



50Hertz Transmission GmbH



Amprion GmbH



TenneT TSO GmbH



TransnetBW GmbH

# PLANUNG UND BETRIEB DES DEUTSCHEN ÜBERTRAGUNGSNETZES

- RAHMENDOKUMENT -

Stand März 2022

**50Hertz Transmission GmbH**  
Heidestraße 2  
10557 Berlin

**Amprion GmbH**  
Robert-Schumann-Straße 7  
44263 Dortmund

**TenneT TSO GmbH**  
Bernecker Straße 70  
95448 Bayreuth

**TransnetBW GmbH**  
Pariser Platz  
Osloer Straße 15 - 17  
70173 Stuttgart

## Inhaltsverzeichnis

<b>0</b>	<b>Vorwort</b> .....	<b>4</b>
<b>1</b>	<b>Einleitung</b> .....	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>Einordnung der Aufgaben der Übertragungsnetzbetreiber</b> .....	<b>6</b>
2.1	Zeitliche Einordnung der ÜNB-Prozesse .....	6
2.2	Netzausbauplanung .....	6
2.3	Mehrjahresplanung .....	7
2.4	Netzbetriebsplanung .....	7
2.5	Netzbetrieb .....	7
<b>3</b>	<b>System- und Netzauslegung</b> .....	<b>8</b>
<b>4</b>	<b>Systemauslegung</b> .....	<b>9</b>
4.1	Ereigniskategorien .....	10
4.2	Netzauslegung .....	11
4.3	Auslegung von Systemdienstleistungen .....	11
4.4	Auslegung der Maßnahmen zur Systemstabilisierung .....	11
4.5	Systemische Anforderungen an die Auslegung von Betriebsmitteln .....	12
<b>5</b>	<b>Netzauslegung</b> .....	<b>13</b>
5.1	Zielstellung .....	13
5.2	Nationale und europäische Netzausbauplanung .....	13
5.3	Langfrist- und Mittelfrist-Netzausbauplanung .....	13
5.4	Anlagen- und Betriebsmittelauslegung .....	14
<b>6</b>	<b>Mehrjahresplanung (Planung und Betrieb)</b> .....	<b>15</b>
6.1	Wechselwirkungen planerischer und betrieblicher Aspekte .....	15
6.2	Betrieb – Ermittlung von Redispatchkapazitäten (Netzreserve) .....	16
<b>7</b>	<b>Betriebsplanung</b> .....	<b>17</b>
7.1	Netzeinsatzplanung und Netzeinsatz.....	17
7.2	Engpassmanagement .....	17
<b>8</b>	<b>Netz- und Systembetrieb</b> .....	<b>20</b>
8.1	Zentrale Aufgaben.....	20
8.2	Netzengpassmanagement .....	20
8.3	Spannungshaltung .....	20
8.4	Systembilanzierung.....	20
8.5	Systemschutzplan .....	21
8.6	Netzwiederaufbau .....	21
<b>9</b>	<b>Abkürzungsverzeichnis</b> .....	<b>23</b>

## 0 Vorwort

Das vorliegende Rahmendokument beinhaltet Definitionen und Beschreibungen von Regeln und Methoden für Planungs- und Betriebsprozesse der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB). Die wachsenden Anforderungen an Planung und Betrieb des Übertragungsnetzes im Zusammenhang mit den Herausforderungen einer forcierten Umsetzung der Energiewende zur Erreichung der Klimaschutzziele führen zu starken Interdependenzen zwischen den einzelnen Prozessen. Um konsistente und aussagekräftige Ergebnisse, sowohl in den gesetzlich geforderten Regelprozessen als auch in den „klassischen“ ÜNB-internen und ÜNB-übergreifenden Prozessen erzielen zu können, bedarf es einer klaren Regelung, welche Planungs- und Betriebsregeln zur Beantwortung der auftretenden Fragestellungen zur Anwendung kommen. Dieses Rahmendokument wurde erstellt, um übergreifende Festlegungen und Zuordnungen der Planungs- und Betriebsprozesse zu beschreiben. Zudem soll es einen Überblick über das Zusammenwirken der Prozesse geben.

## 1 Einleitung

Die deutschen ÜNB sind gesetzlich verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges (Übertragungs-)Netz zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen (soweit es wirtschaftlich zumutbar ist), vgl. § 11 Abs. 1 EnWG. Darüber hinaus haben sie gemäß § 12 Abs. 1 EnWG die gesetzliche Verpflichtung, die Energieübertragung durch das Netz unter Berücksichtigung des Austauschs mit anderen Verbundnetzen zu regeln und mit der Bereitstellung und dem Betrieb ihrer Übertragungsnetze im nationalen und internationalen Verbund zu einem sicheren und zuverlässigen Elektrizitätsversorgungssystem in ihrer Regelzone und damit zu einer sicheren Energieversorgung beizutragen.

Einhergehend mit der Strommarktliberalisierung 1998, dem massiven Strukturwandel in der Stromerzeugung seit Anfang der 2000er Jahre, dem Kernenergieausstiegsbeschluss 2011 und dem Beschluss zum forcierten Ausstieg aus der Kohleverstromung 2020, haben sich seither die Transportaufgaben, sowohl innerhalb und zwischen den Regelzonen der deutschen ÜNB als auch zu den Regelzonen der europäischen Nachbarländer, massiv verändert und werden dies auch künftig tun. Das stellt und stellt die deutschen ÜNB, auch vor dem Hintergrund ihrer zentralen Lage in Kontinentaleuropa, vor neue Herausforderungen, die sich planerisch in einer massiven Erhöhung der Übertragungskapazitäten (→ Netzausbauplanung), sowie einer vorausschauenden Koordination des Netzbetriebes mit den umfangreichen, laufenden Instandhaltungs- und Baumaßnahmen (→ Mehrjahresplanung) manifestieren. Im täglichen Betrieb der Systemführungen (→ Netzbetriebsplanung und (Echtzeit-)Netzbetrieb) müssen zudem zunehmend angespannte Situationen in den Übertragungsnetzen beherrscht werden.

Hinzu kommen in Deutschland die zunehmenden Akzeptanzprobleme gegenüber den notwendigen Maßnahmen zur Netzverstärkung und zum Netzausbau. Diese führen dazu, dass der Netzausbau, insbesondere durch Verzögerungen in den Genehmigungsverfahren, nicht mit den Entwicklungen im Rahmen der Energiewende und des Strommarktes Schritt halten kann und u. a. daraus die Forderung nach einer Höherbelastung der Bestandsnetze (vgl. gleichnamiger dena-Stakeholder-Prozess 2017) resultiert. Beide Effekte verschärfen die Herausforderungen an die Systemführungen für einen sicheren Netz- und Systembetrieb. Nicht zuletzt führen auch die energiepolitischen Intentionen sowohl auf nationaler Ebene (u. a. der forcierte Ausstieg aus der Kohleverstromung zur Erreichung der Klimaziele) als auch auf europäischer Ebene (u. a. die Erhöhung der grenzüberschreitenden Handelskapazitäten für den europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt) zu identischen, weiter anwachsenden Herausforderungen an die ÜNB-Prozesse der Netzausbauplanung, der Netzbetriebsplanung und des (Echtzeit-)Netzbetriebes.

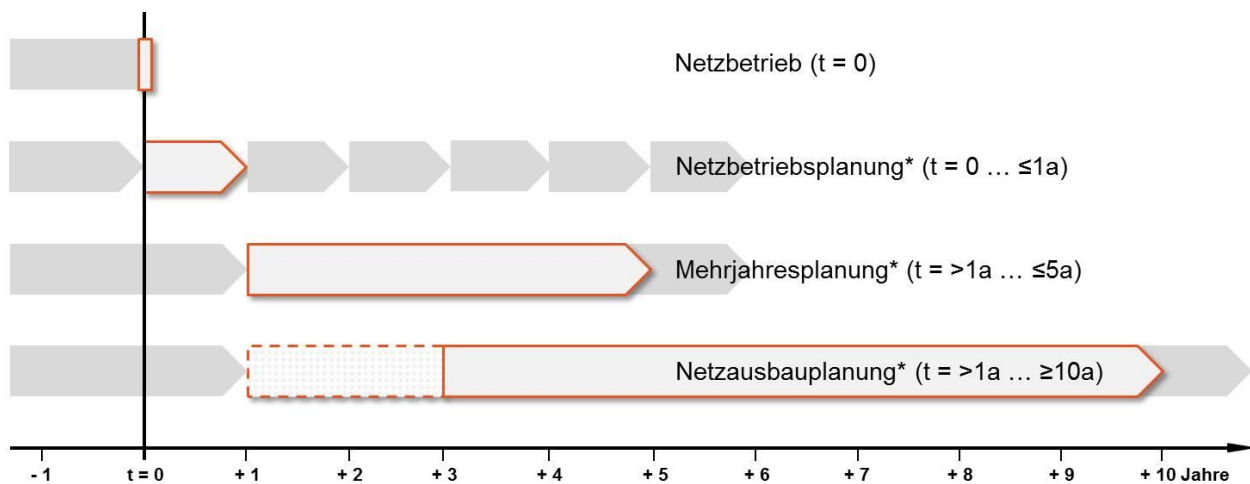
In diesem Spannungsfeld wurden den ÜNB im Zuge europäischer und nationaler gesetzlicher Regelungen Verpflichtungen auferlegt, denen sie sich in gemeinsamer, koordinierter Arbeit stellen. Daraus resultiert, dass die deutschen ÜNB insbesondere die gesetzlichen Prozesse eng abgestimmt und organisiert bestreiten. Grundlage dafür ist vor allem das gemeinsame Verständnis zur Planung und zum Betrieb des deutschen Übertragungsnetzes. Dieses wird verstärkt in der Weiterentwicklung bereits bestehender bzw. Erarbeitung ggf. notwendiger neuer gemeinsamer Regeln sowohl für die ÜNB-internen Planungs- und Betriebsprozesse als auch für die gesetzlich verankerten Prozesse zum Ausdruck gebracht. Gerade für letztgenannte sind gemeinsame Regeln eine grundlegende Voraussetzung für die substantiell wichtige Transparenz sowie die externe Wahrnehmung und Außenwirkung der deutschen ÜNB in einer breiten und zunehmend kritischen Öffentlichkeit (Stakeholder) hinsichtlich Rolle und Verantwortung der ÜNB für eine sichere Energieversorgung in der Gegenwart und Zukunft.

## 2 Einordnung der Aufgaben der Übertragungsnetzbetreiber

### 2.1 Zeitliche Einordnung der ÜNB-Prozesse

Gemäß den in Kapitel 1 genannten, für alle Netzbetreiber allgemein geltenden, gesetzlichen Verpflichtungen, obliegt den ÜNB die besondere Verpflichtung, im Austausch mit anderen Verbund- bzw. Übertragungsnetzen in ihrer Regelzone zu einem sicheren und zuverlässigen Elektrizitätsversorgungssystem beizutragen.

Vor diesem Hintergrund ordnen sich die nachfolgend genannten Prozesse ein, um sowohl diese allgemeinen als auch die besonderen gesetzlichen Anforderungen an die ÜNB erfüllen zu können. Diese Prozesse sind durch unterschiedliche Aufgaben und Zielstellungen, Methoden, Ergebnisse und zeitliche Horizonte geprägt, die nachfolgend im Überblick (u. a. **Abbildung 1**) und in nachfolgenden Kapiteln detaillierter vorgestellt werden.



\* Die Prozessdarstellung beginnt vereinfachend erst ab  $t = 0$ . Die dem Online-Netzbetrieb zeitlich vorgelagerten, rollierenden ÜNB-Prozesse, die hier nur schematisch dargestellt sind, erfolgen mit dem entsprechenden zeitlichen Vorlauf.

**Abbildung 1:** Zeitliche Einordnung der Aufgaben und Prozesse der Übertragungsnetzbetreiber

### 2.2 Netzausbauplanung

Die **Netzausbauplanung** führt Grundsatzplanungen zur Entwicklung bedarfsgerechter, d. h. weitgehend engpassfreier, Netzkonzepte im Hinblick auf die Netz- und Systemsicherheit für mittel- ( $1a < t \leq 5a$ ) bis langfristige ( $t > 5a$ ) Planungszeiträume durch. Die Prognoseunsicherheiten (z. B. Erzeugungs- und Lastentwicklung) besonders für langfristige Planungszeiträume  $\geq 10$  Jahre erfordern hierbei eine Betrachtung unterschiedlicher Szenarien der Energiemarktentwicklung. In den Analysen der Netzausbauplanung ist eine Auswahl von relevanten Netznutzungsfällen erforderlich, damit das Übertragungsnetz einerseits zur Gewährleistung der Netzsicherheit grundsätzlich ausreichend bemessen wird und andererseits den Mindestanforderungen an einen effizienten und robusten Netzbetrieb Rechnung getragen werden kann. Die zu betrachtenden Last- und Erzeugungssituationen werden hierzu auf Basis von Strommarktsimulationen und der Analyse relevanter Übertragungsaufgaben<sup>1</sup> ausgewählt.

<sup>1</sup> Sog. horizontale und vertikale Übertragungsaufgaben. Horizontale Übertragungsaufgaben umfassen ausschließlich den Stromtransport in der Höchstspannungsebene. Vertikale Übertragungsaufgaben betreffen ausschließlich die Übergabestellen vom Übertragungsnetz zum Verteilungsnetz bzw. zum industriellen Netznutzer.

## 2.3 Mehrjahresplanung

Die **Mehrmjahresplanung** (auch Umbau- oder Umsetzungsplanung im Sinne einer Nichtverfügbarkeitsplanung genannt) befasst sich überwiegend mit dem Zeitraum  $1a < t \leq 5a$ . Als gemeinsamer Prozess der Planungs- und Betriebsbereiche der ÜNB beschäftigt sich dieser damit, die Projekte zur Netzverstärkung und zum Netzausbau nach planerischen und betrieblichen Aspekten in ihrer künftigen zeitlichen Einordnung und Taktung von Baustufen/-abschnitten zu strukturieren und optimieren sowie geeignet in den laufenden Netzbetrieb einzuordnen, ohne die Netz-, Versorgungs- und Systemsicherheit zu gefährden. Zudem sind, mit einem verstärkten betrieblichen Fokus, die anstehenden Instandhaltungsarbeiten (Wartungs- und Instandsetzungsmaßnahmen) darin geeignet zu integrieren.

## 2.4 Netzbetriebsplanung

Die **Netzbetriebsplanung** trägt dafür Sorge, dass sowohl kurz- bis mittelfristig im Zeitraum  $t \leq 1a$  anstehende, determinierte Ereignisse wie Instandhaltungsarbeiten, Baumaßnahmen, etc., die in der Jahres-, Monats-, Wochen- und Tagesfreischaltung<sup>2</sup> berücksichtigt werden, als auch störungsbedingt auftretende stochastische Nichtverfügbarkeiten von Betriebsmitteln sicher durch den Netzbetrieb im täglichen Betriebsgeschehen beherrscht werden. Gegenüber der Netzausbau- und Mehrjahresplanung sind im Rahmen der Netzbetriebsplanung die Nichtverfügbarkeit von Betriebsmitteln und/oder Erzeugungsanlagen sowie die zu erwartende Last- und Erzeugungssituation besser bekannt bzw. prognostizierbar (d. h. mit einer zunehmenden Abbildungsschärfe im zeitlich abnehmenden Bereich von Jahr, Monat, Woche bzw. Vortag). Infolge der gegenüber der Netzausbau- und Mehrjahresplanung deutlich reduzierten Anzahl an Planungsvarianten müssen die Netzsicherheitsanalysen der Netzbetriebsplanung vorrangig störungsbedingte Ausfälle, unter Berücksichtigung von Ereignissen mit potenziell großer Störungsausbreitung<sup>3</sup>, beinhalten. Je nach Ergebnis der Netzsicherheitsanalyse muss dann auf die Übertragungsaufgabe mit netz- und/oder marktbezogenen Maßnahmen Einfluss genommen werden können, um die Netz-, Versorgungs- und Systemsicherheit einzuhalten.

## 2.5 Netzbetrieb

Der **Netzbetrieb** folgt in der täglichen Betriebsführung (Echtzeit-Betrieb) des Übertragungsnetzes den planerischen Vorgaben der vorgelagerten Netzbetriebsplanung und muss im Rahmen seiner kontinuierlichen Sicherheitsrechnungen dafür Sorge tragen, dass die konzeptgemäß zugelassenen Ereignisse wie Betriebsmittelausfälle mit den augenblicklich verfügbaren betrieblichen Möglichkeiten und Betriebsmitteln in ihren Auswirkungen begrenzt werden. Ausgangspunkt dieser Betrachtungen ist der jeweilige aktuelle Betriebszustand des Netzes (Netztopologie) und dessen prognostizierte Entwicklung im Tagesverlauf. Die Betriebsführung des Übertragungsnetzes hat nach Eintritt einer Störung so bald wie möglich wieder einen Netzzustand herzustellen, der die Beherrschung einer weiteren Störung ermöglicht (Wiederherstellung eines (n-1)-sicheren Zustandes).

<sup>2</sup> Auch als „Jahres-Nichtverfügbarkeits-Koordination“ benannt.

<sup>3</sup> Sog. „Exceptional Contingencies“ bzw. „außergewöhnliche Ausfallvarianten“ gemäß „Guideline on electricity transmission system operation“ (Verordnung (EU) 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb).

### 3 System- und Netzauslegung

In den nachfolgenden Kapiteln wird erläutert, wie sich die in Kapitel 2 beschriebenen Prozesse der ÜNB in die aus technisch-wirtschaftlichen Gründen (effizienter Netzbetrieb und bedarfsgerecht zu entwickelnde Netzstruktur) notwendige Differenzierung zwischen der **System- und Netzauslegung** einordnen.

Wie bei jeder technischen Infrastruktur bzw. jedem technischen System muss dabei grundsätzlich auch für das Übertragungsnetz definiert werden,

- für welche Belastungen/Ereignisse es ohne Einschränkungen seiner Funktionsfähigkeit zu dimensionieren ist,
- welche Belastungen/Ereignisse unter Inkaufnahme von Einschränkungen seiner Funktionsfähigkeit tolerierbar sind und
- ab welchen Belastungen/Ereignissen sein Versagen bzw. Funktionsverlust in Kauf genommen wird.

Dabei ist zu unterscheiden, inwiefern die Funktionsfähigkeit des Übertragungsnetzes durch die Auslegung seiner Infrastruktur gewährleistet werden kann (Netzauslegung), und wann zusätzlich ein systemdienliches Verhalten aller an das Übertragungsnetz angeschlossenen Nutzer hierzu beitragen muss (Systemauslegung gemäß Kapitel 4).

Die Tolerierbarkeit von Einschränkungen in der Funktionsfähigkeit des Übertragungsnetzes richtet sich dabei einerseits nach der Häufigkeit des Auftretens, der räumlichen Ausdehnung und der Betroffenheit von Netznutzern von Störungsereignissen. Andererseits müssen dabei unbedingt auch die wirtschaftlichen und gesellschaftlich-sozialen Konsequenzen von Störungsereignissen berücksichtigt werden, da das Übertragungsnetz - mit seiner hohen Relevanz und Verantwortung für eine sichere Energieversorgung als ein wesentlicher Bestandteil der Daseinsvorsorge - eine kritische technische Infrastruktur darstellt.



## 4 Systemauslegung

Die Aufgabe der **Systemauslegung** ist es, der Systemführung ein sicher betreibbares und robustes System in der Einheit von Netz, Erzeugern und Verbrauchern bereitzustellen. Dabei müssen auch technisch-wirtschaftliche Aspekte (z. B. Abwägung zwischen Netzausbau und Markteingriffen) berücksichtigt werden. Die Auslegung erfolgt an Hand von Prognosen zur Systementwicklung und mit Hilfe von Ereigniskategorien, welche es mit unterschiedlichen Maßnahmen zu beherrschen gilt („Überlebensgarantie“). Wesentlichen Einfluss auf die Systemauslegung hat die Ausgestaltung der Prozesse und Produkte des Elektrizitätsmarktes (Wirkleistungsmarkt) sowie der am Markt beschafften bzw. der nicht vom Markt bereitgestellten Vorleistungen für Systemdienstleistungen entsprechend der europäischen energiepolitischen Vorgaben.

Die Systemauslegung der ÜNB ruht im Wesentlichen auf vier Säulen:

1. der **Netzauslegung**, welche die Netzauslastung und die bedarfsgerechte Entwicklung der Netzinfrastruktur zur Erreichung der energiepolitischen Ziele sicherstellt,
2. der **Auslegung von Systemdienstleistungen (SDL)**, welche eine hohe Qualität der elektrischen Energieversorgung sicherstellen,
3. der **Auslegung der Maßnahmen zur Systemstabilisierung (inkl. System- und Netzschutz)**, welche eine Beherrschbarkeit von definierten Störungen und einen stabilen Betrieb im Nachfehlerzustand sicherstellt, und
4. den **systemischen Anforderungen an die technischen Fähigkeiten und Robustheit von Betriebsmitteln** (Auslegung der Betriebsmittel), so dass sie gegenüber den Systemanforderungen im Normalbetrieb und bei definierten, schwerwiegenden Störungen robust sind, zur Systemstabilisierung beitragen können und darüber hinaus vor Überbeanspruchung geschützt werden.

Die Sicherstellung der Erzeugungsauslastung liegt, anders als die o. g. Netzauslastung, hingegen nicht im Verantwortungsbereich der ÜNB.

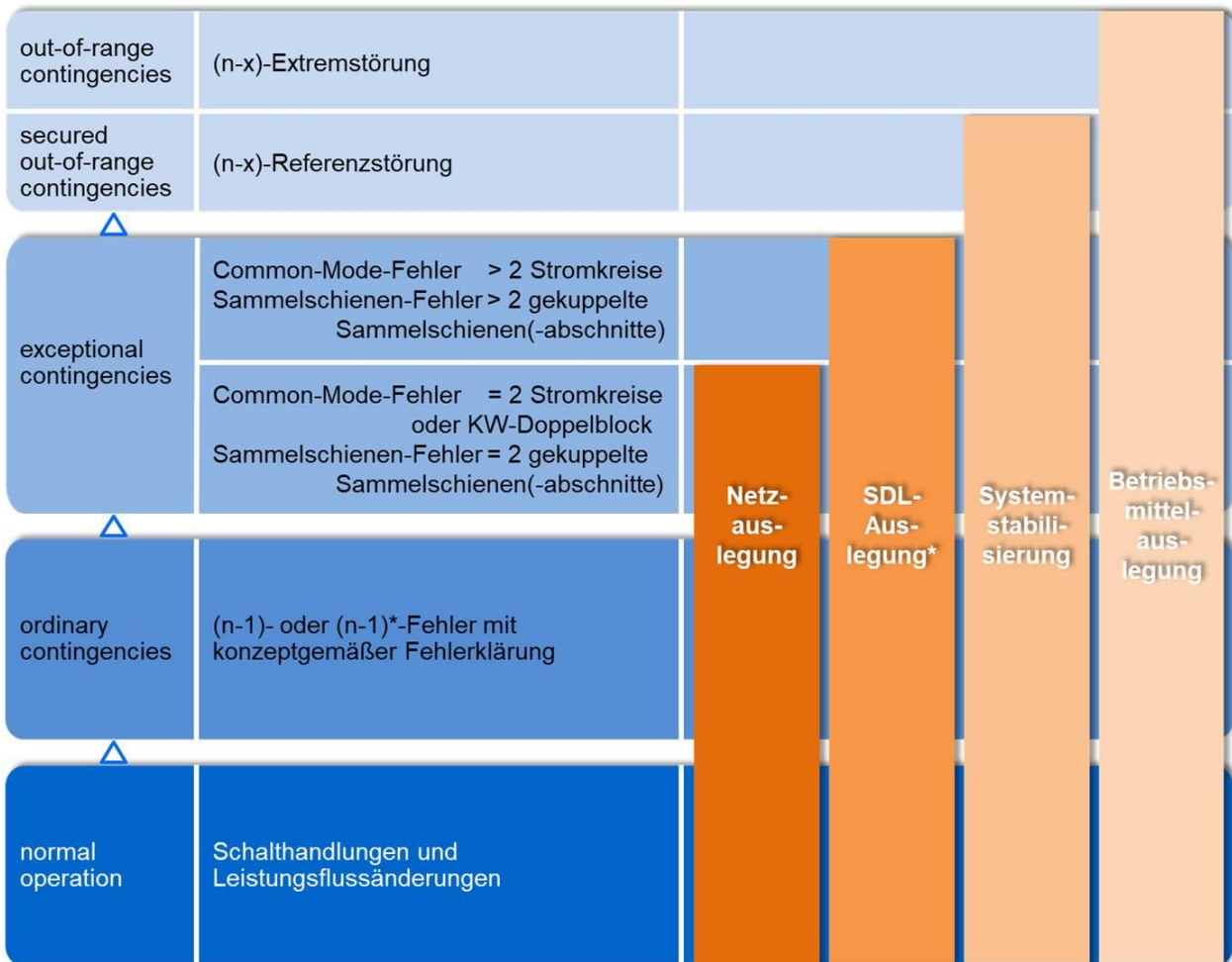
Während sich die im Folgenden aufgezählten Maßnahmen in der Regel einer der oben genannten Säulen zuordnen lassen, nehmen die sogenannten Special Protection Schemes (SpPS)<sup>4</sup> eine Sonderrolle ein. Sie werden sowohl als Systemdienstleistung (z. B. Vermeidung von Grenzwertverletzungen) als auch zur Systemstabilisierung (z. B. Mitnahmeschaltungen zur Vermeidung von Instabilitäten) eingesetzt.

---

<sup>4</sup> Besondere technische Lösungen zur Beherrschung kritischer Situationen und Vermeidung unzulässiger Netzzustände durch automatisch wirkende, definierte Gegenmaßnahmen.

## 4.1 Ereigniskategorien

Für die vorgenannten Säulen der Systemauslegung werden u. a. verschiedene Ereigniskategorien zur Dimensionierung herangezogen (siehe **Abbildung 2**).



\* Die Abdeckung von Exceptional Contingencies über die Auslegung der Systemdienstleistungen kann situationsbedingt variieren. So werden beispielsweise bei zu erwartenden Extremwittersituationen (Sturm, starker Schneefall, etc.) weiterreichende Vorkehrungen getroffen, da dann die Eintrittswahrscheinlichkeit von Störungsereignissen größer ist.

**Abbildung 2:** Ereigniskategorien der Netzauslegung (ÜNB-Planungsgrundsätze) und Abgrenzung zur Systemauslegung

Die Ereigniskategorien umfassen:

1. **Normal Operation (NO)**, beschreiben normale betriebliche Vorgänge (z. B. Schalthandlungen, marktbedingte Leistungsflussänderungen).
2. **Ordinary Contingencies (OC)**, beschreiben den Ausfall eines Betriebsmittels nach einer konzeptgemäßen selektiven Trennung vom Netz (z. B. Ausfall AC- oder DC-Stromkreis, Kraftwerksblock, HGÜ-Konverter, Blindleistungskompensationsanlage).
3. **Exceptional Contingencies (EC)**, beschreiben Mehrfachfehler mit gemeinsamer Ursache (z. B. Ausfall gekoppelter Sammelschienen, Mastumbruch Doppelleitung, Ausfall KW-Doppelblock).
4. **Secured Out-of-Range Contingencies (SORC)**, beschreiben Fehler die zu einer kaskadierenden Störungsausweitung führen können, aber durch Letztmaßnahmen ohne Schwarzfall (Blackout) zu beherrschen sind (z. B. Ausfall örtlich naher Freileitungen, Umspannwerke bzw. relevante Teilnetzbildungen).

5. **Out-of-Range Contingencies (ORC)**, beschreiben Störungen die zum Schwarzfall (Blackout) führen dürfen. Für diese Störungen werden Netzwiederaufbaupläne vorgehalten (z. B. kleine Teilnetze in Folge einer Teilnetzbildung).

Im Rahmen der Systemauslegung sind dabei die Ereigniskategorien 1 - 4 ohne Einschränkungen bzw. mit tolerierbaren Einschränkungen der Funktionsfähigkeit des Übertragungsnetzes zu beherrschen.

#### 4.2 Netzauslegung

Die **Netzauslegung** stellt die Bereitstellung einer bedarfsgerechten, d. h. einer weitgehend engpassfreien, Netzinfrastruktur sicher.

Maßnahmen der Netzauslegung werden entsprechend dem NOVA-Prinzip (siehe Kapitel 5.2) umgesetzt und sollen die Beherrschung der Ereigniskategorien 1 und 2 sowie in Teilen 3 ohne Einschränkung der Funktionsfähigkeit des Übertragungsnetzes sicherstellen.

#### 4.3 Auslegung von Systemdienstleistungen

Die Auslegung der **Systemdienstleistungen** im Rahmen der Systemauslegung dient zum einen der qualitativen Beschreibung der einzelnen Systemdienstleistung (z. B. Zeitverhalten der Regelung) und zum anderen dem Hinwirken auf die ausreichende Verfügbarkeit von geeigneten Vorleistungen für Systemdienstleistungen bzw. ÜNB-eigener Betriebsmittel für:

1. die **Frequenzhaltung**, zur Einhaltung von Frequenzgrenzen und Leistungsbilanzen, durch abschaltbare Lasten und die Regelleistungserbringung von Erzeugungsanlagen und Speichern,
2. die **Spannungshaltung**, zur Einhaltung von Spannungsgrenzen, durch schaltbare und regelbare Blindleistungskompensationsanlagen, das Blindleistungsvermögen von Kundenanlagen und spannungsgeführten HGÜ-Systemen,
3. die **Systemführung**, zur Einhaltung von Stromgrenzen und Rückführung in den Normalbetrieb (nach Störung), durch Maßnahmen des Engpassmanagements, u. a. den Einsatz von Redispatch, sowie besonderen netztechnischen Betriebsmitteln und
4. den **Netzwiederaufbau** auf Basis der Fähigkeit von Erzeugungsanlagen (vor allem der Fähigkeit zum Schwarzstart und Teilnetzbetrieb nach Abfangen auf Eigenbedarf), des gesicherten Eigenbedarfs von Umspannwerken und Schaltanlagen sowie einer schwarzfallfesten Kommunikationstechnik.

#### 4.4 Auslegung der Maßnahmen zur Systemstabilisierung

Der stabile Betrieb von Kundenanlagen, von Netzgebieten bzw. des gesamten Verbundnetzes ist ebenfalls Teil der Systemauslegung. Ziel ist es, sowohl im Normalbetrieb als auch während und nach definierten Störungen, ein gedämpftes Schwingungsverhalten im System sicherzustellen und die Verletzung von Grenzwerten, die zur Netztrennung von Anlagen und Betriebsmittel führen würden, nicht oder nur für einen definierten Teil zuzulassen. Dafür werden Anforderungen an die Netzkunden über technische Mindestanforderungen für den Netzanschluss zur Gewährleistung eines systemdienlichen Verhaltens definiert und zusätzlich – zur Beherrschung regionaler Herausforderungen – lokale Netzmaßnahmen umgesetzt. Es findet ein kontinuierlicher Prozess statt, in dem auf Basis von Stabilitätsanalysen eine Abwägung zwischen dem systemstützenden Verhalten von Netzkunden (z. B. Beitrag von Erzeugungsanlagen zum Systemschutzplan) und aktiver Netzbetriebsmittel (z. B. dynamische Blindleistungskompensationsanlagen) stattfindet. Die Stabilitätsanalysen unterteilen sich dabei in drei wesentliche Klassen, die im Detail jeweils als Groß- und Kleinsignalstabilität sowie durch den relevanten Zeitbereich (transienter Zeit- (EMT-), Kurzzeit- und Langzeit-Bereich) ausgeprägt sind:

1. Rotorwinkelstabilität,
2. Frequenzstabilität und
3. Spannungsstabilität.

## 4.5 Systemische Anforderungen an die Auslegung von Betriebsmitteln

Maßnahmen zur Systemstabilisierung haben auch das Ziel, die Beanspruchung der Betriebsmittel innerhalb ihrer Auslegungsgrenzen zu halten. In Koordination mit dem Betriebsmittelschutz wird so sichergestellt, dass nicht von Störungen betroffene Betriebsmittel nicht vom Netz getrennt werden und dadurch eine Grundlage für einen sicheren und stabilen Nachfehlerzustand geschaffen wird. Grundsätzlich ist eine volkswirtschaftliche Abwägung der Kosten der dafür notwendigen Betriebsmittelauslegung und den erforderlichen Stabilisierungsmaßnahmen notwendig. Diese Abwägung betrifft die Auslegung von Bestands- und Neuanlagen und erfordert wegen der langen Lebensdauerzyklen der Betriebsmittel des Übertragungsnetzes langfristige Vorbereitungen unter Berücksichtigung von Nachhaltigkeitsaspekten. Eine technisch-wirtschaftliche Lösung in solchen langfristigen Zeitskalen ist für gewöhnlich dann erreicht, wenn die Robustheit und die systemstützenden Fähigkeiten der Kundenanlagen (und HGÜ-Systeme) grundsätzlich ausreichen, um den grundlegenden Systembedarf perspektivisch zu decken, wobei punktuell ergänzende Zusatzmaßnahmen der Netzbetreiber notwendig werden.

Die wichtigsten Formen sind dabei die Robustheit gegenüber:

- Strömen (Dauerströme und Kurzschlussströme),
- maximalen Spannungen (Isolationskoordination),
- temporären Spannungsanstiegen (HVRT-Fähigkeit)<sup>5</sup>,
- temporären Spannungseinbrüchen (LVRT-Fähigkeit)<sup>5</sup>,
- Spannungswinkelsprüngen (mechanische Robustheit),
- hohen Frequenzgradienten (mechanische und thermodynamische Robustheit),
- hohen und niedrigen Frequenzen (mechanische und thermodynamische Robustheit) und
- Übererregung (elektromagnetische Robustheit).

---

<sup>5</sup> Oberbegriff Fault Ride Through (FRT), der für das stabile Durchfahren von Netzfehlern ohne Trennung der Kundenanlage vom Netz steht. HVRT steht hierbei für hohe und LVRT für niedrige Spannungen.

## 5 Netzauslegung

### 5.1 Zielstellung

Ziel der **Netzauslegung** ist es, die Netzinfrastruktur für die erwarteten Übertragungsaufgaben ausreichend robust gegen bestimmte Störungsereignisse (Ereigniskategorien 1 und 2 sowie in Teilen 3, vgl. Kapitel 3 Systemauslegung) zu dimensionieren und damit den Mindestanforderungen an einen effektiven Netzbetrieb Rechnung zu tragen. Die Robustheit wird über die Beherrschung von Störungsereignissen ohne oder allenfalls mit tolerierbaren Einschränkungen bzw. Grenzwertverletzungen von elektrischen Parametern definiert. Es erfolgt die zuvor in Kapitel 4 beschriebene, notwendige Abgrenzung zur umfassenderen Systemauslegung. Dabei werden die besonders für langfristige Planungszeiträume typischen Prognoseunsicherheiten, z. B. die Erzeugungs- und Lastentwicklung, durch die Betrachtung unterschiedlicher Szenarien der Energiemarktentwicklung berücksichtigt.

In der Netzausbauplanung werden Grundsatzplanungen zur Ermittlung und Entwicklung eines bedarfsgerechten, d. h. eines weitgehend engpassfreien, Netzes für mittel- bis langfristige Planungszeiträume durchgeführt.

### 5.2 Nationale und europäische Netzausbauplanung

Die deutschen ÜNB sind in die kontinuierliche, im zweijährigen Rhythmus erfolgende europäische Netzentwicklungsplanung des **TYNDP** (10-a-Langfristplanung: Ten Years Network Development Plan) eingebunden, die ihre Berücksichtigung für länderübergreifende Projekte und Projekte mit Einfluss auf die Nachbarländer auch in der nationalen Netzentwicklungsplanung des NEP (10...15-a-Langfristplanung) findet.

Im **NEP** (Netzentwicklungsplan Strom) der deutschen ÜNB wird, ebenfalls im zweijährigen Rhythmus, mit definierten Szenarien einer wahrscheinlichen Energiemarktentwicklung, eine 10...15-a-Vorschau der Netzentwicklung mit Ausweisung konkreter Projekte (Maßnahmen der Netz-Optimierung, der Netz-Verstärkung und des Netz-Ausbaus; das sogenannte NOVA-Prinzip) für die notwendige horizontale und vertikale Netzentwicklung inkl. Planung der Offshore-Anbindungsleitungen im deutschen Übertragungsnetz erarbeitet (inkl. 15...20-a-Ausblick zur Überprüfung der Nachhaltigkeit der Projekte).

### 5.3 Langfrist- und Mittelfrist-Netzausbauplanung

Die **Langfrist-Netzausbauplanung** der deutschen ÜNB im Zeitbereich  $> 5$  a erfolgt aufbauend auf den identifizierten Ausbaubedarfen. Sie berücksichtigt dabei unternehmensspezifische Belange, wie z. B. die Netz- und Betriebsmittel-Strategie, die laufende Instandhaltungs- und Investitionsplanung und regionale/lokale Netzkonzepte. Sie entwickelt die Ausbaubedarfe planerisch weiter und mündet in konkreten Netzprojekten.

Die **Mittelfrist-Netzausbauplanung** der deutschen ÜNB im Zeitbereich  $> 1$  a bis  $\leq 5$  a erfolgt zur Präzisierung von Netzprojekten der Langfrist-Netzausbauplanung (u. a. wegen notwendiger Detaillierung von Baustufen/-zeiten). An dieser Stelle besteht ein höherer Abstimmungsbedarf zwischen den Planungs- und Betriebsbereichen der ÜNB, um die Anforderungen des sicheren Netzbetriebes in Einklang mit der Umsetzung der notwendigen Maßnahmen zur Netzverstärkung und zum Netzausbau zu bringen, sodass der Übergang zur Mehrjahresplanung (Kapitel 6) oft fließend ist. Zudem berücksichtigt die Mittelfrist-Netzausbauplanung Maßnahmen mit kürzerer Vorlaufzeit im Vergleich zu eher langfristig angelegten Projekten (u. a. Verstärkung bzw. Neubau von Netzschnittstellen mit Verteilungsnetzbetreibern (VNB) oder für den Netzanschluss neuer Kundenanlagen gemäß EEG, KWKG, KraftNAV bzw. EnWG) – allerdings mit zunehmendem Grad der Komplexität in der zeitlichen Einordnung und Realisierbarkeit aller Maßnahmen.

#### 5.4 Anlagen- und Betriebsmittelauslegung

Zur Netzauslegung gehören die Entwicklung und der Einsatz konkreter **Anlagenlayouts** für Umspannwerke und Schaltanlagen, Freileitungs- und Kabelverbindungen, usw. im Hinblick auf die Einhaltung der Planungs- und Betriebsgrundsätze der ÜNB bzgl. der Netz- und Systemsicherheit sowie der Betriebsführung, aber auch hinsichtlich der Anforderungen der Netzkunden an das Übertragungsnetz. Dabei werden in der Netzauslegung die von den im Netz zum Einsatz kommenden **Betriebsmitteln** einzuhaltenden elektrischen (v. a. Dauer- und Kurzschlussstrom, Spannungswerte) und anderen technischen Parameter (z. B. statische und mechanische Eigenschaften, zulässige Umgebungsbedingungen, etc.) definiert.

## 6 Mehrjahresplanung (Planung und Betrieb)

### 6.1 Wechselwirkungen planerischer und betrieblicher Aspekte

Ausgehend von den gesetzlichen Verpflichtungen der ÜNB, ein „sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges (Übertragungs-) Netz zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen“ gestaltet sich die Wahrnehmung dieser Verpflichtung in der klassischen Netzbetriebsplanung zunehmend schwieriger. Die Netzbetriebsplanung hatte in der Vergangenheit, bei weitgehend regional und saisonal bekannten bzw. prognostizierbaren Übertragungsaufgaben, vor allem die Aufgabe, planmäßige Instandhaltungsmaßnahmen sowie im Regelfall wenige Netzverstärkungs- bzw. Netzausbaumaßnahmen in den laufenden Netzbetrieb geeignet einzuordnen. Hierfür diente vor allem die, bei den einzelnen ÜNB erstellte und bzgl. Vermeidung negativer gegenseitiger Beeinflussungen zwischen den ÜNB abgestimmte, jährliche Nichtverfügbarkeits-Koordination.

In Folge der Umsetzung der europäischen und nationalen energiepolitischen Zielsetzungen zur Schaffung des Elektrizitätsbinnenmarktes und der Dekarbonisierung des Stromsektors durch die großflächige Integration Erneuerbarer Energien (EE), haben sich die Übertragungsaufgaben entsprechend geändert. Im Ergebnis dieses Prozesses entstanden einerseits der Bedarf zur deutlichen Erhöhung der Übertragungskapazität (→ Netzausbauplanung) und andererseits höhere Anforderungen an den sicheren Betrieb des Übertragungsnetzes (→ Netzbetriebsplanung und (Echtzeit-)Netzbetrieb). Zugleich verläuft der notwendige Netzausbau nur schleppend, insbesondere durch längere Genehmigungszeiten infolge zunehmender Akzeptanzprobleme, was wiederum fast zwangsläufig zur Forderung nach einer Höherbelastung des bestehenden Übertragungsnetzes führte.

Die Zunahme sowohl alters- und zustandsbedingt notwendiger Wartungs- und Instandsetzungsmaßnahmen von Betriebsmitteln und Anlagen des Übertragungsnetzes (Umspannwerke, Schaltanlagen, Freileitungen) als auch der Maßnahmen zur notwendigen Erhöhung der Übertragungskapazität (Netz-Optimierung, -Verstärkung und -Ausbau) erhöhen die Komplexität ihrer Einordnung in die betrieblichen Umsetzungsprozesse. So unterliegen bspw. die Errichtung neuer Freileitungen bzw. das Arbeiten an bestehenden Freileitungen aus ökologischen Gründen längeren Bauverbotszeiten im Jahreszyklus. Da sich gerade auch die Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen, v. a. beim Neubau von Leitungen und Anlagen im Bestand, im Regelfall über mehrere Jahre hinziehen, bedarf es sowohl regelzonenintern beim einzelnen ÜNB als auch regelzonenübergreifend zwischen mehreren ÜNB innerhalb Deutschlands und zum benachbarten Ausland einer mehrjährigen, vorrangig betrieblich orientierten Mehrjahresplanung. Diese umfasst im Grundsatz einen Zeitraum von größer/gleich einem Jahr bis zu fünf Jahren mit dann allerdings abnehmender Verbindlichkeit bzw. Belastbarkeit der Mehrjahresplanung.

Die **Mehrmjahresplanung** muss im Kontext zur Jahres-Nichtverfügbarkeits-Koordination jährlich überprüft und entsprechend sich ggf. ändernden Rahmenbedingungen angepasst werden. Folgende interne bzw. externe Gründe können hierfür verantwortlich sein (Beispiele):

- ÜNB-interne Projekt- bzw. Maßnahmen-Priorisierung (Finanz- und Personalplanung),
- ÜNB-interne Abhängigkeiten in der zeitlichen Abfolge von Maßnahmen/Projekten,
- ÜNB-übergreifende Koordinierung von Projekten/Maßnahmen mit gegenseitiger Beeinflussung bzw. weiträumiger Wirkung,
- Projektverzögerungen (z. B. durch Witterungseinflüsse oder Kapazitätsengpässe bei Auftragnehmern),
- Verschiebung/Abbruch geplanter Instandhaltungs- oder Baumaßnahmen für Sofortmaßnahmen zur Störungsbeseitigung (z. B. größere Ausfälle bzw. Havarien betrieblich relevanter Anlagen/Anlagenteile u. a. durch Unwetter),
- Verzögerungen im Genehmigungsverfahren inkl. bauaufschiebender Wirkung von Klageverfahren gegen bereits erteilte Genehmigungen,
- Einhaltung von Bauverbotszeiten, usw.

Oft wird bereits in der „klassischen“ mittel- bis langfristigen Netzplanung der ÜNB, insbesondere beim Neubau von Schaltanlagen im Bestand oder von Freileitungen im Trassenbereich von Bestandsleitungen, die Notwendigkeit baubedingter Provisorien zum Erhalt der Netz- und Systemsicherheit sowie zur Netz- und Versorgungssicherheit der Netznutzer eingeplant. Dabei können aber in der Netzplanung naturgemäß aktuelle, kurzzeitig eintretende Entwicklungen der Last-, Erzeugungs- und Netzkonstellation im Übertragungsnetz und nachgelagerten Verteilungsnetzen bzw. bei Netznutzern nicht berücksichtigt werden.

Die kurz- bis mittelfristig orientierte Mehrjahresplanung hat aber genau diese Entwicklungen, die sich ändernden Rahmenbedingungen, im Blick. Ausgehend vom jeweils aktuellen Bestandsnetz (Netztopologie) und den o. g. aktuellen Entwicklungen muss die Mehrjahresplanung der ÜNB die Realisierung der Maßnahmen, die dazu dienen, das Übertragungsnetz sicher und zuverlässig zu betreiben und zu warten sowie bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, kontinuierlich prüfen und anpassen. Aufgrund der o. g. in- und externen Einflussfaktoren ist dies ein vielschichtiger und ausgesprochen komplexer Prozess, dem sich jeder ÜNB in seiner internen Planung und in der übergreifenden Planung auf nationaler und europäischer Ebene stellen muss.

## 6.2 Betrieb – Ermittlung von Redispatchkapazitäten (Netzreserve)

**Redispatchkapazitäten** sind für einen sicheren Netz- und Systembetrieb unabdingbar. Daher ermitteln die ÜNB regelmäßig den Bedarf an Erzeugungskapazitäten, die zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems, insbesondere für die Bewirtschaftung von Netzengpässen und für die Spannungshaltung, vorgehalten werden müssen (Netzreserve).

Für die Untersuchung der benötigten Redispatchkapazitäten werden das Marktgeschehen und der Netzbetrieb simuliert. Es werden folgende Parameter ermittelt:

1. die verfügbaren gesicherten Erzeugungskapazitäten auch im Hinblick auf deren technische Eignung für die Abwehr von Gefahren für die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems einschließlich ihrer Anfahrzeiten und Laständerungsgeschwindigkeiten,
2. die wahrscheinliche Entwicklung der verfügbaren gesicherten Erzeugungskapazitäten und
3. der eventuelle Bedarf an Reserven.

Berücksichtigt werden zudem die für einen sicheren Netzbetrieb notwendigen Maßnahmen. Dabei handelt es sich vorrangig um die Ermittlung des Bedarfs an marktbezogenen Maßnahmen (Redispatch) zur Wahrung der Netzsicherheit. Netzbezogene Maßnahmen werden nur in Ausnahmefällen in zusätzlichen Analysen berücksichtigt. Die Bewertung der Wirksamkeit und Wirtschaftlichkeit (Vermeidung von Redispatch) von netzbezogenen Maßnahmen, die in anderen (Planungs-)Prozessen ermittelt worden sind, ist ebenfalls Gegenstand derartiger Analysen. Basis des Bedarfs ist ein gegebener Netzausbauzustand im betrachteten Zieljahr. Steuerungsgrößen zur Ermittlung des Redispatchbedarfs sind der netzdienliche Einsatz von Querregeltransformatoren und HGÜ-Systemen zur Redispatch-mindernden Steuerung des Leistungsflusses im deutschen Übertragungsnetz und an seinen Grenzen zum benachbarten Ausland, die kraftwerksseitig freien Erzeugungspotenziale in marktgeführten Kraftwerken sowie der Einsatz von Kraftwerken der Netzreserve und gesichertem Redispatch-Potenzial im Ausland.

Die Beurteilungskriterien für einen sicheren, d. h. weitgehend engpassfreien Netzzustand leiten sich aus den Planungsgrundsätzen der deutschen ÜNB und den Kriterien für die Netzbetriebsplanung und den (Echtzeit-)Netzbetrieb ab. Die Analysen zur Ermittlung von Redispatchkapazitäten (Netzreserve) sind keine netzplanerischen Prozesse im engeren Sinne, sondern in erster Linie Analysen zur Simulation des Netzbetriebs. Im Zweifelsfall sind daher bei evtl. unterschiedlicher Auslegbarkeit der Planungsgrundsätze der deutschen ÜNB im Vergleich zu den Kriterien für die Netzbetriebsplanung und den (Echtzeit-)Netzbetrieb Letztere in diesem betrieblich geprägten Prozess vorrangig zugrunde zu legen.

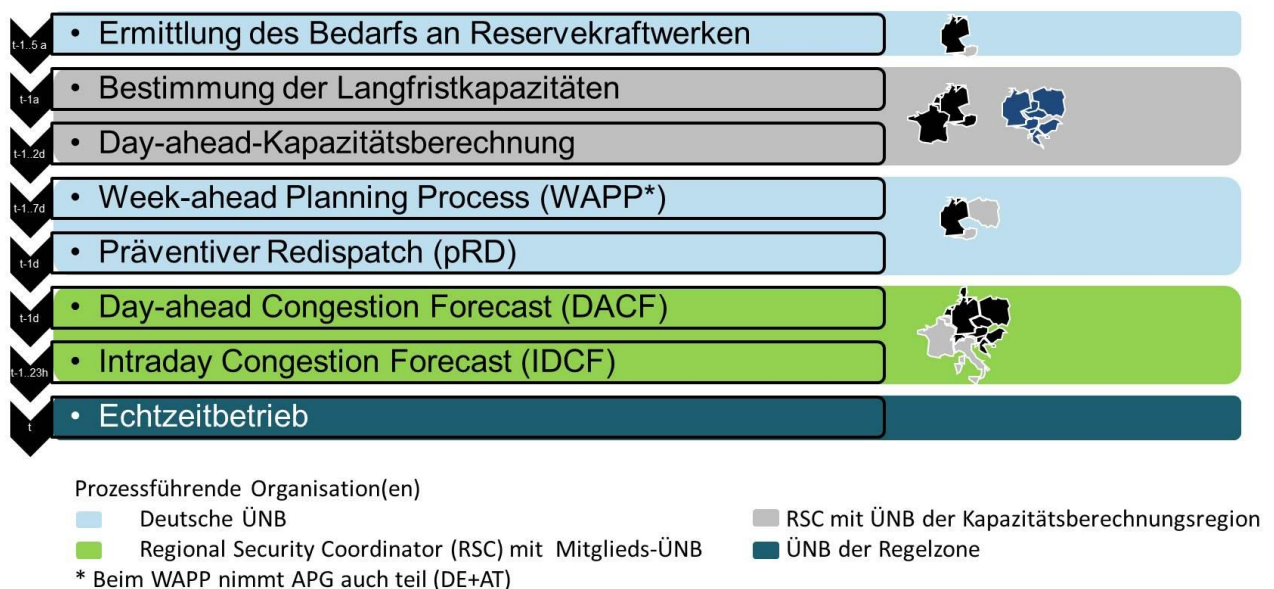


## 7 Betriebsplanung

### 7.1 Netzeinsatzplanung und Netzeinsatz

Die **Betriebsplanung** des Übertragungsnetzes umfasst Tätigkeiten der Koordinierung des Netzeinsatzes sowie der Netzeinsatzplanung in den Zeitebenen Jahr, Monat, Woche und Tag unter Berücksichtigung der Ergebnisse der vorgelagerten Mehrjahresplanung (Kapitel 6).

Wichtige Bestandteile der Betriebsplanung sind das **Engpassmanagement** mit der präventiven Redispatchplanung sowie das **Fahrplanmanagement** zur Prüfung und Verarbeitung der Fahrplanmeldungen der Bilanzkreisverantwortlichen (BKV). Die Betriebsplanung des Übertragungsnetzes basiert auf einer engen Zusammenarbeit mit Netzanschlusskunden, insbesondere mit Betreibern von Kraftwerken und Verteilungsnetzen sowie mit anderen ÜNB; sie ist geprägt durch innerdeutsche und internationale Planungs- und Abstimmungsprozesse. Eine schematische Übersicht zum Engpassmanagement mit den jeweiligen Prozessschritten zeigt die nachfolgende **Abbildung 3**. Auf die Prozesse im Einzelnen wird nachfolgend nicht im Detail eingegangen, sondern nur auf die grundsätzlichen Aufgaben im Rahmen der Betriebsplanung. Dabei liegt der Fokus auf dem Engpassmanagement, auf weitere Aufgaben wie die auch notwendige Dimensionierung von Regelleistung wird hier nicht weiter eingegangen.



**Abbildung 3:** Übersicht der Betriebsplanung über verschiedene Zeithorizonte

### 7.2 Engpassmanagement

Mit einem zeitlichen Vorlauf von bis zu mehreren Jahren ermitteln die deutschen ÜNB ein Portfolio an **Reservekraftwerken** im Rahmen der gesetzlich vorgesehenen Systemanalyse (siehe Kapitel 6). Dieser Prozess soll sicherstellen, das, unter Berücksichtigung der sich wandelnden Erzeugungslandschaft, ausreichend Hochfahrpotenzial von Kraftwerken für den notwendigen Redispatch im Betrieb zur Verfügung gestellt wird.

Eine weitere Aufgabe der Betriebsplanung ist es, im internationalen Kontext für definierte Zeitbereiche den europäischen Märkten **Stromhandelskapazitäten** zur Verfügung zu stellen. Die Kapazitäten werden für die Zeitbereiche Jahr, Monat, Folgetag (Day-Ahead) sowie Innertags (Intraday) berechnet. Die für die deutschen ÜNB relevanten Kapazitätsregionen Zentralwesteuropa<sup>6</sup> und Zentralosteuropa<sup>7</sup> werden zu-

<sup>6</sup> Wird als CWE-Region bezeichnet, CWE für Central-Western-Europe.

künftig zu einer gemeinsamen sogenannten Core-Region mit dem Ziel einer einheitlichen Kapazitätsbestimmungsmethode zusammengeführt<sup>8</sup>.

Neben der **Day-Ahead-Kapazitätsberechnung** (Ermöglichen des grenzüberschreitenden Handels) findet täglich auch der sogenannte **Week-Ahead Planning Process (WAPP)** der deutschen ÜNB im Rahmen der Netzsicherheitsvorschau (Bestimmung von Maßnahmen zur Systemsicherheit) statt. Seine Aufgabe liegt darin, den Bedarf an Reservekraftwerken frühzeitig zu erkennen und geeignet herauszustellen. Wenngleich es sich um eine täglich rollierende Aufgabe im Rahmen der Betriebsplanung mit einem Vorschauenfenster von einer Woche handelt, liegt der Fokus auf den zwei folgenden Tagen. Dies ergibt sich daraus, dass Abrufentscheidungen für Reservekraftwerke typischerweise am Vormittag des Vortags, teils auch zwei Tage im Voraus getroffen werden müssen<sup>9</sup>. Dem WAPP stehen somit noch nicht die Ergebnisse des Day-Ahead-Marktes zur Verfügung; daher erfordert er eine Marktapproximation.

Nach dem Vorliegen des Day-Ahead-Marktergebnisses erfolgt die Einsatzplanung der Betreiber von Last- und Erzeugungsanlagen. Aufsetzend auf deren Fahrplananmeldungen und dem geplanten regelzonenüberschreitenden Energieaustausch führen die deutschen ÜNB am Vortag eine gemeinsame Planung präventiver Redispatch-Maßnahmen basierend auf einer gemeinsamen Optimierungsrechnung durch. Die genannte Optimierungsmethode führt zu einer effektiven Planung von Redispatch zur Behebung von Engpassproblemen und trägt zugleich zur Kostenoptimierung bei.

Die so ermittelten Gegenmaßnahmen fließen in die Datensatzerstellung für den internationalen Prozess des **Day-Ahead Congestion Forecast (DACF)** ein. Aus den individuellen Vorschaudatensätzen der beteiligten ÜNB wird ein europäisches Leistungsflussmodell erstellt, das eine Engpassvorschau in einem gemeinsamen Werkzeug über Ländergrenzen hinaus ermöglicht. Basierend auf den Ergebnissen der Ausfallsimulationsrechnung werden betriebsplanerische Gegenmaßnahmen, sogenannte Remedial Actions, zwischen den ÜNB abgestimmt. Koordiniert wird dieser Prozess bei TSCNet für den östlichen Teil Europas. Nach Abschluss des DACF-Prozesses beginnt die untertägige Engpassvorschau **Intraday Congestion Forecast (IDCF)**. Auch hier werden individuelle Leistungsflussmodelle/Vorschaudatensätze zu einem europäischen Gesamtmodell zusammengeführt. Die stündlich aktualisierten Modelle fließen wiederum in das gleiche gemeinsame Werkzeug ein, mit dessen Hilfe den beteiligten ÜNB identische Ergebnisse auf Basis der Ausfallsimulationsrechnung zur Verfügung stehen. Darauf aufbauend wird jeder ÜNB die auftretenden Befunde mit entsprechenden Gegenmaßnahmen für seine Regelzone heilen.

Grundlage für korrekte Ergebnisse in den Betriebsplanungsprozessen ist, neben der Berücksichtigung von Prognosen (u. a. Einspeiseprognosen der Erzeuger und Lastprognosen), die Ermittlung bzw. Berücksichtigung der vorhandenen **Netztopologie**. Aufgrund einer Vielzahl von Netzausbau- und laufender Instandhaltungsmaßnahmen kann nicht davon ausgegangen werden, dass das vorhandene Netz jederzeit in vollem Umfang (alle Betriebsmittel) zur Verfügung steht. Auch für Netzausbaumaßnahmen müssen Freischaltungen (Nichtverfügbarkeiten) geplant und in den Datensätzen entsprechend berücksichtigt werden. Aufgrund der ÜNB-übergreifenden Auswirkungen ist zuvor auch eine Abstimmung untereinander notwendig. Die Abstimmung der Freischaltungen erfolgt im Rahmen der Jahres-Nichtverfügbarkeits-Koordination, welche mit der Netzsicherheitsvorschau zusammenspielt.

Aufbauend auf den Ergebnissen der Mehrjahresplanung (siehe Kapitel 6) bildet die **Jahres-Nichtverfügbarkeits-Koordination** das Grundgerüst für weitere Abstimmungen innerhalb der Betriebsplanung für die Zeitbereiche Monat, Woche und Tag. Sie wird von diversen Stakeholdern (u. a. Kraftwerks- und Anlagenbetreiber sowie andere Netzbetreiber) beeinflusst und umfasst die folgenden planbaren Eingangsgrößen:

---

<sup>7</sup> Wird als CEE-Region bezeichnet, CEE für Central-Eastern-Europe.

<sup>8</sup> Darunter wird das sogenannte Market Coupling (MC) verstanden.

<sup>9</sup> Für die Zweitages-Vorschau gibt es den Two-Day-Ahead Congestion Forecast (D2CF), dessen Fokus auf der Bestimmung von Topologiemodellen zur Kapazitätsberechnung liegt.

- KW-Revisionen,
- Instandhaltungsmaßnahmen und
- Netzausbauprojekte.

Dabei wird innerhalb der Jahres-Nichtverfügbarkeits-Koordination in kürzeren Zeitintervallen nachgeschärft, um den sicheren Netzbetrieb unter Zuhilfenahme von Gegenmaßnahmen zu gewährleisten. Das Ergebnis der jeweiligen Nichtverfügbarkeits-Koordination pro Zeitbereich ist damit ein unter Berücksichtigung der Netz- und Systemsicherheit zuverlässig zu betreibendes Netz.

## 8 Netz- und Systembetrieb

### 8.1 Zentrale Aufgaben

Der Netz- und Systembetrieb umfasst die Aufgaben der Netz- und Systemführung im Echtzeitbetrieb. Dabei werden die folgenden zentralen Aufgaben der Systemführung umfasst:

- das **Netzengpassmanagement**, zur Einhaltung von Stromgrenzen und Rückführung in den Normalbetrieb (nach Störung), durch Engpassmanagement, u. a. durch Einsatz von netztopologischen Maßnahmen, Redispatch, sowie Einsatz von besonderen netztechnischen Betriebsmitteln<sup>10</sup>,
- die **Spannungshaltung**, zur Einhaltung von Spannungsgrenzen, durch schaltbare und regelbare Blindleistungskompensationsanlagen, das Blindleistungsvermögen von Kundenanlagen und HGÜ-Systemen<sup>11</sup> sowie auch ggf. der Einsatz von spannungsbedingtem Redispatch,
- die **Systembilanzierung** zur Einhaltung von Frequenzgrenzen und Leistungsbilanzen, durch abschaltbare Lasten und Regelleistungserbringung von Erzeugungsanlagen und Speichern und
- der **Netzwiederaufbau** auf Basis der Fähigkeit von Erzeugungsanlagen (vor allem der Fähigkeit zum Schwarzstart und Teilnetzbetrieb nach Abfangen im Eigenbedarf), des gesicherten Eigenbedarfs von Umspannwerken und Schaltanlagen sowie einer schwarzfallfesten Kommunikationstechnik, um zunächst definierte Teilnetze herzustellen, welche als Grundlage für die Re-Energetisierung des Gesamtsystems dienen.

### 8.2 Netzengpassmanagement

Im Rahmen des **Netzengpassmanagements** wird im Wesentlichen die Strombelastung des Übertragungsnetzes überwacht. Im Vordergrund steht dabei der (n-1)-sichere Betrieb des Übertragungsnetzes (ggf. auch die Berücksichtigung von (n-x)-Ereignissen, sogenannten Exceptional Contingencies). Zur Gewährleistung der Netz- und Systemsicherheit wird kontinuierlich der Zustand des Netzes mithilfe der Netzsicherheitsrechnung überwacht. Für den Fall, dass Netzelemente ausfallen und daraufhin ein Netzengpass bzw. eine Leitungsüberlastung identifiziert wird, werden entsprechende Gegenmaßnahmen ergriffen. Diese werden im Vorfeld simuliert und mit den betroffenen ÜNB abgestimmt.

### 8.3 Spannungshaltung

Im Rahmen der **Spannungshaltung** ist es wichtig, dass die vorgegebenen Spannungsbänder und technischen Grenzwerte eingehalten werden. Droht eine Verletzung oder werden diese nicht eingehalten, muss mit der Bereitstellung von Blindleistung entgegengewirkt werden. Neben verschiedenen Kompensationseinrichtungen (u. a. Spulen und Kondensatoren) ist dafür auch der kapazitive und induktive Blindleistungseinsatz von Kraftwerken bzw. EE-Erzeugungsanlagen möglich. Als letztes Mittel ist auch der sogenannte spannungsbedingte Redispatch möglich, bei dem zum Zwecke der Spannungshaltung, neben den Markt-Kraftwerken, ggfs. auch nicht im Markt befindliche Kraftwerke (Netzreserve) nachrangig eingesetzt werden. Das bedeutet, dass die Änderung der Blindleistungseinspeisung durch Verschiebung des Arbeitspunktes der im Markt befindlichen Kraftwerke und der Phasenschieber-Betrieb mit geringer Wirkleistungsverschiebung vorrangig gegenüber der Nutzung der Netzreserve zu verwenden sind.

### 8.4 Systembilanzierung

Zu den Aufgaben der **Systembilanzierung** zählt der Ausgleich von Abweichungen zwischen Stromerzeugung und –verbrauch. Hierfür steht den ÜNB hauptsächlich die sogenannte Regelleistung zur Verfügung, welche in verschiedenen Zeitbereichen eingesetzt wird. Dabei unterscheidet man zwischen Frequenzhaltungsreserve (Frequency Containment Reserve - FCR) und Frequenzwiederherstellungsreserve

<sup>10</sup> Diese besonderen netztechnischen Betriebsmittel (bnBm) sind erst für die Zukunft geplant.

<sup>11</sup> Das können aktuell nur die im Offshore-Bereich eingesetzten (spannungsgeführten) VSC-HGÜ. Die klassischen HGÜ sind dagegen netzgeführt.

(automatic/manual Frequency Restoration Reserves – aFRR/mFRR). Ziel ist die Herstellung einer ausgeglichenen Systembilanz und damit die Einhaltung der Netznennfrequenz von 50 Hz.

Zur Erfüllung der Aufgaben **Netzengpassmanagement, Spannungshaltung und Systembilanzierung** (Kapitel 8.2 – 8.4) stehen entsprechend der Aufgabe u. a. folgende Maßnahmen zur Verfügung (Auswahl):

- Netzbezogene Maßnahmen
  - o insbesondere Netzschaltungen (im Rahmen des Engpassmanagements oder der Nichtverfügbarkeitsplanung)
- Marktbezogene Maßnahmen
  - o Redispatch mit Markt-Kraftwerken<sup>12</sup>
  - o Einsatz von Regelenergie
  - o vertraglich vereinbarte abschaltbare und zuschaltbare Lasten
  - o Börsenhandel
- Weitere zusätzliche Reserven
  - o Netzreserve nach § 13d EnWG
  - o Kapazitätsreserve nach § 13e EnWG
  - o Notreserve von benachbarten ÜNB
  - o Einspeisemanagement nach § 13(2) EnWG i. V. m. § 14 EEG
  - o Maßnahmen nach § 13(2) EnWG<sup>13</sup>

## 8.5 Systemschutzplan

Der **Systemschutzplan** dient dazu, in kritischen Situationen geeignete Maßnahmen zur Verfügung zu haben, um die Netz- und Systemsicherheit im Synchrongebiet aufrecht zu erhalten. Dabei berücksichtigen die im Systemschutzplan definierten Maßnahmen die betrieblichen Sicherheitsgrenzwerte, das Verhalten sowie das Potenzial der Last und der Stromerzeugung innerhalb des Synchrongebiets; außerdem die Eigenschaften des Übertragungsnetzes und der nachgelagerten Verteilungsnetze. Dabei werden diese Maßnahmen sowohl durch die deutschen ÜNB als auch die Partner im europäischen Synchronverbund vorgehalten.

In den Systembetrieb gehören dabei:

- der Einsatz manueller Letztmaßnahmen (Kaskade)<sup>14</sup> und
- die Konformitätsüberwachung zur Sicherstellung der Verfügbarkeit ausreichender Maßnahmen.

Diese Maßnahmen sind von den Aspekten der Systemauslegung (Kapitel 3) abzugrenzen, z. B. die Dimensionierung der automatischen Maßnahmen. Wichtig ist dabei, dass gewisse Szenarien bzw. ein Set von Szenarien aufgestellt und betrachtet werden müssen, in denen das Konzept wirken muss. Zum Beispiel das Szenario eines Systemsplits, für den die Stabilitätsexperten einzubeziehen sind.

## 8.6 Netzwiederaufbau

Im Rahmen des **Netzwiederaufbaus** besteht bei vollständigem oder großräumigem Verbundnetzausfall die Aufgabe, dieses wieder bis zur vollständigen Wiederversorgung der Endverbraucher aufzubauen.

Steht an einem Randknoten des schwarzgefallenen Netzes noch eine ausreichend stabile Spannung zur Verfügung, kann unmittelbar mit dem schrittweisen Wiederschalten von Übertragungsleitungen in den ausgefallenen Netzregionen begonnen werden.

<sup>12</sup> Inklusiv Countertrading

<sup>13</sup> Dazu gehören die Letztmaßnahmen (Systemschutzplan) und damit auch die Kaskade.

<sup>14</sup> Dies kann in letzter Konsequenz zu lokalen Versorgungsunterbrechungen führen.

Ansonsten erfolgt der Netzwiederaufbau in vier aufeinander aufbauenden Phasen:

1. Zunächst werden mittels schwarzstartfähiger Kraftwerke im Übertragungsnetz bzw. unter Umständen auch im Hochspannungsnetz der VNB einzelne Inselnetze unter Spannung gesetzt.
2. In der Phase Netzwiederaufbau erfolgt eine sukzessive weitere Zuschaltung von Übertragungsleitungen sowie von ersten Erzeugungsanlagen und Lasten in nachgelagerten Netzebenen. Die Zuschaltung von Erzeugungsanlagen und Lasten dient hier vor allem der Stabilisierung des Übertragungsnetzes.
3. In der Phase des Versorgungswiederaufbaus findet eine abwechselnde Hinzunahme nachgelagerter Spannungsebenen, Lasten und weiteren Erzeugungsanlagen statt. Das Ziel dieser Phase ist die Versorgung aller Lasten wieder zu ermöglichen.
4. Im Anschluss an den Versorgungswiederaufbau führen die ÜNB den Lastfolgebetrieb durch, bis zur Erreichung des Wiederanlaufs der regulären Strommärkte.

Für jede Regelzone existiert ein auf die individuellen Bedürfnisse angepasster Netzwiederaufbauplan. Dieser ist mit den Partnern innerhalb der Regelzone, aber auch regelzonenübergreifend abgestimmt und wird kontinuierlich weiterentwickelt. Durch die enge Abstimmung und Zusammenarbeit zwischen den Stromnetzbetreibern wird sichergestellt, dass Endverbraucher im gesamten deutschen Netzgebiet nach einem Verbundnetzausfall so schnell wie möglich wieder mit elektrischer Energie versorgt werden können. Neben der konzeptionellen Planung und Abstimmung der Netzwiederaufbaupläne werden diese auch in Simulationen mit den relevanten Akteuren gemeinsam trainiert.

## 9 Abkürzungsverzeichnis

AC	Alternating Current (Wechselstrom)
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
CEE	Central-Eastern-Europe
CWE	Central-Western-Europe
DACF	Day-Ahead Congestion Forecast
DC	Direct Current (Gleichstrom)
D2CF	Two-Day-Ahead Congestion Forecast
EC	Exceptional Contingencies
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EMT	Electromagnetic Transients
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HVRT	High Voltage Ride Through
IDCF	Intraday Congestion Forecast
KraftNAV	Kraftwerks-Netzanschlussverordnung
KW	Kraftwerk
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LVRT	Low Voltage Ride Through
MC	Market Coupling
NEP	Netzentwicklungsplan Strom
NO	Normal Operation
NOVA	Netz-Optimierung vor -Verstärkung vor -Ausbau
OC	Ordinary Contingencies
ORC	Out-of-Range Contingencies
SDL	Systemdienstleistung
SORC	Secured Out-of-Range Contingencies
SpPS	Special Protection Schemes
TYNDP	Ten-Years Network Development Plan
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilungsnetzbetreiber
VSC	Voltage Source Converter
WAPP	Week-Ahead Planning Process

