

Allgemeines Modell zur Berechnung der Gesamtübertragungskapazität und der Sicherheitsmarge der EnBW Transportnetze AG

1. Übersicht über die Kuppelleitungen der EnBW Transportnetze AG

Die EnBW Transportnetze AG 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 und der Schweiz ermittelt und abgestimmt.

Internationale Kuppelleitungen der Regelzone der EnBW TNG nach Frankreich

Station	Spannungsebene	Nachbar ÜNB	Station
Eichstetten	380	RTE	Muhlbach
Zählpunkt EnBW	380	RTE	Sierentz
Eichstetten	22	RTE	Vogelgrün

Internationale Kuppelleitungen der Regelzone der EnBW TNG in Richtung Schweiz

Station	Spannungsebene	Nachbar ÜNB	Station
Kühmoos	380	swissgrid ag	Laufenburg
Kühmoos	380	swissgrid ag	Laufenburg
Kühmoos	380	swissgrid ag	Asphard
Zählpunkt EnBW	380	swissgrid ag	Asphard
Trossingen	380	swissgrid ag	Laufenburg
Gurtweil	220	swissgrid ag	Laufenburg
Gurtweil	220	swissgrid ag	Laufenburg
Kühmoos	220	swissgrid ag	Laufenburg
Kühmoos	220	swissgrid ag	Laufenburg
Breitematt	110	swissgrid ag	Laufenburg
Breitematt	110	swissgrid ag	Laufenburg

2. Berechnung der NTC Kapazitäten nach ETSO

Datenbasis:

Als Datenbasis wird von sämtlichen TSOs im UCTE-Netz zweimal jährlich ein Referenzdatensatz (reference case) jeweils für den Sommer und Winter erstellt. Dieser beinhaltet die Netztopologie, Kraftwerkseinsatz incl. Windeinspeisung sowie die vorab abgestimmte Austauschleistung. Basis des Referenzdatensatzes ist jeweils ein Schnappschuss (Aufnahme realer Lastflusswerte) der einzelnen TSOs aus dem Vorjahr. Für die Erstellung des Winterdatensatzes wird als Basis der 3. Mittwoch im Januar um 10:30 Uhr gewählt. Für die Erstellung des Sommerdatensatzes wird als Basis der 3. Mittwoch im Juli um 10:30 Uhr ausgewählt.

Aus den nationalen Datensätzen wird seitens RWE Transportnetz Strom ein konsistenter Datensatz für den deutschen Regelblock erstellt. Anschließend wird seitens RWE Transportnetz Strom aus den internationalen Datensätzen der Referenzdatensatz für das gesamte UCTE-Netz erstellt. Als Ergebnis entsteht eine repräsentative, für den Winter bzw. den Sommer typische Lastflusssituation, die in der Regel aber keinen Extremfall darstellt.

Berechnungsmethode:

Der Berechnungsalgorithmus basiert auf der ETSO-Methodik:

“Definitions of Transfer Capacities in liberalised Electricity Markets”: (ETSO, April 2001) bzw. auf *“Procedures for cross-border transmission capacity assessments”*: (ETSO, 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 Kraftwerksleistung gesenkt. Die Berechnung erfolgt in einzelnen diskreten Schritten mit jeweiliger Überprüfung der (n-1)-Sicherheit. Die Variation der Kraftwerksleistung erfolgt solange, bis für ein beliebiges Betriebsmittel im (n-1)-Fall eine Überlastung berechnet wird. Die Summe der eingestellten Leistungsveränderung mit der im Grundfall eingestellten Basisleistungsaustausches (Base case exchange) wird als Total-Transfer-Capacity (TTC) bezeichnet. Die TTC beinhaltet definitionsgemäß keine Reserven. Aus diesem Grund wird von der TTC eine Sicherheitsmarge, die

¹ www.etso-net.org/

Transmission Reliability Margin (TRM), abgezogen. (Ursache für die TRM sind Loop-Flows und Kapazitätsreservierung für mögliche Primärregelenregieeinsätze). Das Ergebnis dieser Berechnungsschritte liefert den ETSO-NTC Wert.

Dieser ETSO-NTC Wert stellt die maximale Kapazität 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 ETSO auf Erfahrungswerten oder aus statistischen Methoden. EnBW TNG folgt einer Empfehlung der ehemaligen Deutschen Verbundgesellschaft die sich in der Praxis bewährt hat.

$$\text{TRM} = 100 \text{ MW} \cdot \text{Wurzel (n)}$$

(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.

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

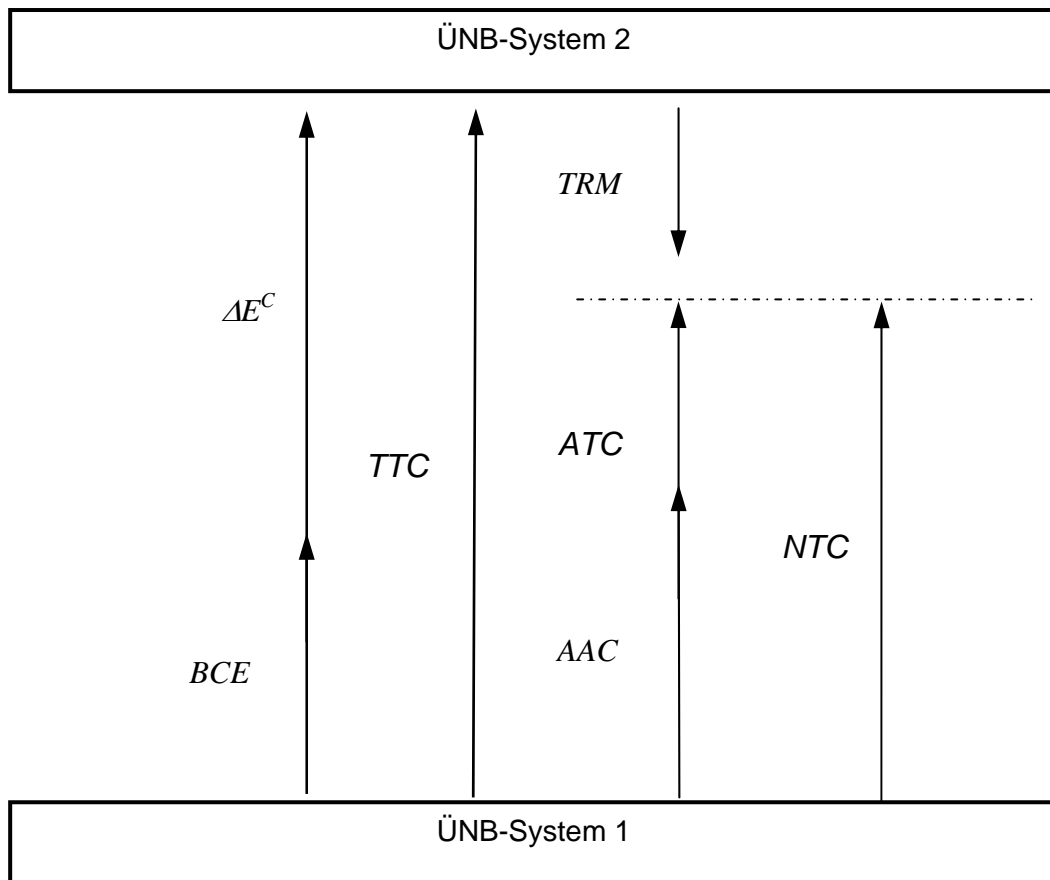


Abbildung 1: Net Transfer Capacity (NTC) Definition

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 (ΔE^C): 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 ETSO

Nachdem sämtliche Übertragungsnetzbetreiber innerhalb der UCTE 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. Weiterhin ist zu bemerken, dass sämtliche bei der ETSO gemeldeten Werte Maximalwerte sind und nicht zeitgleich möglich sind. Aufgrund der starken Vermaschung im mitteleuropäischen Transportnetz kann es in ungünstigen Fällen, bei zeitgleichem Auftreten der NTC-Maximalwerte, zu Überlastungen im Netz kommen. Dadurch kann die Netzsicherheit gefährdet werden. Der ermittelte Richtwert gibt also den maximalen Leistungsaustausch (die maximale Kapazität) zwischen den betrachteten Netzen an, unter der Randbedingung, dass das Austauschszenario der benachbarten Netze dabei unverändert bleibt.

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 EnBW TNG und anderer Netzbetreiber (RWE Transportnetz Strom, swissgrid). Diese Probleme traten auf, obwohl die Einzelwerte unterhalb der berechneten ETSO-NTC-Werte lagen. Aus diesem Grund wurde ein neues Konzept, das Konzept der C-Funktion, für die Kapazitätsberechnung an den Regelzonen-Grenzen Deutschland, Niederlande, Frankreich und Schweiz als konsequente Weiterentwicklung des bestehenden ETSO-Verfahrens eingeführt.

Das Profil des „Deutschen C“ erfüllt zwei entscheidende Kriterien: Erstens sollen nicht mehr bilaterale, sondern multilaterale NTC Werte ermittelt werden; die eine koordinierte, großräumige Betrachtung voraussetzen. Zweitens soll dem Markt die größtmögliche Kapazität unter Einhaltung der Netzsicherheit zur Verfügung gestellt werden.

Für dieses Profil soll 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 gewährleistet 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.

5. 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.

Jahreskapazität

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

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.

Tageskapazität

Aufgrund des aktuell noch nicht durchgängig durchgeführten internationalen Prognosedatenaustausches (d-2), lassen sich die Tageskapazitäten bisher nicht automatisiert berechnen. Eine Berechnung auf Basis der (d-1) vorhandenen DACF-

Datensätze ist aufgrund des fehlenden zeitlichen Vorlaufs nicht möglich. DACF-Datensätze beinhalten die Austauschleistungen des Folgetages, stehen aber deshalb erst ab einem Zeitpunkt zur Verfügung zu dem die Tageskapazität bereits vergeben ist.

Die Ermittlung der Tageskapazität findet daher nach folgenden Kriterien unter Berücksichtigung der Windprognosen, Lastprognosen und der geplanten Freischaltungen, insbesondere der Kuppelleitungen statt.

Im Ergebnis ergeben sich die folgenden Auswirkungen auf die „C-Funktion“: bei Nichtverfügbarkeit einer 380-kV-Kuppelleitung Deutschland-Frankreich wird die „C-Funktion“ um 500MW reduziert, bei einer 220-kV-Kuppelleitung wird die „C-Funktion“ um 200MW reduziert. Für die Grenze Deutschland-Schweiz ist aufgrund der hohen Vermaschung eine Einzelanalyse bei geplanten Revisionen notwendig. So wurde beispielsweise aufgrund der aktuell andauernden Revision des Pumpspeicherwerks Wehr (1000 MW; 600 MVar) aus Gründen der Netzsicherheit die Werte der „C-Funktion“ weiter reduziert. Die Notwendigkeit für diese Maßnahme ist das Ergebnis einer unabhängigen Studie der FGH.

Weitere Anpassungen ergeben sich auch in Abhängigkeit von der Windeinspeisung, weshalb folgendes Basismodell zur Bestimmung der Höhe der „C-Funktion“ bei optimalen Rahmenbedingungen unter Berücksichtigung der Windprognose entwickelt wurde:

Windprognose d-2, [MW]	0 – 7.000	7.000 - 11.000	11.000–14.000	14.000 – 18.000	> 18.000
„C-Funktion“ [MW]	8.500	8.000	7.500	6.500	6.000

Bei der Abstimmung bzw. Festlegung der Tageskapazität mit den Auktionspartnern sind die bereits vergebenen Kapazitäten (Jahreskapazität, Monatskapazität) zu berücksichtigen.