

Allgemeines Modell der 50Hertz Transmission GmbH für die Berechnung der Gesamtübertragungskapazität und der Sicherheitsmarge

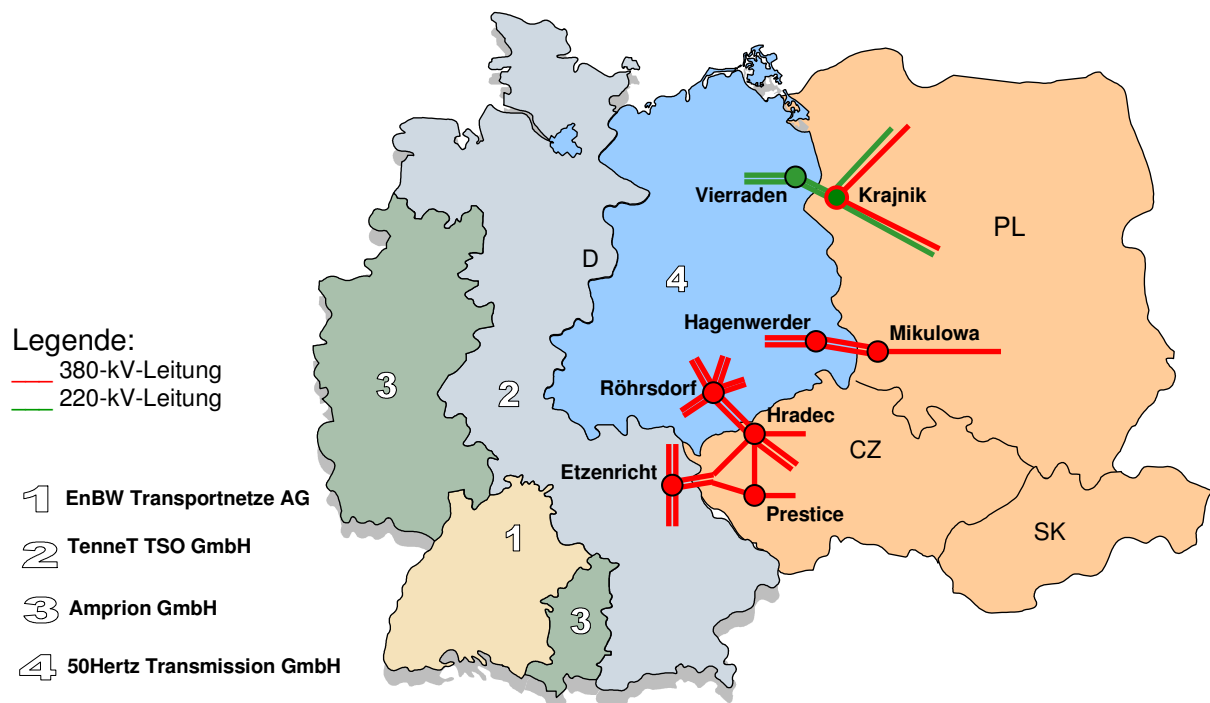
Die 50Hertz Transmission GmbH (50Hertz) führt die Ermittlung von Übertragungskapazitäten auf Jahres-, Monats- und Tagesbasis an den Netzkupplstellen zu ČEPS, a.s. (CZ) und PSEO S.A. (PL) durch.

1. Relevante Netzkupplstellen

Die Übertragungskapazität wird an folgenden Netzkupplstellen ermittelt:

- 380-kV-Doppelleitung zwischen Hagenwerder (50Hertz) und Mikulowa (PSEO)
- 220-kV-Doppelleitung zwischen Vierraden (50Hertz) und Krajinik (PSEO)
- 380-kV-Doppelleitung zwischen Röhrsdorf (50Hertz) und Hradec (ČEPS)
- 380-kV-Doppelleitung zwischen Etzenricht (TenneT TSO) und Hradec/Prestice (ČEPS).

Grafische Darstellung der Netzkupplstellen:

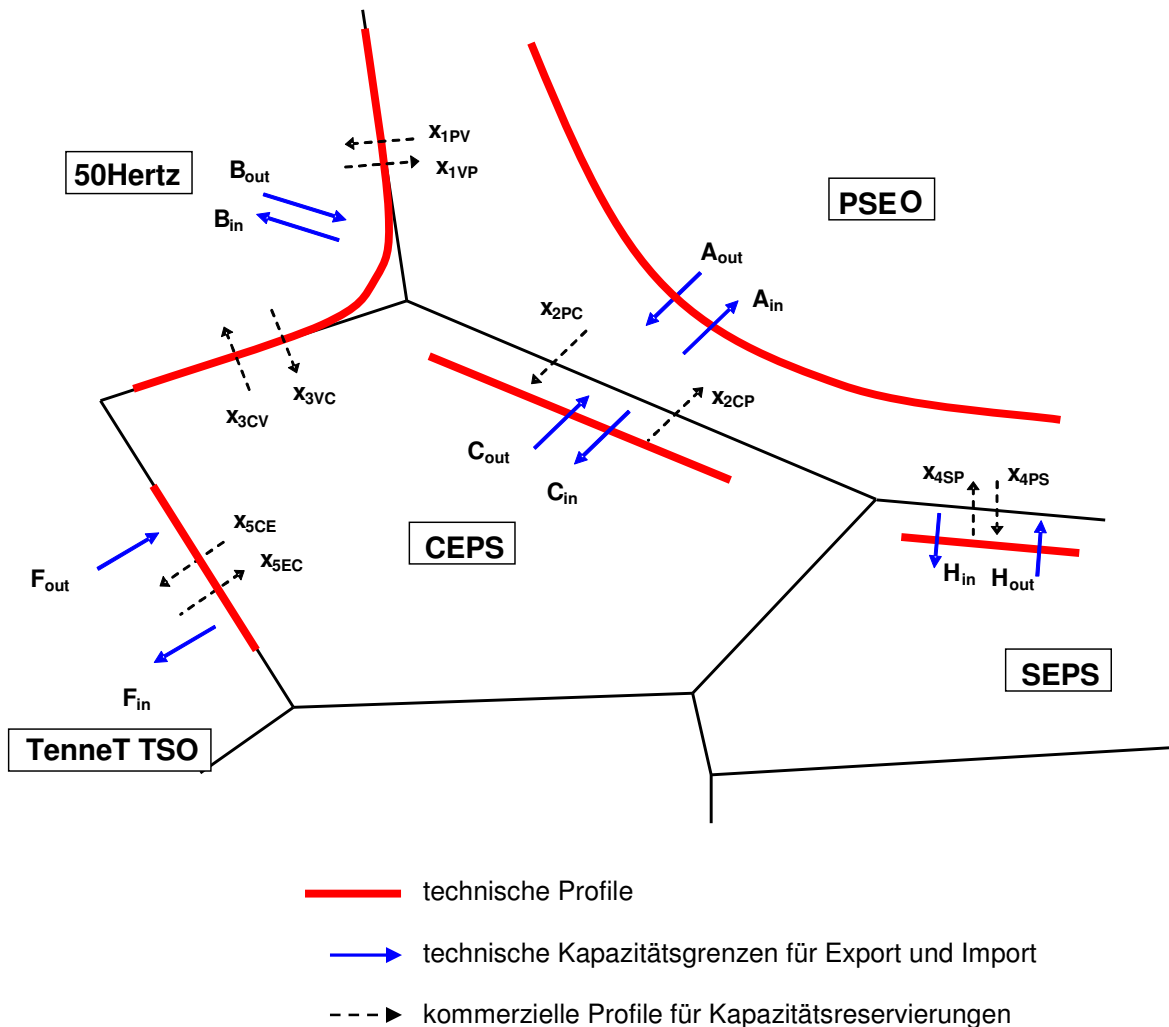


2. Beschreibung der technischen Profile

50Hertz beteiligt sich im Rahmen einer koordinierten Vergabe von Übertragungskapazitäten innerhalb der Region Central Eastern Europe (CEE). Es werden Kapazitäten an folgenden technischen Profilen vergeben:

- aus den Regelzonen von PSEO und CEPS in Richtung 50Hertz (Profil B_{in})
- aus der Regelzone von 50Hertz in Richtung PSEO und CEPS (Profil B_{out}).

Schematische Darstellung der technischen Profile der 5 ÜNB (CEPS, PSEO, SEPS, TenneT TSO, 50Hertz):



3. Datenbasis

Die Datenbasis unterscheidet sich je nach Zeitpunkt der Kapazitätsberechnung. Für die langfristige Kapazitätsberechnung werden ENTSO-E weite Datensätze verwendet, die auf real aufgetretenen Lastflüssen basieren. Für die mittelfristigen Kapazitätsberechnungen und kurzfristigen Kapazitätsbestimmungen werden DACF-Datensätze (Day Ahead Congestion Forecast) herangezogen, die die begründeten Erwartungen des Folgetages widerspiegeln und jeweils repräsentativ für den Prognosezeitpunkt gelten können.

a) langfristige Kapazitätsberechnung - Jahresberechnung

Für die Jahresberechnungen wird ein ENTSO-E weiter Referenzdatensatz verwendet, der halbjährlich erstellt wird und den Mitglieder der ENTSO-E vorliegt.

Zeitlicher Ablauf:

Die Referenzdatensätze beruhen auf so genannten „Schnappschüssen“ (Aufnahme der Lastflusswerte zu festgelegten Zeitpunkten).

Die Erstellung der Schnappschuss-Datensätze für das Winterhalbjahr erfolgt jeweils am 3. Mittwoch im Januar um 10:30 Uhr (für den folgenden Winter). Der Zeitpunkt für den Sommerdatensatz ist der 3. Mittwoch im Juli (für den Sommer des Folgejahres).

Folgende Daten der Regelzone 50Hertz, die in den Datensätzen enthalten sind, sind öffentlich zugänglich:

- Summenwert der Netzeinspeisungen:
http://www.50hertz-transmission.net/cps/rde/xchg/trm_de/hs.xsl/150.htm
- Vertikale Netzlast:
http://www.50hertz-transmission.net/cps/rde/xchg/trm_de/hs.xsl/149.htm
- Revisionsplanung (geplante Nichtverfügbarkeit von Netzelementen):
http://www.50hertz-transmission.net/cps/rde/xchg/trm_de/hs.xsl/121.htm
- Ausfälle (aufgetretene marktrelevante Ausfälle von Netzelementen):
http://www.50hertz-transmission.net/cps/rde/xchg/trm_de/hs.xsl/122.htm
- Grenzüberschreitende Lastflüsse an den Kuppelstellen:
http://www.50hertz-transmission.net/cps/rde/xchg/trm_de/hs.xsl/119.htm
- Vorhersage der zu vergebenen Netzkapazität:
http://www.50hertz-transmission.net/cps/rde/xchg/trm_de/hs.xsl/1938.htm

Ebenfalls für die ÜNB zugänglich sind die Angaben zu den Fahrplanaustauschprogrammen (Internetplattform www.vulcanus.org/).

b) mittelfristige Kapazitätsberechnung - Monatswert

Als Datenbasis dienen die DACF-Datensätze von ENTSO-E für die Lastflussberechnung. Die Datensätze werden täglich von den Netzbetreibern innerhalb der ENTSO-E erstellt und auf einem zentralen Server bereitgestellt. Sie beinhalten folgende Angaben jeweils für den Folgetag zu festgelegten Zeiten:

- Knoten-Bilanzen (Lasten und Einspeisungen)
- Randintegral der einzelnen Regelzonen (summarischer Lastfluss über die Kuppelleitungen)
- Netztopologie (Netzdaten inklusive der geplanten Ausschaltungen)

Anschließend werden die einzelnen DACF-Datensätze zu einem allgemeinen ENTSO-E weiten Datensatz zusammengesetzt. Erst mit diesem zusammengesetzten Datensatz können die erwarteten Lastflüsse berechnet werden. Die Anzahl der von den Netzbetreibern innerhalb eines Tages bereitgestellten Datensätze beträgt derzeit 24 Stück. Für die monatliche Kapazitätsberechnung wird in der Regel der DACF-Datensatz, des dem Berechnungszeitpunkt vorhergegangenem Mittwoch um 10:30 Uhr, verwendet.

c) kurzfristige Kapazitätsberechnung - Tageswert

Derzeit werden die Tageswerte nicht täglich berechnet. Die Bestimmung erfolgt auf Basis von Berechnungen mit angepassten DACF-Datensätzen in der Vorwoche. Dazu stehen ebenfalls alle oben genannten Informationsquellen zur Verfügung.

4. Berechnungsalgorithmus

a) Grundsätze

Der Berechnungsalgorithmus basiert auf der so genannten ETSO-Methode: "Definition of Transfer Capacities in liberalised Electricity Markets", ETSO, April 2001, bzw. auf: „Procedures for cross-border transmission capacity assessment“, ETSO, Oktober 2001 (<https://www.entsoe.eu/resources/ntc-values/>).

Für die Kapazitätsermittlung ČZ/PL → D erfolgt eine proportionale Erhöhung aller Kraftwerks-Einspeisungen im Netzgebiet A (PSEO und ČEPS) sowie gleichzeitig eine entsprechende Reduzierung aller Kraftwerks-Einspeisungen im Netzgebiet B (ÜNB in D) bis zum Erreichen einer 100 %-Auslastung eines Netzelementes bei 50Hertz im (n-1)-Fall. Als Betriebssicherheitsregel für die Berechnung dieser so genannten „Total Transfer Capacity“ (TTC) kommt ausschließlich das (n-1)-Prinzip zur Anwendung: Die Ausfallsimulation über alle Netzelemente ergibt im kritischsten Fall eine Auslastung der verbleibenden Netzelemente von $\leq 100\%$.

Es ergibt sich die maximale Einspeiseerhöhung ΔE (aus der im kritischsten (n-1)-Fall eine Auslastung des relevanten Netzelementes von 100 % resultiert).

Aus dem Fahrplanaustausch im Basisfall BCE (Base Case Exchange) und der ermittelten maximalen Einspeiseerhöhung ΔE ergibt sich die Total Transfer Capacity:

$$TTC = BCE + \Delta E .$$

Die zu vergebende Netzkapazität NTC (Net Transfer Capacity) ergibt sich dann mit Berücksichtigung einer Sicherheitsmarge TRM (Transmission Reliability Margin) wie folgt:

$$NTC = TTC - TRM.$$

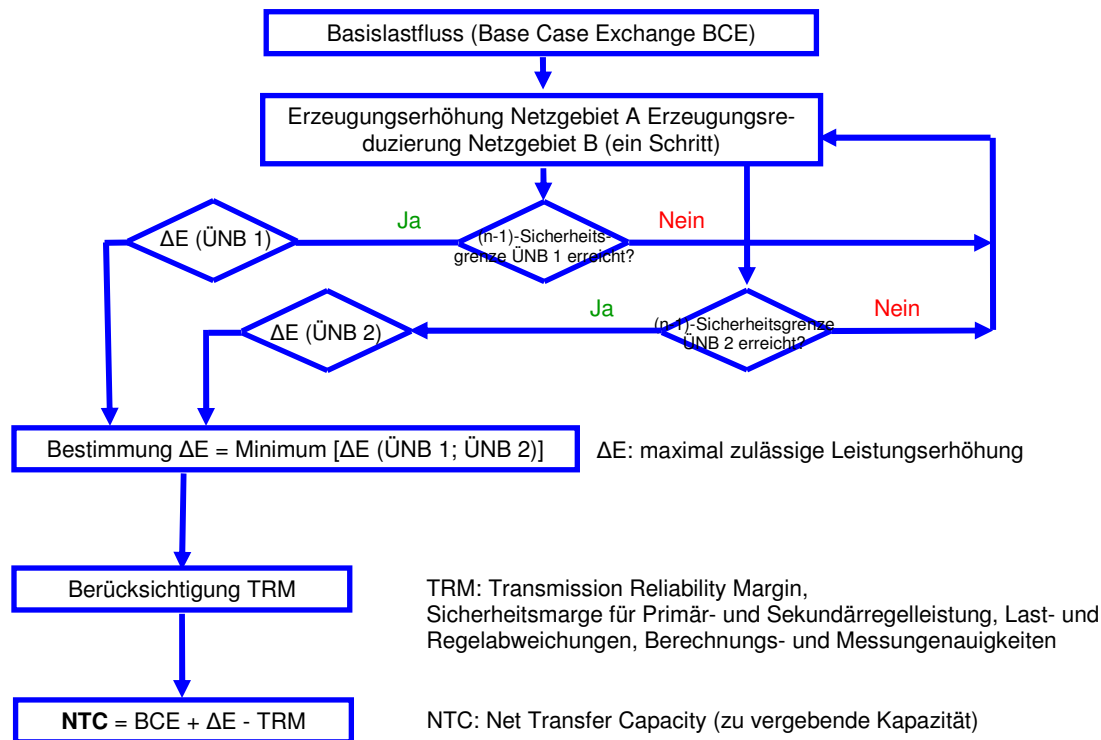
b) TRM-Bestimmung

Die Bestimmung der Sicherheitsmarge TRM beruht laut ETSO auf Erfahrungswerten der ÜNB oder auf statistischen Methoden („A note on TRM evaluation“, ETSO, März 2000). 50Hertz verwendet zur Bestimmung von TRM die Formel:

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

mit: n = Anzahl der Kuppelleitungen zwischen den Regelzonen von ČEPS und PSEO sowie den Regelzonen von TenneT TSO und 50Hertz (Empfehlung der ehemaligen Deutschen Verbundgesellschaft, die sich in der Praxis bewährt hat).

Schematische Darstellung der ETSO-Methode:



Die Vorhersage der zu vergebenden Netzkapazitäten an den Kuppelstellen von 50hertz ist öffentlich zugänglich:

http://www.50hertz-transmission.net/cps/rde/xchg/trm_de/hs.xsl/1938.htm

c) Jahresberechnung

Die Berechnungen und Abstimmungen der Jahreskapazität erfolgen jeweils in der ersten Novemberhälfte und die Veröffentlichung der Kapazitäten erfolgt Ende November für das Folgejahr.

Für die Ermittlung der Jahreskapazität wird als Datenbasis der Referenzdatensatz der ENT-SO-E für den Winterzeitraum verwendet. Folgende Anpassungen werden vorgenommen:

- Netztopologie (Berücksichtigung der kritischsten, geplanten Ausschaltungen des Folgejahres, z. B. von wichtigen Doppelleitungen oder Kuppelleitung zu Nachbar-ÜNB)
- Windeinspeisung (Berücksichtigung des prognostizierten Zubaus der Windenergieanlagen bis Jahresende des Folgejahres), Ansatz: Berechnung der maximalen Einspeiseleistung als 80 % der installierten Windleistung (Erfahrungswert)
- Berücksichtigung des geplanten Kraftwerksrevisionsprogramms (KW-Blöcke > 100 MW mit Einfluss auf TTC).

Nach den genannten Anpassungen erfolgt ausgehend vom Fahrplanaustausch im Basisfall (BCE) die Ermittlung der maximal zulässigen Einspeiseerhöhung ΔE (s. o.). Diese wird für beide Richtungen des Profils B vorgenommen (B_{in} und B_{out}).

- Berechnung für Richtung B_{in} : Die Quellen für die Einspeiseerhöhungen bilden alle im Datensatz vorhandenen Netzknoten mit Einspeisungen im Netzgebiet von PSEO und CEPS. Die Senken bilden die Netzknoten mit Einspeisungen im Netzgebiet der ÜNB in Deutschland. Die Leistungsänderungen erfolgen proportional zu den Einspeiseleistungen im Basisfall.
- Berechnung für Richtung B_{out} : Prinzipiell erfolgt eine analoge Berechnung wie für B_{in} . (Die Quellen für die Einspeiseerhöhungen bilden alle Netzknoten mit Einspeisungen im Netzgebiet der ÜNB in Deutschland).

Die Senken bilden die Netzknoten mit Einspeisungen im Netzgebiet von PSEO und CEPS.) Praktisch erfolgt die Bestimmung für die Kapazitäten B_{out} und F_{out} durch CEPS, da sich die Engpässe für die Übertragungsrichtung $D \rightarrow CZ$ im Netzgebiet von CEPS befinden.

Nach der Ermittlung von ΔE und Berücksichtigung von TRM ergeben sich die Werte für NTC:

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

Die Berechnungen der Übertragungskapazität erfolgen bei TenneT TSO, 50Hertz und ČEPS. Dabei überprüft jedes Unternehmen die Einhaltung des (n-1)-Kriteriums im eigenen Netzgebiet und ermittelt die individuellen NTC-Werte. Die Ergebnisse werden zwischen den Unternehmen angestimmt. Der geringste Wert aus den drei Kapazitätswerten ergibt den für die Veröffentlichung maßgeblichen Kapazitätswert.

Der ermittelte Kapazitätswert $CZ/PL \rightarrow D$ wird hälftig zwischen den Unternehmen TenneT TSO und 50Hertz, als Grundlage für die sich anschließende Auktion, aufgeteilt.

Die Bestimmung des Kapazitätswertes $D \rightarrow CZ/PL$ erfolgt durch CEPS, da für diese Übertragungsrichtung keine relevanten Begrenzungen im deutschen Netzgebiet vorhanden sind. Der von CEPS ermittelte Kapazitätswert wird wiederum hälftig für die Kapazitätsvergabe von TenneT TSO und 50Hertz aufgeteilt.

d) Monatsberechnung

Die Berechnungen der Kapazitäten für die Monatsvergabe erfolgen analog zur Jahresberechnung am Anfang des dem Betrachtungsmonat vorangehenden Monats.

Wie unter 2b erwähnt bildet ein DACF-Datensatz die Datenbasis. Folgende Anpassungen werden dabei vorgenommen:

- Netztopologie (Berücksichtigung der Monatsausschaltplanung)
- Windeinspeisung (Berücksichtigung der aktuell installierten Windleistung), Berechnung der maximalen Einspeiseleistung als 80 % der installierten Windleistung
- Berücksichtigung bekannter Kraftwerksstillstandszeiten.

Beim Vergleich der ermittelten NTC-Werte mit CEPS und TenneT TSO sind die bei der Jahresvergabe bereits vergebenen Kapazitätsmengen zu berücksichtigen.

e) Tagesberechnung

Die Bestimmung des Kapazitätswertes für die Tagesvergabe erfolgt derzeit auf Basis von Kontrollrechnungen mit den DACF-Datensätzen jeweils in der Vorwoche der Veröffentlichungen. Die Ergebnisse werden einmal wöchentlich mit den Werten von CEPS und TenneT TSO auf den Minimalwert abgestimmt. Empirisch können diese Werte in gemeinsamer Abstimmung bis 08:30 Uhr des Vortages des Geltungszeitpunktes kurzfristig an die Situation angepasst werden.

6. Aktuelle Entwicklung

Zurzeit arbeiten die 8 ÜNB der Region Zentral-Ost-Europa (50Hertz, APG, CEPS, ELES, MAVIR, PSEO, SEPS, Tennet TSO) gemeinsam an einer Weiterentwicklung des derzeit angewandten Konzeptes hin zu einem koordinierten lastflussbasierten Vergabeverfahren für die gesamte CEE Region unter Einbeziehung der betreffenden nationalen Regulatoren. Ziel ist hierbei gemäß EU-Direktive 1228/2003 bzw. 714/2009 die Einführung einer marktbasier-ten und transparenten Vergabe von verfügbaren Übertragungskapazitäten in der Region un-ter besonderer Berücksichtigung der Korrelation zwischen kommerziellen Energiehandelsge-schäften und physikalischen Lastflüssen bei gleichzeitiger Gewährleistung der (n-1)-Sicherheit im Übertragungsnetz. Zur Durchführung der Kapazitätsvergabe in der CEE Regi-on wurde bereits im dritten Quartal 2008 die CAO Central Allocation Office GmbH in Freising gegründet.