

Auswertung

Auswertung der Swissgrid Konsultationen zu den europäischen Draft Network Codes

Zeitraum: 1. Januar 2012 bis 4. März 2013

1 Übersicht

Network Code	Laufzeit der Konsultation	Kommentare	Swissgrid Expert
Requirements for Generators	12.2.2012 bis 9.3.2012	59	Jürgen Schmitt
Capacity Allocation and Congestion Management	23.4.2012 bis 16.5.2012	0	Kaja Hollstein
Load-Frequency Control and Reserves	9.7.2012 bis 17.8.2012	0	Marc Scherer
Operational Security	9.7.2012 bis 17.8.2012	2	Maria Zerva
Operational Planning and Scheduling	9.7.2012 bis 17.8.2012	5	Maria Zerva
Demand Connection	9.7.2012 bis 28.8.2012	0	Jürgen Schmitt
Forward Capacity Allocation	4.12.2012 bis 11.01.2013	0	Kaja Hollstein
Electricity Balancing	5.02.2013 bis 4.03.2013	1	Marek Zima

2 Requirements for Generators (RfG)

Laufzeit der Konsultation: 12.2.2012 bis 9.3.2012

Anzahl Stellungnahmen: 59

Kapitel / Chapitre	Abschnitt / Section	Art.	Kommentar/Commentaire	Berücksichtigung im Network Code Requirements for Generators (RfG), Stand 26.06.2012
1 General Provisions	Purpose and Objectives	-	Recht auf Mitbestimmung des KWB gefordert und Möglichkeit von Abweichungen vom RfG	Möglichkeit für Ausnahmen gegeben temporär oder dauernd. Kriterien sind von Regulator zu definieren. (Art. 52)
	-	1-6	Diskriminierungsfreie Bedingungen auf bestehende KW und Neu-Anlagen aufgr. von zu definieren "Cost-Benefit-Analysen"; Pumpsp. sollen nicht im RfG behandelt werden; Def. von Agency, Connection Point, Active Power Output Range, Cost-Benefit-Analysis aufnehmen	<p>Ansatz der Diskriminierungsfreiheit wird mehrfach erwähnt und ist einzuhalten. (Art. 1 bis 5 und weitere)</p> <p>Der RfG behandelt alle Kraftwerke.</p> <p>Agency = ACER</p> <p>Connection Point -> wird vertraglich definiert (Art.2)</p> <p>Active Power Output in Table 4: Parameters for Active Power Frequency Response in FSM (explanation for figure 5) = 1.5-10%</p>
2 Requirements	2.1 General (e.g. frequency and voltage stability, system restoration)	7-10	Betriebsbereich gibt Vorgaben an Lieferanten resp. EN oder IEC vor; Personenschutz unbedingt notwendig; Diskriminierungsfreie Bedingungen auf bestehende KW und Neu-Anlagen aufgr. von zu definieren "Cost-Benefit-Analysen"	<p>Personenschutz ist vom Eigentümer bzw. Anlagenbetreiber zu gewährleisten.</p> <p>Ansatz der Diskriminierungsfreiheit wird mehrfach erwähnt und ist einzuhalten. (Art. 1 bis 5 und weitere)</p> <p>Bedingungen sind für alle gleich.</p> <p>Betriebsbereiche entsprechen weitestgehend dem aktuellen Transmission Code 2010</p> <p>Möglichkeit für Ausnahmen gegeben temporär oder dauernd. Kriterien sind von Regulator zu definieren. (Art. 52)</p>
	2.2 Synchronous Generating Units	11-13	Grenzen der Spannung am Anschlussknoten steht möglicherweise im Konflikt mit bestehenden Anlagen; Gefordert Bereich im RfG (Power Chart) kann zu erhöhter Belastung resp. verkürzte Lebensdauer von Generatoren führen	<p>Ansatz der Diskriminierungsfreiheit wird mehrfach erwähnt und ist einzuhalten. (Art. 1 bis 5 und weitere)</p> <p>Grenzen entsprechen dem aktuellen Transmission Code 2010</p> <p>Möglichkeit für Ausnahmen gegeben temporär oder dauernd. Kriterien sind von Regulator zu definieren. (Art. 52)</p>

Kapitel / Chapitre	Abschnitt / Section	Art.	Kommentar/Commentaire	Berücksichtigung im Network Code Requirements for Generators (RfG), Stand 26.06.2012
	2.3 Power Park Modules	14-17	Keine	
	2.4 Offshore Power Park Modules	18-23	keine	
3 Operatinal Notification Procedure for Connection	3.1 New Generating Units	24-27	Umgang mit Ausnahmeregelungen gefordert, Umsetzung in CH mit Regulator zu planen	Möglichkeit für Ausnahmen gegeben temporär oder dauernd. Kriterien sind von Regulator zu definieren. (Art. 52)
	3.2 Existing Generating Units	28	Recht auf Mitbestimmung des KWB gefordert und Möglichkeit von Abweichungen vom RfG; Längere Übergangszeit bei Umsetzung des Network Codes; Cost-Benefit-Analyse soll Aufgabe des Regulators sein	Möglichkeit für Ausnahmen gegeben temporär oder dauernd. Kriterien sind von Regulator zu definieren. (Art. 52)
4 Compliance	4.1 Monitoring	29-32	Gültigkeit und diskriminierungsfreie Bedingungen für bestehende KW und Neu-Anlagen	Ansatz der Diskriminierungsfreiheit wird mehrfach erwähnt und ist einzuhalten. (Art. 1 bis 5 und weitere)
	4.2 Testing For Synchronous Generating Units	33-36	Verhalten am Anschlusspunkt unabhängig der angewendeten Technologie	Ziel ist u.a. Sicherstellung der Netzstabilität durch gleiches bzw. ähnliches Verhalten aller Erzeuger. Ansatz der Diskriminierungsfreiheit wird mehrfach erwähnt und ist einzuhalten. (Art. 1 bis 5 und weitere) Bei Anforderungen wird die Unterscheidung zwischen Synchronen und Asynchronen Maschinen wird gemacht. Bei Anforderungen wird die Unterscheidung zwischen Grösse der Erzeuger wird gemacht.
	4.3 Testing For Power Park Modules	37-40	keine	
	4.4 Testing For Offshore Power Park Modules	41-42	keine	
	4.5 Simulations For Synchronous Generating Units	43-46	Standards für Simulationen von Generator mit anderen vorhandenen Simulationsstandards abklären	Generelle Vorgaben an Simulationen
	4.6 Simulations For Power Park Modules	47-49	keine	
	4.7 Simulations For Offshore Power Park Modules	50-51	keine	

Kapitel / Chapitre	Abschnitt / Section	Art.	Kommentar/Commentaire	Berücksichtigung im Network Code Requirements for Generators (RfG), Stand 26.06.2012
5 Derogations	-	52-56	Recht auf Mitbestimmung des KWB gefordert und Möglichkeit von Abweichungen vom RfG; Diskriminierungsfreie Bedingungen auf bestehende KW und Neu-Anlagen aufgrund von zu definieren "cost benefit Analysen"	Ansatz der Diskriminierungsfreiheit wird mehrfach erwähnt und ist einzuhalten. (Art. 1 bis 5 und weitere) Möglichkeit für Ausnahmen gegeben temporär oder dauernd. Kriterien sind von Regulator zu definieren. (Art. 52)
6 Final Provisions	-	57	keine	

3 Capacity Allocation and Congestion Management (CACM)

Laufzeit der Konsultation: 23.4.2012 bis 16.5.2012

Anzahl Stellungnahmen: 0

4 Load-Frequency Control and Reserves (LFC&R)

Laufzeit der Konsultation: 9.7.2012 bis 17.8.2012

Anzahl Stellungnahmen: 0

5 Operational Security (OS)

Laufzeit der Konsultation: 9.7.2012 bis 17.8.2012

Anzahl Stellungnahmen: 2

Kapitel / Chapitre	Vorschlag / Suggestion	Kommentar / Commentaire	Angenommen/Accepté Ja/oui – nein/non Teilweise/Partiellement Info	Begründung / Justification
4: Data Exchange	The Real-Time Data Exchange shall only be related to den structural information referred to article 19(2). It should be limited to substation directly connected to the Transmission System.		Nein/No	Together with distribution system operators, the transmission system operator defines its "observability area", which will be modelled to run security analysis simulations. To perform these simulations effectively, the observability area will have to include parts of the distribution system. Therefore, the data required cannot be limited to the interface between the transmission and distribution network, but rather have to include network data from the distribution level as well (network level 3 in Switzerland)
4: Data Exchange		Article 21 - 27: Generell darauf achten, dass die zu übermittelnden Daten vom Kraftwerk zum TSO / DSO konsistent sind mit denen, die im NC_RfG definiert sind. Für Kernkraftwerke beachten, dass die Real-time Datenübertragung aus Sicht IT-Security speziellen Anforderungen genügen muss. Das ENSI wird diesbezüglich das letzte Wort haben wollen.	Nein/No	Der Network Code definiert keine Technologie-spezifischen Anforderungen. Solche Besonderheiten werden von den nationalen Regulatoren geregelt.

6 Operational Planning and Scheduling (OPS)

Laufzeit der Konsultation: 9.7.2012 bis 17.8.2012

Anzahl Stellungnahmen: 5

Kapitel / Chapitre	Vorschlag / Suggestion	Kommentar / Commentaire	Angenommen/Accepté Ja/oui – nein/non Teilweise/Partiellement Info	Begründung / Justification
Article 24: Requirements For Real Time Execution Of The Outage Planning	Article 24.3: Aus Sicht Kernkraftwerk ist ein Aufschieben von Outages aus reaktorphysikalischen Gründen nur in sehr geringem Umfang möglich.		Ja/Oui	Der Code ist in diesem Punkt offen genug formuliert, sodass dies mit Schweizer internen Vereinbarungen für Kernkraftwerke entsprechend geregelt werden kann (und zum Teil schon ist). Damit ist besteht hier kein Handlungsbedarf.
Article 31: Requirements For Notification Of Schedules Within Market Balance Areas	Nominierung und Auktionierung pro Grenze, aufteilung AC und DC durch TSO.	Was hat die Einführung von Generation und Consumption Schedules für Auswirkungen auf die Swissgrid Fahrpläne? Ist ein ähnliches Modell wie in Deutschland vorgesehen und wie sieht der Zeithorizont aus? Warum werden Externe Fahrpläne in AC und DC Interconnections getrennt? Führt zu vielen Produkten die einzeln nominiert werden müssen, wenn an einer Grenze beide Systeme vorhanden sind. Was hat diese Teilung für einen Einfluss auf die Engpassauktion?	Ja/oui	Zustimmung. AC und DC Verbindungen sollten nicht unterschiedliche Fahrpläne der Marktteilnehmer erfordern. Der Kommentar wird in das Drafting Team der ENTSO-E eingebracht. Die Auswirkungen einer Einführung von Produktions- und Verbrauchs- Fahrplänen in der Schweiz sind derzeit in Abklärung. Die Bilanzgruppenverantwortlichen werden über die Ergebnisse rechtzeitig informiert. Eine allfällige Einführung von Verbrauchs-Fahrplänen würde sich voraussichtlich an der im Code vorgesehenen Umsetzungsfrist von drei Jahren (ab Inkrafttreten) orientieren.
Article 32: Requirements For Coherency Of Schedules		Keine Aufteilung AC und DC Interconnections.	Nein/No	Aus Sicht Swissgrid ist die Aufteilung in AC und DC Interkonnektoren in diesem Zusammenhang sinnvoll, da es sich zum einen um eine reine TSO-TSO Aufgabe handelt und zum anderen DC-Leitungen eine andere Charakteristik aufweisen als AC-Leitungen. Es ist deshalb angemessen, die Austauschwerte separat zwischen den TSO abzustimmen.

<p>Article 33: Requirements For Providing Information To Other Tsos, Required For Further Processing</p>	<p>Keine Aufteilung AC und DC Interconnections.</p>	<p>Nein/No</p>	<p>Aus Sicht Swissgrid ist die Aufteilung in AC und DC Interkonnektoren in diesem Zusammenhang sinnvoll, da es sich zum einen um eine reine TSO-TSO Aufgabe handelt und zum anderen DC-Leitungen eine andere Charakteristik aufweisen als AC-Leitungen. Es ist deshalb angemessen, die Austauschwerte separat zwischen den TSO abzustimmen.</p>
<p>Article 35: Content Regarding Grid Models & Security Analysis</p>	<p>Keine Aufteilung AC und DC Interconnections.</p>	<p>Ja/oui</p>	<p>Zustimmung. AC und DC Verbindungen sollten nicht unterschiedliche Fahrpläne der Marktteilnehmer erfordern. Der Kommentar wird in das Drafting Team der ENTSO-E eingebracht.</p>

7 Demand Connection (DCC)

Laufzeit der Konsultation: 9.7.2012 bis 28.8.2012

Anzahl Stellungnahmen: 0

8 Forward Capacity Allocation (FCA)

Laufzeit der Konsultation: 4.12.2012 bis 11.01.2013

Anzahl Stellungnahmen: 0

9 Electricity Balancing (BAL)

Laufzeit der Konsultation: 5.02.2013 bis 4.03.2013

Anzahl Stellungnahmen: 1

Kapitel / Chapitre	Vorschlag / Suggestion	Kommentar / Commentaire	Angenommen/Accepté Ja/oui – nein/non Teilweise/Partiellement Info	Begründung / Justification
General remarks		<p>Das Dokument enthält aus unserer Sicht keine unüberwindbaren Hindernisse. Den Regulatoren kommt eine grosse Bedeutung zu. Es stellt sich die Frage nach der Verbindlichkeit der Network Codes für die EICom, Swissgrid und die Schweiz.</p> <p>Aus Sicht der GGS ist ein grenzüberschreitend funktionierender Strommarkt ein wichtiges Element für die zukünftige Versorgungssicherheit.</p>	Info	