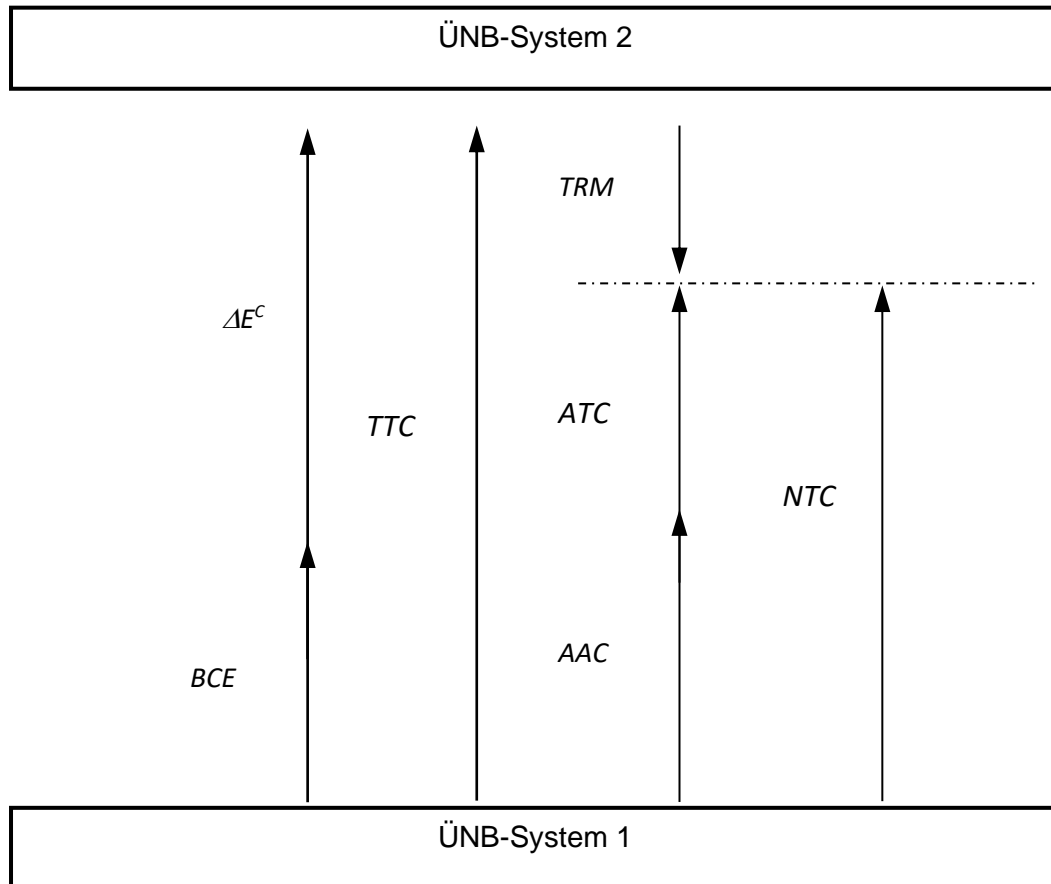


Abbildung 1. Net Transfer Capacity (NTC) Definition

Net Transfer Capacity (NTC): Die erwartete maximale Fahrplanleistung, welche unter Berücksichtigung gewisser Unsicherheiten (Transmission Reliability Margin, TRM) des künftigen Netzzustandes über die Verbindungsleitungen zweier Systeme transportiert werden kann, ohne dass dadurch Engpässe in einem der beiden Systeme entstehen.

Total Transfer Capacity (TTC): Die maximale Fahrplanleistung, welche ohne Berücksichtigung gewisser Unsicherheiten (TRM) über die Verbindungsleitungen zweier Systeme transportiert werden kann.

Available Transfer Capacity (ATC): Die Übertragungskapazität zwischen zwei Verbundsystemen, die über die gegebene Benutzung der Transportnetze infolge der (zum Berechnungszeitpunkt) bereits vereinbarten Energiegeschäfte (**Already Allocated Capacity, AAC**) hinaus für weitere kommerzielle Aktivitäten verbleibt.

Base Case Exchange (BCE): Die im Grundfall zur Bestimmung des TTC bestehende Fahrplanleistung zwischen zwei Systemen.

Additional Exchange Program (ΔEC): Die zusätzliche maximale Fahrplanänderung zwischen zwei Systemen, welche durch eine gleichzeitige Mehr- und Minderproduktion im jeweiligen System erzeugt wird.

3. Abstimmung der NTC Kapazitäten nach ENTSO-E

Nachdem sämtliche Übertragungsnetzbetreiber innerhalb kontinentaleuropäischen Verbundnetzes diese Berechnungen individuell durchgeführt haben, erfolgt eine Kommunikation und Harmonisierung der ermittelten Werte. Gültigkeit erlangt der jeweils kleinere der beiden ermittelten Werte an einer Grenze. Aufgrund des starken Vermaschungsgrades im mitteleuropäischen Transportnetz kann es in ungünstigen Fällen, bei zeitgleicher vollständiger Nutzung der NTC-Werte, zu Überlastungen im Netz kommen. Dadurch kann die Netzsicherheit gefährdet werden.

4. Beschreibung des technischen Profils „Deutsches C“

Der oben beschriebene Effekt der ungünstigen Überlagerung von Exporten aus Deutschland in Richtung Niederlande, Frankreich und Schweiz führte Ende 2004 zu massiven Netzproblemen im Übertragungsnetz der TransnetBW und anderer Netzbetreiber (Amprion, Swissgrid). Diese Probleme traten auf, obwohl die Einzelwerte unterhalb der nach Entso-E-Methode berechneten Werte lagen. Aus diesem Grund wurde das Konzept der C-Funktion, für die Kapazitätsberechnung an den Regelzonen-Grenzen Deutschland, Niederlande, Frankreich und Schweiz als konsequente Weiterentwicklung des bestehenden ENTSO-E-Verfahrens eingeführt.

Das Profil berechnet koordiniert und großräumig den größtmöglichen, unter Einhaltung der Netzsicherheit, zur Verfügung stehenden Kapazitätswert.

Für dieses Profil sollen für die Summe der Einzelgrenzen die Abweichungen zwischen den physikalischen Lastflüssen und den Fahrplanprogrammen möglichst gering sein. Ziel ist es den Einfluss übriger außen liegender Grenzen, die nicht im Profil berücksichtigt werden, möglichst klein zu halten.

Die Limitierung der Fahrpläne über diese Profile und die Ermittlung von multilateralen NTC Werten gewährleisten die Netzsicherheit in Deutschland.

Zu berücksichtigen ist, dass in beiden Profilen die TRM (Transmission Reliability Margin) einbezogen wird. Die TRM stellt, wie oben beschrieben, eine Sicherheitsmarge dar und beinhaltet den Effekt von Primärregelleistungsaustausch bei Kraftwerksausfällen, Sicherheitsreserven zwischen ÜNBs sowie Ungenauigkeiten in den Daten und von Messungen.

Das zuvor beschriebene Konzept des „deutschen C“ für die kurzfristige Kapazitätsberechnung (Tageskapazitäten) unter Berücksichtigung der Windenergieprognosen an der Regelzonen-Grenze Deutschland, Niederlande, Frankreich und Schweiz ist nach Einführung des CWE und folgend dem Core flow-based Ansatz nur noch an der Grenze Deutschland-Schweiz erhalten.

5. Berechnung der flow-based Übertragungswerte für den Kurzfristbereich in der Core Kapazitätsberechnungsregion.

Details zu diesem Kapazitätsberechnungsverfahren für den Kurzfristbereich (day-ahead), bei dem i. W. Unterschied zu dem NTC-Verfahren für alle Stunden des Tages D flow-based Parameter berechnet und veröffentlicht werden, können der [CACM](#) Guideline und [CORE CCM](#) entnommen werden.

Der am 1.10.2018 an der Grenze DE-AT eingeführte Engpass, dessen Kapazitäten im Kurzfristbereich (Day Ahead) innerhalb des damaligen CWE-Prozesses (jetzt Core) lastflussbasiert berechnet wurde, stellten die betroffenen deutschen CWE-ÜNB einen Änderungsantrag.

Die Bundesnetzagentur hat dieses Verfahren auf Basis der deutschen Zusammenfassung „Genehmigungsantrag zur lastflussbasierten Kapazitätsberechnung (FBKB) in der CWE-Region gemäß Art. 15 Abs. 2 EU-VO 714/2009“ genehmigt.

6. Bereitstellung der ermittelten Kapazitäten für den Markt

Die Kapazitätsbereitstellung für den Markt erfolgt in folgenden Zeithorizonten:

- Jahreskapazität
- Monatskapazität
- Tageskapazität

Der Grund für die zeitlich gestaffelte Vergabe der Kapazitäten ist die sinkende Unsicherheit von netzsicherheitsrelevanten Faktoren wie Topologie, Verfügbarkeit der Kraftwerke, Windeinspeisung, Last, etc. Je weiter der Betrachtungshorizont, desto höher die Prognoseunsicherheit.

An der Grenze DE-AT erfolgt die Berechnung der Kapazitäten im lang- und mittelfristigen Bereich entsprechend der in Kapitel 2 und 3 beschriebenen Verfahren. Die Grenze ist nicht unmittelbar Teil des Profils „Deutsches C“ (Kapitel 4). Ein Mindestwert für die grenzüberschreitende Kapazität ist extern vorgegeben und in der Kapazitätsvergabe angesetzt.

Langfristige Kapazität (Jahreskapazität)

Der im obigen Abschnitt erwähnte Referenzdatensatz wird als Datengrundlage verwendet. Anschließend kommt es zu einer koordinierten Aufteilung der zur Verfügung stehenden Kapazitäten.

Mittelfristige Kapazität (Monatskapazität)

Die koordinierte Bestimmung der Monatskapazität erfolgt analog zur Bestimmung der Jahreskapazität. Hierbei werden weitere saisonale Einflüsse sowie Änderungen der Topologie und der Kraftwerksverfügbarkeit berücksichtigt.

Bei der Abstimmung bzw. Festlegung der Monatskapazität mit den Auktionspartnern ist die bereits vergebene Jahreskapazität zu berücksichtigen.

Kurzfristige Kapazität (Day Ahead und Intraday)

Ab Mai 2015 wurde zwischen den Ländern Belgien, Frankreich, der Niederlande und Deutschland das flow-based Market Coupling zur Bestimmung und Allokation der maximal möglichen Kapazität in Import- und Export-Richtung in der Central-Western-

Europe-Region (CWE-Region) angewandt welches im Juni 2022 durch die Core Kapazitätsberechnung abgelöst wurde.

Ab diesem Zeitpunkt (Mai 2015) wird die bisher zugrunde gelegte C-Funktion für die Kapazitätsberechnung nur noch für die verbleibende NTC-Kapazitätsberechnung für den Kurzfristbereich an der Grenze DE-CH genutzt.

Der Austausch mit CH muss folgende übergeordnete Begrenzung einhalten und wird zum 16.04.2023 mit folgenden Rahmenbedingungen (nicht verfügbare Kraftwerksleistung und Windprognose am Tag D-2) ermittelt.

nicht verfügbare KW-Leistung in TNG RZ (MW) →		500-	750-	1000-	1200-	1400-	1600-	1800-	2000-	2200-	2400-	2600-	2800-	3000-	3200-	3400-	3600-	3800-	4000-	4200-	4400-	4600-	4800-	5000-	5200-	5400-	<5600			
Richtung		0-499	749	999	1199	1399	1599	1799	1999	2199	2399	2599	2799	2999	3199	3399	3599	3799	3999	4199	4399	4599	4799	4999	5199	5399	5599			
WIND Einspeiseprognose D+2 (MW)	0-7999		2200	2100	2000	1950	1900	1850	1800	1750	1700	1650	1600	1550	1500	1450	1400	1350	1300	1250	1200	1150	1100	1050	1000	950	900	850	800	
	8000-13499		1450	1350	1300	1300	1250	1250	1200	1200	1150	1150	1100	1100	1050	1050	1000	950	950	900	900	850	850	800	800	800	800	800	800	800
	13500-18999	DE>CH	1300	1200	1150	1100	1050	1000	1000	950	900	900	850	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800
	19000-23999		950	900	850	850	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800
	<24000		800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800
CH>DE			4000																											

Bei der kurzfristigen Abstimmung bzw. Festlegung der Tageskapazität an der Grenze Deutschland-Schweiz sind die bereits vergebenen Kapazitäten (Jahreskapazität und Monatskapazität) zu berücksichtigen.

Im Intraday Zeitbereich findet seit Mitte Mai 2024 eine Optimierung der verfügbaren Kapazitäten für den Intraday Markt zwischen den Grenz-ÜNB (Amprion, Swissgrid und TransnetBW) statt. Hierbei kann es nach Bewertung der Netzbelastung zur Erhöhung oder auch Verringerung der freien Kapazität (Intraday ATC) kommen, sofern es die Netzsituation möglich oder erforderlich macht.