

Carl Berglöf
Energisystem
0701 64 44 46
carl.berglof@energiforetagen.se

Energimarknadsinspektionen
Herlita Bobadilla Robles
registrator@ei.se
Er ref: 2018-101711

Remissvar avseende Energimarknadsinspektionens förslag till föreskrifter enligt anslutningskoden samt konsekvensutredning

Energiföretagen Sverige samlar och ger röst åt omkring 400 företag som producerar, distribuerar, säljer och lagrar energi. Vårt mål är att utifrån kunskap, en helhetssyn på energisystemet och i samverkan med vår omgivning, utveckla energibranschen – till nytta för alla.

Energiföretagen Sverige tackar för möjligheten att inkomma med svar på denna remiss avseende Energimarknadsinspektionens förslag till föreskrifter enligt anslutningskoden samt konsekvensutredning.

Ärendet

Energimarknadsinspektionen har i enlighet med Kommissionens Förordning 2016/631 av den 14 april 2016 om fastställande av nätföreskrifter med krav för nätanslutning av generatorer (RfG) Artikel 7 presenterat ett förslag avseende generellt tillämpliga krav. Dessa krav är baserade på ett förslag av Svenska Kraftnät som delgavs Energimarknadsinspektionen den 17 maj 2018 i enlighet med RfG Artikel 7.4 och ska beslutas av Energimarknadsinspektionen senast sex månader därefter enligt Artikel 7.5.

Kommentarer

Energiföretagen Sverige och dess medlemmar har tillsammans arbetat fram tekniska detaljkommentarer som biläggs detta brev (*Tekniska detaljkommentarer avseende Energimarknadsinspektionens förslag till föreskrift enligt anslutningskoden RfG, Energiföretagen Sverige 042/2018*). Energiföretagen Sverige vill utöver detaljkraven i det följande delge några övergripande synpunkter.

Svensk elförsörjning är unik med, i ett internationellt perspektiv, en hög tillförlitlighet i kombination med en hög kostnadseffektivitet. Dessa egenskaper är viktiga att ombesörja så att vi även i framtiden ska kunna erbjuda konkurrenskraftiga elpriser till de svenska konsumenterna. Det är också angivet som ett av huvudskälen i RfG: att alla konsumenter ska kunna köpa energi till överkomliga priser¹. Att döma av konsekvensbeskrivningen och samtal som förts med Energimarknadsinspektionen finns anledning att förmoda att detta grundskäl har bortsetts ifrån i arbetet med föreskrifterna. Energiföretagen Sverige anser därför att skäl (1) i RfG och dess innebörd ska genomsyra den slutliga implementeringen av RfG.

¹ Kommissionens Förordning 2016/631, skäl (1).

Givet omfattningen av de detaljkommentarer som redovisas i bilagt dokument är det tydligt att Energimarknadsinspektionen samt Energiföretagen Sverige med dess medlemmar har helt olika syn avseende regleringens konsekvenser. Vi konstaterar att de krav som Energimarknadsinspektionen presenterar kan komma att ge betydande påverkan på befintlig kraftproduktion, vilket Energimarknadsinspektionen inte uppmärksammat i sin konsekvensredovisning. Energiföretagen Sverige menar att Energimarknadsinspektionen, så långt det är möjligt, bör införa undantag från RfG för att anpassa kravställningen till rådande förhållanden för den svenska kraftproduktionen. Energimarknadsinspektionen har tidigare fastställt kriterier för undantag från RfG. Energiföretagen Sverige anser att dessa undantag bör inarbetas i föreskriften, antingen i ett eget separat avsnitt eller, ännu hellre, genom att arbeta in undantagen i relevanta paragrafer och därmed beakta nationella särdrag som kräver nyttjande av undantag på paragrafnivå. Energiföretagen Sverige anser att Energimarknadsinspektionens val att inte fullt ut nyttja dessa undantag leder till ökade kostnader som inte finns redovisade i konsekvensbeskrivningen. Dessa kostnader är således inte att förknippa med förordningen som sådan, även om kraven finns där, utan härrör från avsaknaden av undantag i den nationella implementeringen av förordningen.

Energiföretagen Sverige anser således att Energimarknadsinspektionen bör utfärda generella undantag för artiklar i RfG som inte är tillämplbara i Sverige, med stöd av skäl (28) i RfG. Ett exempel är krav som ålägger samtliga anläggningar som omfattas av RfG att installera utrustning för frekvensreglering oavsett om dessa anläggningar är avsedda, eller har möjlighet, att delta på frekvensregleringsmarknaden. Kärnkraften är enligt SvKFS 2005:2, 5 kap 5 §, undantagen från frekvensreglering, men motsvarande undantag återfinns inte i förslaget. Eftersom det i Sverige finns en marknadslösning för frekvensreglering vore det olämpligt om dessa funktioner istället blir reglerade. Fler exempel återfinns i bilagan.

Problemets kärna är att de krav som Svenska kraftnät föreslagit har strikt tagits fram för nya anläggningar. RfG anger dock enligt Artikel 4.1 att de krav som Energimarknadsinspektionen fastställer kan under vissa omständigheter, såsom ombyggnation, även gälla befintliga anläggningar. Energiföretagen Sveriges medlemmar som driver kraftproduktionsanläggningar måste alltid vara beredda att göra ombyggnationer av sina anläggningar på grund av underhållsåtgärder, effekthöjningar, anpassningar till miljölågstiftning eller andra orsaker. Varje befintlig anläggning kan således komma att omfattas av RfG. Om hela anläggningen vid sådana, ofta begränsade, åtgärder även måste anpassas till de generellt högt ställda kraven i RfG riskerar det att bli mycket kostsamt för kraftproducenten. Införandet av dessa åtgärder tillför dessutom i flera fall liten eller ingen systemförbättring, vilket beskrivs i de tekniska detaljkommentarerna.

Energiföretagen Sverige noterar att i regleringen för befintliga produktionsanläggningar (SvKFS 2005:2) finns i 3 kap 4 § en skrivning som undantar kraftproducenten att uppfylla vissa krav beroende på nukleära, hydrologiska, hydrodynamiska, meteorologiska eller miljömässiga omständigheterna eller andra villkor som beslutats i domstol. Någon liknande formulering återfinns inte i Energimarknadsinspektionens förslag. Därmed riskerar kraftproducenterna att tvingas köra anläggningarna i driftområden som är skadliga för anläggningen eller hamna i driftlägen som bryter mot lag, andra myndigheters föreskrifter eller miljödomar. Energiföretagen Sverige betonar därför åter

en lösning där Energimarknadsinspektionen inför generella undantag för sådana situationer.


Energiföretagen Sverige konstaterar att de svenska kraftproducenterna inte har konsulterats under framtagandet av dessa generellt tillämpliga krav. Ej heller har Energimarknadsinspektionen begärt in underlag från kraftindustrin för att kunna redovisa en fullständig konsekvensanalys. Energimarknadsinspektionen har visat god vilja avseende transparens och dialog under remissförfarandet, men Energiföretagen Sverige vill ändå understryka att dialog mellan samtliga ingående parter i den fortsatta nationella implementeringen av RfG är avgörande för att uppnå en kostnadseffektiv och tillämpbar reglering. Genom en sådan dialog kan även Energiföretagen Sveriges medlemmar förse Energimarknadsinspektionen med adekvat underlag rörande konsekvensanalysen.

Energiföretagen Sverige



Pernilla Winnhed

Vd Energiföretagen



Carl Berglöf

Sekr. i arbetsgrupp för RfG

042/2018

Tekniska detaljkommentarer avseende Energimarknadsinspektionens förslag till föreskrift enligt anslutningskoden RfG

Underlag för remissvar till Energimarknadsinspektionen,
dnr 2018–101711

Kontaktperson: Carl Berglöf
2018-08-17

Förord

Föreliggande dokument är en sammanställning av de tekniska detaljkommentarer som framkommit under arbetet med Energimarknadsinspektionens remiss avseende Energimarknadsinspektionens förslag till föreskrifter enligt anslutningskoden samt konsekvensutredning.

Arbetet har genomförts i Energiföretagen Sveriges regi tillsammans med berörda elnätbolag och producenter bland Energiföretagen Sveriges medlemmar.

Innehåll

1	Dokumentstatus	4
2	Tekniska detaljkommentarer	5
	Appendix 1: Kapitel 2 §1 - Tolkningar gällande RfG och befintliga anläggningar	24
	Appendix 2: Kapitel 3, §36 – Gränsbryttid och spänningsprofil	29

1 Dokumentstatus

Detta dokument avses att användas av Energiföretagen Sverige och dess medlemmar som underlag i remissvar till Energimarknadsinspektionens remiss avseende förslag till föreskrifter enligt anslutningskoden RfG (dnr 2018–101711) samt tillhörande konsekvensutredning.

Dokumentet har tagits fram i en arbetsgrupp bestående av:

- Linn Saarinen, Vattenfall (redaktör)
- Per-Olof Andersson, Vattenfall
- Habib Sabbagh, Vattenfall
- Peter Altzar, Fortum
- Rikard Nilsson, OKG
- Tomas Smed, Forsmarks Kraftgrupp AB
- Per Lamell, Forsmarks Kraftgrupp AB
- Sofia Johansson, Ringhals AB
- Sture Lindahl
- Uno Johansson, Uniper
- Henrik Pagels, Uniper
- Carl Berglöf, Energiföretagen Sverige

Därefter har en för anslutningskoderna särskilt etablerad grupp bestående av både elnätbolag och producenter haft möjlighet att kommentera innehållet.

2 Tekniska detaljkommentarer

Dispositionen i detta dokument är samma som i föreskriftsförslaget med ursprungsskrivning först, sedan förslag på ändrad text med ändringen markerad med fetstil, och slutligen en kommentar med motivering. På två punkter har en längre motiverande text skrivits (Kapitel 2 §1 och Kapitel 3 §36), och dessa ligger i slutet av dokumentet som appendix.

Som utgångspunkt antas att kraven kan komma att tillämpas på befintliga anläggningar såväl som nya.

2.1 Kapitel 2, §1

1 § Dessa föreskrifter omfattar sådana kraftproduktionsmoduler som avses i artikel 3.1 och befintliga kraftproduktionsmoduler som avses i artikel 4 i EU-förordningen.

Kraftproduktionsmoduler indelas i fyra kategorier typ (A, B, C och D) enligt artikel 5.1 EU-förordningen.

2.1.1 Energiföretagen Sveriges förslag:

*1 § Dessa föreskrifter omfattar sådana kraftproduktionsmoduler som avses i artikel 3.1 och befintliga kraftproduktionsmoduler som avses i artikel 4 i EU-förordningen. **Befintliga anläggningar kan omfattas enligt Artikel 4.1.b om en kostnads-nyttö-analys har visat att det är samhällsekonomiskt lönsamt enligt Artikel 38 i EU-förordningen. Vid större ombyggnationer av befintliga anläggningar enligt Artikel 4.1.a gäller denna författning och EU-förordningen för den förnyade anläggningsdelen, men inte för hela anläggningen om inte hela anläggningen förnyats. Produktionsanläggningar är undantagna dessa krav om anläggningsägaren kan visa att de nukleära, hydrologiska, hydrodynamiska, meteorologiska eller miljömässiga omständigheterna, t.ex. vatten- och vindtillgång, väsentligen försvårar ett uppfyllande av dem. Detsamma gäller om ett uppfyllande av dessa krav skulle strida mot sådana särskilt angivna villkor för produktionsanläggningen som beslutats av domstol.***

Kraftproduktionsmoduler indelas i fyra kategorier typ (A, B, C och D) enligt artikel 5.1 EU-förordningen.

2.1.2 Kommentar

Det är viktigt att förtydliga under vilka förutsättningar RfG och denna författning börjar gälla för befintliga anläggningar. Skrivningen i RfG Artikel 4.1.a är tvetydig eftersom den åsyftar att RfG ska börja gälla när stora ombyggnationer görs i en anläggning, men kopplar detta till att anslutningsavtalet skrivs om, vilket inte i alltid är liktydigt med detta. Det är mycket viktigt att tydliggöra att en förnyelse av en anläggningsdel inte medför att RfG börjar gälla för hela anläggningen, utan bara för den förnyade anläggningsdelen. Detta perspektiv skulle behöva förtydligas i den nationella kravbilden. Se vidare beskrivning i Appendix 1.

Skrivningen från SvKFS 2005:2 Kapitel 3 §4 bör läggas till för att klargöra att till exempel vattendomar och kärnsäkerhet går före kraven i denna förordning och RfG. Den texten kan med fördel läggas som en egen generell paragraf, men har ovan skrivits som ändringsförslag till 2 kap 1 §.

Det bör förtydligas att de tidigare föreskrifterna SvKFS 2005:2 inte gäller för anläggningar som omfattas av föreliggande föreskrifter EIFS 2018:x.

2.2 Kapitel 3, §1

1 § Den kortaste tidsperiod som en kraftproduktionsmodul av typ A, B, C och D måste kunna fungera med olika frekvenser som avviker från nominellt värde, utan att kopplas bort från nätet bestäms i enlighet med artikel 13.1 b EU-förordningen tabell 2 (synkronområde Norden) till:

- 30 minuter inom frekvensområde 47,5–48,5 Hz
- 30 minuter inom frekvensområde 48,5–49,0 Hz
- obegränsad inom frekvensområde 49,0–51,0 Hz
- 30 minuter inom frekvensområde 51,0–51,5 Hz

2.2.1 Energiföretagen Sveriges förslag:

1 § Den kortaste tidsperiod som en kraftproduktionsmodul av typ A, B, C och D måste kunna fungera med olika frekvenser som avviker från nominellt värde, utan att kopplas bort från nätet bestäms i enlighet med artikel 13.1 b EU-förordningen tabell 2 (synkronområde Norden) till:

- 30 minuter inom frekvensområde 47,5–48,5 Hz
- 30 minuter inom frekvensområde 48,5–49,0 Hz
- obegränsad inom frekvensområde 49,0–51,0 Hz
- 30 minuter inom frekvensområde 51,0–51,5 Hz

Effektutmatningen får reduceras vid hög frekvens.

2.2.2 Kommentar

Detta är en väsentlig skärpning av kravet för stora och medelstora värmekraftblock för frekvensområdet 51,0-51,5 Hz, vilket i den nya nationella kravbilden har ökat från 3 minuter med reducerad effektutmaning till att fungera vid 30 minuter utan att kopplas bort från nätet. För vissa kärnkraftverk gäller idag att frekvens över 51,0 Hz i mer än 200 sekunder medför frånslag av aggregatbrytare och övergång till husturbindrift. Det utökade kontinuerliga (obegränsade) frekvensområdet 49,0-51,0 Hz medför att dimensioneringen av samtliga asynkronmotorer i samtliga befintliga kärnkraftverks hjälpkraftsystem brister, de blir underdimensionerade. Motorer i anläggningarna dimensioneras normalt enligt TBE (Tekniska Bestämmelser för Elektrisk utrustning) för kontinuerlig drift vid > 85 % spänning (85 – 110 % spänning) och frekvenser inom 49,0 – 50,3 Hz. Frekvensdelen i TBE-kravet kommer ifrån SvKFS 2005:2 (ursprungligen från Nordel-kravet) dvs från det "kontinuerliga" drifttidskravet.

För vattenkraft gäller att turbinregulatorn i vissa anläggningar går över i ö-nätsdrift när frekvensen går över 51,1 Hz. Detta innebär att utmatade effekt kraftigt reduceras. Det bör specificeras att det är tillåtet att minska effektutmatningen vid hög frekvens.

Området för obegränsad drift är utökat från 49,0-50,3 Hz till 49,0-51,0 Hz. Motiv till denna utökning saknas.

Energiföretagen Sveriges förslag till tillägg i Kapitel 2 §1 bör tas i beaktande här, det vill säga att aggregat kan behöva kopplas bort från nätet av andra anledningar.

2.3 Kapitel 3, §3

3 § Kraftproduktionsmodul av typ A, B, C och D ska tillhandahålla reduktion av aktiv effekt som frekvenssvar vid begränsat frekvenskänslighetsläge - överfrekvens (LFSM-O), vid en frekvenströskel som enligt artikel 13.2 c EU-förordningen bestäms till 50,5 Hz. Automatisk bortkoppling av kraftproduktionsmodulen får ej användas såsom alternativ till reduktion av aktiv effekt vid överfrekvens.

2.3.1 Energiföretagen Sveriges förslag:

3 § Kraftproduktionsmodul av typ A, B, C och D ska tillhandahålla reduktion av aktiv effekt som frekvenssvar vid begränsat frekvenskänslighetsläge - överfrekvens (LFSM-O), vid en frekvenströskel som enligt artikel 13.2 c EU-förordningen bestäms till 50,5 Hz, Automatisk bortkoppling av kraftproduktionsmodulen får ej användas såsom alternativ till reduktion av aktiv effekt vid överfrekvens. Befintlig kärnkraft är undantagen från krav på frekvensreglering.

2.3.2 Kommentarer

Alla produktionsanläggningar och eventuella tillhörande vattensystem är inte lämpade för att tillhandahålla reglering. Tillhandahållande av reglerresurser bör vara en fråga för marknaden och inte en del av kraven för anslutning. LFSM-O är dock reglering utanför både normal- och stördriftsbandet, vilket innebär att de mycket sällan kommer att aktiveras. Därför är kraven acceptabla såvida undantag beviljas vid behov. Energiföretagen Sveriges förslag till tillägg i Kapitel 2 §1 bör tas i beaktande här, dvs att anläggningar kan vara olämpliga för LFSM-O av nukleära, hydrologiska, hydrodynamiska, meteorologiska eller miljömässiga orsaker eller på grund av sådana särskilt angivna villkor för produktionsanläggningen som beslutats av domstol. I likhet med SvKFS 2005:2 bör det framgå att kärnkraft är undantaget från krav på automatisk kontinuerlig frekvensreglering och frekvensreglering vid störning.

2.4 Kapitel 3, §5

5 § För kraftproduktionsmoduler bestäms enligt artikel 13.2 f. i EU-förordningen att för typ A, B, C och D ska när lägsta nivå med reglerförmåga uppnås vid begränsat frekvenskänslighetsläge - överfrekvens (LFSM-O), kraftproduktionsmodulen fortsätta att fungera på denna nivå.

2.4.1 Energiföretagen Sveriges förslag:

*5 § För kraftproduktionsmoduler bestäms enligt artikel 13.2 f. i EU-förordningen att för typ A, B, C och D ska när lägsta nivå med reglerförmåga **inom av kraftproducenten tillåtet driftområde** uppnås vid begränsat frekvenskänslighetsläge - överfrekvens (LFSM-O), kraftproduktionsmodulen fortsätta att fungera på denna nivå.*

2.4.2 Kommentarer

Det är vanligt att kraftproduktionsmoduler har ett begränsat driftområde, exempelvis att modulen bara kan köras på 60-100 % effekt. Drift utanför det tillåtna driftområdet kan medföra olika typer av risker, till exempel risk för skada på modulen eller reaktor- och säkerhetsrisker. Det bör förtydligas i texten att reglering bara behöver utföras inom det tillåtna driftområdet. Det är anläggningsägarens ansvar att definiera vad som är det tillåtna driftområdet för kraftproduktionsmodulen, med hänsyn taget till exempelvis risk för skada på aggregatet, säkerhetsrisker och miljörisker.

2.5 Kapitel 3, §7

7 § För kraftproduktionsmoduler av typ A, B, C och D anges enligt artikel 13.4 a EU-förordningen att den maximala minskningen av den aktiva uteffekten till följd av sjunkande frekvens under 49,0 Hz sätts minskningsnivån till 3 % för varje 1 Hz.

2.5.1 Energiföretagen Sveriges förslag:

*7 § För kraftproduktionsmoduler av typ A, B, C och D anges enligt artikel 13.4 a EU-förordningen att den maximala minskningen av den aktiva uteffekten till följd av sjunkande frekvens under 49,0 Hz sätts minskningsnivån till **10 % för varje 1 Hz**.*

2.5.2 Kommentarer

Detta krav är en kraftig skärpning av tidigare krav för värmekraftblock. Det tidigare kravet är formulerat annorlunda men om det räknas om i %/Hz så motsvarar det 10-15% effektminskning per Hz frekvensavvikelse (15% effektminskning ner till 49,0 Hz dvs 15%/Hz eller 15% effektminskning mellan 49,0 och 47,5 Hz dvs 10%/Hz). Skärpningen motiveras i underlaget från SvK enbart ur ett systemperspektiv, och det framgår inte om det ens är fysikaliskt möjligt för en produktionsanläggning att uppfylla det skärpta kravet. Historiskt har systemets och kraftproducenternas egenskaper formulerats i samråd, men denna kravskärpning har inte samvärderats. En kostnads-nyttoanalys som visar på värdet av kravskärpningen är önskvärd då eventuella konsekvenser kan innebära kostsamma ombyggnationer/anpassningar av kraftproduktionsmoduler.

2.6 Kapitel 3, §9

9 § För kraftproduktionsmodul av typ A, B och C anges, vid automatisk anslutning till nätet, följande krav enligt artikel 13.7 b EU-förordningen för ökningen av aktiv uteffekt beroende på nätfrekvensen i anslutningspunkten.

<i><49,9 Hz</i>	<i>Ingen begränsning vad gäller ökningstakt av aktiv uteffekt</i>
<i>49,9 – 50,1 Hz</i>	<i>Ökning med maximalt 10 procent av nominell aktiv uteffekt per minut</i>
<i>> 50,1 Hz</i>	<i>Ökning av uteffekten ej tillåten.</i>

2.6.1 Energiföretagen Sveriges förslag:

9 § För kraftproduktionsmodul av typ A, B och C anges, vid automatisk anslutning till nätet, följande krav enligt artikel 13.7 b EU-förordningen för ökningen av aktiv uteffekt beroende på nätfrekvensen i anslutningspunkten.

<i><50,05 Hz</i>	<i>Ingen begränsning vad gäller ökningstakt av aktiv uteffekt</i>
<i>50,05 – 50,1 Hz</i>	<i>Ökning med maximalt 10 procent av nominell aktiv uteffekt per minut</i>
<i>> 50,1 Hz</i>	<i>Ökning av uteffekten ej tillåten.</i>

2.6.2 Kommentarer

Det är oklart vad som menas med "automatisk anslutning" i denna paragraf. Är en start av ett aggregat som initieras från driftcentralen att betrakta som en automatisk start? I de flesta fall när start av ett aggregat görs kommer läget 49,9-50,1 Hz att råda. En begränsning av tillåten effekttökning i hela detta intervall är därför problematisk. Till exempel så innebär en normal uppstart av ett vattenkraftaggregat att turbinen varvas upp till nominellt varvtal, synkroniseras till nätet och därefter lastas på till önskad driftpunkt. Pålastningen görs relativt snabbt för att minimera tiden som aggregatet körs i låglast. Körning vid låg last innebär ofta höga vibrationer, pulsation och kavitation i vattenvägen, som kan skada aggregatet. Den begränsning av pålastningshastigheten som föreslås i §10 innebär att aggregat vid uppstart ska ligga flera minuter i skadliga driftområden istället för några sekunder som idag. Det skulle innebära stora risker för skador på vattenkraftaggregaten.

Det är inte önskvärt att öka inmatningen till nätet vid höga frekvenser. Att begränsa inmatningsökningshastigheten vid hög frekvens är därför rimligt. Om gränsen för snabb pålastning sätts vid 50,05 Hz så får det till följd att möjligheten att starta aggregat begränsas, vilket är bra ur systemperspektiv. Samtidigt lämnas ett utrymme för att kunna starta och lasta på aggregat vid måttlig överfrekvens, vilket är önskvärt ur ett marknadsperspektiv (dvs att balansansvariga parter ska ha möjlighet att starta och lasta på aggregat för att hålla sitt eget åtagande gentemot marknaden).

2.7 Kapitel 3, §11

11 § Synkron kraftproduktionsmodul av typ B och C ska förbli ansluten till nätet med fortsatt stabil funktion efter ett fel i anslutningspunkten enligt artikel 14.3 a.v EU-förordningen tabell 3.1 med följande spänningsparametrar.

<i>Uret = 0,25</i>	<i>tclear = 0,20 sekunder</i>
<i>Uclear = 0,90</i>	<i>trec1 = 0,20 sekunder</i>
<i>Urec1 = 0,90</i>	<i>trec2 = 0,50 sekunder</i>
<i>Urec2 = 0,90</i>	<i>trec3 = 0,50 sekunder</i>

2.7.1 Energiföretagen Sveriges förslag:

*11 § Synkron kraftproduktionsmodul av typ B och C ska förbli ansluten till nätet med fortsatt stabil funktion efter ett fel i **närmaste maskade stamnätspunkt** enligt artikel 14.3 a.v EU-förordningen tabell 3.1 med följande spänningsparametrar.*

<i>Uret = 0,25</i>	<i>tclear = 0,15 sekunder</i>
<i>Uclear = 0,90</i>	<i>trec1 = 0,20 sekunder</i>
<i>Urec1 = 0,90</i>	<i>trec2 = 0,50 sekunder</i>
<i>Urec2 = 0,90</i>	<i>trec3 = 0,50 sekunder</i>

2.7.2 Kommentar

Felbortkopplingstiden har angetts till 0,20 sekunder. Enligt RfG Artikel 14 ska t_{clear} vara "0,14-0,15 sekunder (eller 0,14-0,25 om detta krävs för systemskydd och säker drift)". SvK har inte visat att systemskydd och säker drift kräver en längre tid än 0,15 sekunder. I punkt (18) i inledningen till RfG står det "(18) Denna förordning bör föreskriva parameterintervall för nationella alternativ i fråga om feltålighet, för att upprätthålla ett proportionerligt synsätt som återspeglar varierande systembehov, t.ex. nivån av förnybara energikällor och befintliga skyddsprinciper för både överförings- och distributionsnät. Med tanke på konfigurationen av vissa nät bör den övre gränsen för krav på feltålighet vara 250 millisekunder. Eftersom den vanligaste tiden för att koppla bort ett fel i Europa för närvarande är 150 millisekunder finns det dock utrymme för det organ som utses av medlemsstaten att godkänna kraven i denna förordning att, innan det godkänner tiden, kontrollera om krav på en längre tid är nödvändigt." Eftersom en lång felbortkopplingstid kan innebära en mycket stor ökning av investeringskostnaden vid nybyggnation eller ombyggnation av kraftproduktionsmoduler bör Ei "kontrollera om krav på en längre tid är nödvändigt" med hjälp av en kostnads-nyttoanalys innan en längre tid än 0,15 sekunder föreskrivs.

RfG specificerar att feltåligheten ska beräknas för ett fel i anslutningspunkten. Detta är en förenkling som kan anses tillfyllest ur den systemansvariges perspektiv, eftersom förenklingen är konservativ med avseende på systemets feltålighet. Ur ett kraftproducentperspektiv är förenklingen dock inte acceptabel, eftersom den innebär att kravet blir onödigt strikt. Att beräkna feltåligheten i den närmaste maskade stamnätspunkten borde vara acceptabelt för alla parter

eftersom det är det tekniskt korrekta förfarandet. I vissa fall kan den närmaste maskade stamnätspunkten vara samma punkt som anslutningspunkten, men i många fall så skiljer sig dessa punkter åt.

Se vidare kommentar till §36 och appendix 2.

2.8 Kapitel 3, §12

12 § Kraftparksmodul av typ B och C ska förbli ansluten till nätet med fortsatt stabil funktion efter ett fel i anslutningspunkten enligt artikel 14.3 a.v EU-förordningen tabell 3.2 med följande spänningsparametrar.

$U_{ret} = 0,15$ $t_{clear} = 0,20$ sekunder

$U_{clear} = 0,15$ $t_{rec1} = 0,20$ sekunder

$U_{rec1} = 0,15$ $t_{rec2} = 0,20$ sekunder

$U_{rec2} = 0,85$ $t_{rec3} = 2,0$ sekunder

Tio sekunder efter felets inträffande ska spänningen i anslutningspunkten antas återgå till 90%.

2.8.1 Energiföretagen Sveriges förslag:

12 § Kraftparksmodul av typ B och C ska förbli ansluten till nätet med fortsatt stabil funktion efter ett fel i **närmaste maskade stamnätspunkt** enligt artikel 14.3 a.v EU-förordningen tabell 3.2 med följande spänningsparametrar.

$U_{ret} = 0,15$ $t_{clear} = 0,15$ sekunder

$U_{clear} = 0,15$ $t_{rec1} = 0,20$ sekunder

$U_{rec1} = 0,15$ $t_{rec2} = 0,20$ sekunder

$U_{rec2} = 0,85$ $t_{rec3} = 2,0$ sekunder

Tio sekunder efter felets inträffande ska spänningen i anslutningspunkten antas återgå till 90%.

2.8.2 Kommentar

Se kommentar till §11 och §36.

2.9 Kapitel 3, §13

13 § Vid beräkning av förmåga till feltålighet enligt artikel 14.3 a.iv EU-förordningen ska arbetspunkten för kraftproduktionsmodul typ B och C, innan fel i anslutningspunkten, motsvara maximal aktiv uteffekt och något övermagnetiserad så att det reaktiva utbytet i anslutningspunkten är noll. Spänningen i anslutningspunkten ska vara 100 %.

2.9.1 Energiföretagen Sveriges förslag:

13 § Vid beräkning av förmåga till feltålighet enligt artikel 14.3 a.iv EU-förordningen ska arbetspunkten för kraftproduktionsmodul typ B och C, innan fel i anslutningspunkten, motsvara maximal aktiv uteffekt och något övermagnetiserad så att det reaktiva utbytet i anslutningspunkten är noll. Spänningen i anslutningspunkten ska vara **den normala driftspänningen i punkten**.

2.9.2 Kommentar

Svenska Kraftnäts driftinstruktion D042 beskriver vilken driftspänning som gäller per station i kraftnätet. Där står också att "Härvid gäller att man normalt, för att minimera förlusterna i nätet,

bör hålla spänning så hög som möjligt inom detta intervall.” (Kap 3.2). Eftersom övre gränsen för normal driftspänning enligt D042 är den normala driftpunkten så är det rimligt att feltåligheten beräknas för drift vid denna punkt. Exempelvis ligger spänningen normalt på 415 kV på 400 kV-nätet.

2.10 Kapitel 3, §18

18 § Kraftproduktionsmodul av typ B, C och D ska enligt artikel 14.3 a.i EU-förordningen kunna upprätthålla utmatning av aktiv effekt inom spänningsintervallet 90–105 % spänning i anslutningspunkten.

2.10.1 Energiföretagen Sveriges förslag:

18 § Kraftproduktionsmodul av typ D ska enligt artikel 16.2 a.i EU-förordningen kunna upprätthålla utmatning av aktiv effekt inom spänningsintervallet 95–105 % spänning i anslutningspunkten.

2.10.2 Kommentarer

Kravet innebär en skärpning mot befintlig svensk kravbild. Detta avseende att beräkningen av referensspänning är olika vilket påverkar kravbilden även om procentsiffrorna är samma. I RfG är referensspänning för nät med 400 kV nominell spänning lika med 400 kV medan i den befintliga svenska kravbilden ska referensspänningen relateras till nominell spänning på generatormotomräknat till uppspanningssidan hos generatormotorn transformator (och vid omräkningen ska hänsyn tas till spänningsfallet över transformatorn vid maximal aktiv effekt och reaktiv effektproduktion motsvarande 1/12 av maximal aktiv effekt, mätt på transformatorns uppspanningssida). Exempelvis för en anläggning med basen 407 kV för befintlig kravbild blir en ny bas på 400 kV en skärpning av kravbilden.

Enligt standard IEC60034-1 ska aggregat klara 95%-105% generatorspänning (zon A) under kontinuerlig drift och 92-108% (zon B) under kortare tid. Att ställa krav som går utanför standard är kostnadsdrivande och går därför emot viljeinriktningen uttryckt i RfG (27): ”Etablerade tekniska standarder bör särskilt övervägas vid utarbetandet av kraven för anslutning.”

Kravet finns inte i RfG utan härrör från den tidigare svenska kravbilden. Kostnads-nyttoanalys som visar att kravet är samhällsekonomiskt lönsamt krävs därför för att ställa detta krav.

I RfG saknas stöd för att kravet ska omfatta kraftproduktionsmoduler av typ B och C.

2.11 Kapitel 3, §19

19 § För en kraftproduktionsmodul av typ B, C och D ska konstruktion och däri ingående apparaters tekniska data vara dokumenterade. Dokumentation om de tekniska data som är relevanta ska på begäran lämnas till den systemansvariga myndigheten. Vid förändring av tekniska data ska den systemansvariga myndigheten informeras om detta.

2.11.1 Energiföretagen Sveriges förslag:

Stryk §19.

2.11.2 Kommentar

Att sammanställa och tillhandahålla data för aggregat är arbetskrävande för producenter. Det har varit ett problem tidigare att SvK begär ut samma data vid upprepade tillfällen istället för att använda det data man tidigare har fått ut.

SvK bör presentera en processbeskrivning som visar hur detta ska gå till i praktiken och hur de hanterar data de begärt i för att säkerställa att de inte begär ut samma data igen utan kan använda tidigare levererat data.

Detta krav finns inte i RfG och en kostnads-nyttoanalys krävs därför innan detta krav kan ställas.

2.12 Kapitel 3, §20

20 § För en kraftproduktionsmodul av typ C och D ska det enligt artikel 15.2 a EU-förordningen vara möjligt att ändra börvärdet för aktiv effekt genom en utifrån kommande signal. Från det att signalen skickas ska effektändring påbörjas inom tio sekunder. Kraftproduktionsmodulen ska kunna reglera uteffekten från maximal uteffekt ned till 50 % uteffekt inom 60 sekunder. Ny stabil effektnivå ska erhållas inom toleransen 2 % från skickat börvärde.

2.12.1 Energiföretagen Sveriges förslag:

*20 § För en kraftproduktionsmodul av typ C och D ska det enligt artikel 15.2 a EU-förordningen vara möjligt att ändra börvärdet för aktiv **effekt i enlighet med instruktioner från den berörda systemansvarige eller den berörda systemansvarige för överföringssystemet. Storleken på regleringen, toleransen som gäller för det nya börvärdet och inom vilken tid detta måste uppnås specificeras i avtal mellan den systemansvarige för överföringssystemet och ägaren till kraftproduktionsmodulen.***

2.12.2 Kommentar

Enligt RfG 15.2 a ska kraftproduktionsmodulen kunna justera ett börvärde i enlighet med instruktioner från den systemansvarige. Ei:s föreskriftstext går längre och kräver att börvärdet ska kunna ändras mycket snabbt i enlighet med en utifrån kommande signal. Både den korta tidsfristen, det höga kravet på noggrannhet i regleringen och skrivningen om en utifrån kommande signal är problematiska.

Många kraftstationer har säkerhetsmässiga begränsningar i hur de kan köras som beror på det aktuella driftläget. För kärnkraft handlar det bland annat om de termiska marginalerna i kärnbränslet och reaktorsäkerhet och för vattenkraft om dammsäkerhet och vattendomar, men också om drift- och personsäkerhet på anläggningarna. Börvärdesändringar, speciellt om de är stora, kan därför i många fall kräva en bedömning av driftcentralen innan de kan verkställas. En sådan bedömning kan inte göras på 10 sekunder. Typisk ledtid för processen från börvärdesändring till ändrad generatoreffekt i ett kärnkraftverk är ca 30-40 sekunder. Idag utförs regleringar på olika sätt, både via olika marknadsmekanismer och systemvärn utanför marknaden enligt bestämmelser i SO-koden. Det är inte rimligt att sätta upp allmänna krav för hur snabbt regleringar ska kunna utföras, detta måste få avgöras från fall till fall i dialog mellan parterna. Ett krav på 2% tolerans är onödigt högt om detta handlar om systemvärn. Kravet är problematiskt för många vattenkraftverk eftersom effektändringen för en given reglering av pådraget beror av den aktuella fallhöjden.

Att gå ner till 50% effekt ligger utanför tillåtet driftområde för många vattenkraftaggregat. Kravet bör vara att man ska kunna göra en stor reglering inom driftområdet.

Om allmänna krav på detta område måste ställas enligt RfG så är följande krav rimliga:

”Kraftproduktionsmoduler som levererar sekundär frekvensreglering (automatic frequency restoration reserve) ska kunna reglera ut såld volym aktiv effekt inom 120 sekunder.

Kraftproduktionsmoduler som levererar tertiär frekvensreglering (manual frequency restoration reserve) ska kunna reglera ut såld volym aktiv effekt inom 15 minuter.

Sekundär och tertiär frekvensreglering ska levereras inom en tolerans av $\pm 20\%$ av såld volym.”

Tidskravet för reglerreserverna är idag 120 sekunder för aFRR och 15 minuter för mFRR. Dessa värden tillsammans med en tolerans borde räcka som specifikation enligt skrivningen i RfG. Om Ei anser att tidskraven för reglerreserverna behöver ändras så bör detta motiveras.

Idag finns ingen specifikation för toleransen för fel i utreglerad aFRR och mFRR. Däremot krävs att leverantören rapporterar in faktiskt levererad effekt. En tolerans på $\pm 20\%$ av den sålda volymen kan anses vara rimlig om man tar i beaktande dels hur noggrannheten allmänt ser ut idag för leveransen av dessa produkter, och även den allmänna svårigheten i att reglera effekten från en vattenkraftstation exakt, då den varierar med fallhöjden över turbinen. I §20 föreslås att toleransen för reglerfel ska vara max 2% från skickat börvärde. För en 100 MW anläggning innebär det en tolerans på 2 MW (om det är procent av installerad effekt som avses). Om anläggningen säljer ± 10 MW aFRR med en tolerans på 20% av såld reserv så blir toleransen också 2 MW. Om anläggningen säljer en mindre reserv så blir kravet om en tolerans på 20% av den sålda reserven hårdare än förslaget om 2% av installerad effekt.

2.13 Kapitel 3, §21

21 § Kraftproduktionsmodul av typ C och D ska enligt artikel 15.2 c.i EU-förordningen tillhandahålla ökning av aktiv effekt som frekvenssvar vid begränsat frekvenskänslighetsläge - underfrekvens (LFSM-U), vid en frekvenströskel på 49,5 Hz.

2.13.1 Energiföretagen Sveriges förslag:

21 § Kraftproduktionsmodul av typ C och D ska enligt artikel 15.2 c.i EU-förordningen tillhandahålla ökning av aktiv effekt som frekvenssvar vid begränsat frekvenskänslighetsläge - underfrekvens (LFSM-U), vid en frekvenströskel på 49,5 Hz.

Befintlig kärnkraft är undantagen från krav på frekvensreglering.

När högsta nivå inom tillåtet driftområde uppnås ska kraftproduktionsmodulen fortsätta att fungera på denna nivå.

2.13.2 Kommentarer

Tillhandahållande av reglerresurser bör vara en fråga för marknaden och inte en del av kraven för anslutning. LFSM-U är dock reglering utanför både normal- och stördriftsbandet, vilket innebär att de mycket sällan kommer att aktiveras. Därför är kraven acceptabla såvida undantag beviljas vid behov.

Alla produktionsanläggningar och eventuella tillhörande vattensystem är inte lämpade för att tillhandahålla reglering, och kärnkraften har enligt tidigare föreskrifter, SvKFS 2005:2, varit helt undantagna från frekvensreglering och bör även fortsättningsvis kunna få undantag av reaktorsäkerhetsmässiga skäl.

En skrivning liknande den som finns i SvKFS 2005:2, 3 kap 4§, bör läggas till här för att förtydliga att kravet på frekvenssvar är underordnat vissa andra hänsyn som behöver tas.

För reglerformen LFSM-O finns en skrivning i §6 som anger att reglering bara krävs inom aggregatets tillåtna driftområde. Motsvarande skrivning behöver läggas till för LFSM-U. Att gå utanför tillåtet driftområde skulle kunna innebära konflikt med andra myndigheters föreskrifter samt särskilt angivna villkor för produktionsanläggningen som beslutats av domstol, exempelvis

vattendoromar och strålsäkerhet. Det kan också innebära risk för skador på kraftproduktionsmodulen.

2.14 Kapitel 3, §24

24 § Kraftproduktionsmoduler av C och D ska enligt artikel 15.2 d EU-förordningen kunna aktivera drift i frekvenskänslighetsläge (FSM). FSM ska enligt artikel 15.2 d.i EU-förordningen endast vara aktiverat om den systemansvariga myndigheten beordrar det.

2.14.1 Energiföretagen Sveriges förslag:

Reglerformen FSM motsvaras i Sverige av andra frekvensregleringsprodukter. De kraftproduktionsmoduler som väljer att delta på marknaden för frekvensregleringsprodukter ska kunna leverera dessa produkter enligt systemoperatörens tekniska specifikation, vilken ska godkännas av tillsynsmyndigheten. Kraftproduktionsmoduler som väljer att inte delta på reglermarknaden behöver inte kunna aktivera FSM.

2.14.2 Kommentar

I RfG-koden står det i paragraf 15.2.d:

d) Utöver punkt 2 c ska följande gälla kumulativt för drift i frekvenskänslighetsläge (FSM):

i) [...]

Engelska ursprungstexten lyder: (d) in addition to point (c) of paragraph 2, the following shall apply cumulatively when frequency sensitive mode ('FSM') is operating: i) [...]

Ordalydelsen av RfG är alltså att en rad krav i-vii ska gälla *när* en kraftproduktionsmodul körs i FSM-läge. Det står inte att kraftparksmoduler måste köra i FSM eller ens att de måste kunna köra i FSM.

FSM är en reglerform som inte kommer att användas i Sverige, enligt SvK:s förslag till generellt tillämpliga krav som ligger till grund för dessa föreskrifter. Reglerformen FSM motsvaras i Sverige av reglerprodukterna FCR-N och FCR-D. Det är idag frivilligt att delta i marknaderna för FCR-N och FCR-D. Att föreskriva att alla kraftproduktioner måste kunna leverera FSM eller de motsvarande produkterna FCR-N och FCR-D är inte förenligt med idén om en fri marknad där de totala kostnaderna för kraftsystemet i sin helhet minimeras i och med att varje aktör själv kan optimera sin verksamhet och sälja de produkter som den kan producera på ett konkurrenskraftigt sätt. Alla produktionsanläggningar och eventuella tillhörande vattensystem är inte lämpade för att tillhandahålla reglering. Svensk kärnkraft har exempelvis inte hittills levererat frekvensregleringsprodukter till nätet, bland annat av reaktorsäkerhetsskäl. Tillhandahållande av reglerresurser bör vara en fråga för marknaden och inte en del av kraven för anslutning. Att kräva att kraftproduktionsmoduler ska vara utrustade för att kunna köras i en reglerform som aldrig är tänkt att användas är kostnadsdrivande utan att tillföra någon nytta för systemet, och är därför orimligt.

2.15 Kapitel 3, §26

26 § För kraftproduktionsmoduler av typ C och D bestäms enligt artikel 15.2 d.i tabell 4 EU-förordningen att för drift i frekvenskänslighetsläge (FSM) ska kraftproduktionsmodulen arbeta med en okänslighet för frekvenssvar om maximalt 10 mHz.

2.15.1 Energiföretagen Sveriges förslag:

*26 § För kraftproduktionsmoduler av typ C och D bestäms enligt artikel 15.2 d.i tabell 4 EU-förordningen att för drift i frekvenskänslighetsläge (FSM) ska kraftproduktionsmodulen arbeta med en okänslighet för frekvenssvar om maximalt **30 mHz**.*

2.15.2 Kommentarer

12% droop motsvarar 17%/Hz reglerstyrka. Detta innebär att 10mHz frekvensändring ska ge 0,17% pådragsändring eller 0,17% effektändring. Att med precision kunna reglera tiondelar av procent är inte möjligt för de flesta aggregat, inte ens för de som är lämpade för frekvensreglering och levererar FCR-N och FCR-D idag. Mekaniska glapp, ventilövertäckning, elasticitet i material etc. gör att extremt små rörelser på reglerutrustningen inte alltid leder till en förändring av uteffekten. Kravet på 10 mHz okänslighet återfinns även i SO-koden bilaga 5, men där framgår det tydligt att det handlar om okänsligheten i frekvensmätningen. Texten i RfG och EI 2018:x kan tolkas som att det handlar om den minsta frekvensavvikelse som ska resultera i en ändring av kraftproduktionsmodulens effekt. Då är 10 mHz orimligt.

För övrigt gäller även här att krav på frekvensregleringsförmåga endast borde ställas på de kraftproduktionsmoduler som säljer reglerprodukterna FCR-N och FCR-D på marknaden.

2.16 Kapitel 3, §28

*28 § För kraftproduktionsmoduler av typ C och D bestäms enligt artikel 15.2 d.i tabell 4 EU-förordningen att kraftproduktionsmodulen ska för drift i frekvenskänslighetsläge (FSM) arbeta med ett intervall för aktiv effekt i förhållande till maximal kontinuerlig effekt om **5–10 %**.*

2.16.1 Energiföretagen Sveriges förslag:

*28 § För kraftproduktionsmoduler av typ C och D bestäms enligt artikel 15.2 d.i tabell 4 EU-förordningen att kraftproduktionsmodulen ska för drift i frekvenskänslighetsläge (FSM) arbeta med ett intervall för aktiv effekt i förhållande till maximal kontinuerlig effekt om **1,5-10%**.*

2.16.2 Kommentarer

Av §25 framgår att FSM ska arbeta med 2-12% statikfaktor. Det framgår dock inte i vilket frekvensband FSM ska arbeta. Om FSM är aktiv i frekvensbandet 49,9-50,1 Hz så blir 2% statik = 10% reglering, 12% statik = 1,7% reglering. Det går inte ihop rent matematiskt med kravet om 5-10% reglering av effekten. 5-10% reglering av effekten motsvaras av ett krav på 2-4% statikfaktor. I RfG anges kravet 1,5-10% effekt vilket motsvaras av det angivna statikkravet 2-12%.

För övrigt gäller även här att krav på frekvensregleringsförmåga endast borde ställas på de kraftproduktionsmoduler som säljer reglerprodukterna FCR-N och FCR-D på marknaden.

2.17 Kapitel 3, §32

***32 §** Kraftproduktionsmoduler av typ C och D, och av följande teknik, bestäms enligt artikel 15.6 e EU-förordningen att de vid effektreglering ska klara följande ändringshastigheter.*

<i>Anläggningstyp</i>	<i>Ändringshastighet</i>	<i>Reglerområde</i>	<i>Effektområde</i>
-----------------------	--------------------------	---------------------	---------------------

	<i>[%/minut]</i>	<i>[% av nominell effekt]</i>	<i>[% effekt]</i>
<i>Vattenkraft</i>	<i>40</i>	<i>100</i>	<i>0–100</i>
<i>Kolkondens</i>	<i>4</i>	<i>30</i>	<i>60–90</i>
<i>Oljekondens</i>	<i>8</i>	<i>30</i>	<i>40–90</i>
<i>Kraftvärmeverk</i>	<i>4</i>	<i>30</i>	<i>60–90</i>
<i>Kärnkraftverk (tryck)</i>	<i>5</i>	<i>30</i>	<i>60–90</i>
<i>Kärnkraftverk (kok)</i>	<i>10</i>	<i>30</i>	<i>60–90</i>
<i>Gasturbin jettyp</i>	<i>20</i>	<i>100</i>	<i>0–100</i>
<i>Gasturbin industrityp</i>	<i>7</i>	<i>100</i>	<i>0–100</i>
<i>Kraftparksmodul</i>	<i>100</i>	<i>100</i>	<i>0–100</i>

Med reglerområde avses ett effektintervall inom specificerat effektområde.

2.17.1 Energiföretagen Sveriges förslag:

32 § *Minsta och högsta tillåtna ramphastighet för ändring av aktiv uteffekt för kraftproduktionsmoduler av typ C och D enligt artikel 15.6 e EU-förordningen bestäms i samråd mellan den berörda systemansvarige, den berörda systemansvarige för överföringssystemet och ägaren till kraftproduktionsmodulen.*

2.17.2 Kommentar

I RfG Artikel 15.6 står det: "e) Den berörda systemansvarige ska, i samordning med den berörda systemansvarige för överföringssystemet, ange kraftproduktionsmodulens övre och nedre gränser för ändringshastigheten för aktiv uteffekt (rampgränser), för ändring både uppåt och nedåt av den aktiva uteffekten, med hänsyn tagen till de specifika egenskaperna hos tekniken för den primära drivkraften."

Det som ska föreskrivas är alltså högsta och lägsta tillåtna ramphastighet. Reglerområde och effektområde behöver inte föreskrivas. I Ei:s föreskriftstext speglar en tabell från SvkFS 2005:2 som anger nedre gräns för ramphastighet men inte en övre gräns.

De reglerområden som specificerats för vattenkraft i tabellen från SvkFS 2005:2 är orimliga. Driftområde för en vattenkraft turbin normalt sett inte 0-100% utan snarare i området 40-100% för Kaplanturbiner och 60-100% för Francisturbiner.

Syftet med att föreskriva en allmänt gällande nedre och övre gräns för ramphastigheter är oklart. I vissa lägen kan det vara bra för kraftsystemet att aggregat rampar effekten snabbt, i andra fall kan man vilja begränsa förändringshastigheten. För kraftstationer kan det i vissa driftlägen vara önskvärt att förändra produktionen snabbt, och i andra situationer är det olämpligt. För vattenkraft kan exempelvis risk för svallning i vattenvägarna begränsa möjligheten att rampa produktionen snabbt. Placeringen i älven och vattendomar kan också ha avgörande betydelse för vilka ramphastigheter som är möjliga. Reglerhastigheten i kärnkraftverk begränsas av de termiska marginalerna i kärnbränslet.

Det vore önskvärt att TSO, DSO och kraftproducent i dialog kom överens om vilka ramphastigheter som är önskvärda dels beroende på kraftslag men också beroende på kraftproduktionsmodulernas individuella egenskaper och placering i nätet.

2.18 Kapitel 3, §33

33 § *Kraftproduktionsmoduler av typ C och D, och av följande teknik, inom frekvensområde 49–51 Hz, bestäms enligt artikel 15.6 e EU-förordningen att de ska klara följande stegändring av produktionen*

Anläggningstyp	Effektsteg [%]	Inom tid [sekund]	Effektområde [% effekt]
Vattenkraft med Kaplanturbin	10	5	50–100
	30	30	50-100
Vattenkraft med Francisturbin	20	5	50–100
	30	15	50-100
Kol- och Oljekondens	2,5	5	50–90
	5	30	50–90
Kraftvärme	2,5	5	50–90
	5	30	50-90
Gasturbin	10	5	0–100
	20	30	0-100
Kraftparksmodul	30	15	0–100

2.18.1 Energiföretagen Sveriges förslag:

§33 stryks.

2.18.2 Kommentar

Stöd för att föreskriva svar på stegändring på detta sätt saknas i RfG, se §32 med kommentar. Tabellen i paragraf 33 anger att Kaplanturbiner ska kunna ändra effekten med 10% på 5 sekunder, Francisturbiner med 20% på 5 sekunder. Detta är orimligt. Även om servon dimensioneras för att kunna reglera ledkrans och löphjul med dessa reglerhastigheter så kommer vattenvägen i många fall att omöjliggöra att effekten ökas så snabbt. Ju snabbare ledskenorna öppnas desto större initialt svar åt fel håll orsakas innan effekten går mot önskat läge (systemet är icke-minfas). Värdena som anges i tabellen är troligen baserade på hur snabb pådragsändring man kräver av aggregaten. Kravställaren kan ha missat att effektförändringen inte kommer lika snabbt som pådragsändringen.

2.19 Kapitel 3, §35

35 § De krav som anges i 36–40 §§ gäller oavsett om felet är symmetriskt eller inte.

2.19.1 Energiföretagen Sveriges förslag:

35 § De krav som anges i 36–40 §§ gäller oavsett om felet är ett **symmetriskt shuntfel** eller ett **asymmetriskt shuntfel**.

2.19.2 Kommentar

Förtydligande av vilka fel som avses.

2.20 Kapitel 3, §36

36 § Synkron kraftproduktionsmodul av typ D ska förbli ansluten till nätet med fortsatt stabil funktion efter ett fel i anslutningspunkten enligt artikel 16.3 a.i tabell 7.1 EU-förordningen med följande spänningsparametrar.

$$U_{ret} = 0,0$$

$$t_{clear} = 0,20 \text{ sekunder}$$

$$\begin{array}{ll} U_{clear} = 0,25 & t_{rec1} = 0,45 \text{ sekunder} \\ U_{rec1} = 0,545 & t_{rec2} = 0,45 \text{ sekunder} \\ U_{rec2} = 0,90 & t_{rec3} = 0,75 \text{ sekunder} \end{array}$$

2.20.1 Energiföretagen Sveriges förslag:

För en synkron kraftproduktionsmodul av typ D ska gränsbryttiden ska vara 150 millisekunder eller längre vid simulering med bästa kända nätmodell och bästa kända modeller för aggregattransformatorn, generatoren, magnetiseringssystemet och felbortkopplingssystemet med ett utgångstillstånd som är förenligt med tillämpningen av gällande driftinstruktioner. Kraftproduktionsmodulen ska härvid förbli ansluten till nätet med fortsatt stabil funktion efter störningar i elkraftsystemet till följd av korrekt bortkopplade fel i överföringsnätet och det yttre nätets topologi så medger.

Hjälpkraftsystem ska dimensioneras för att klara följande spänning-tid-profil:

$$\begin{array}{ll} U_{ret} = 0,0 & t_{clear} = 0,15 \text{ sekunder} \\ U_{clear} = 0,25 & t_{rec1} = 0,45 \text{ sekunder} \\ U_{rec1} = 0,545 & t_{rec2} = 0,45 \text{ sekunder} \\ U_{rec2} = 0,90 & t_{rec3} = 0,75 \text{ sekunder} \end{array}$$

2.20.2 Kommentar

Felbortkopplingstiden har angetts till 0,20 sekunder. Enligt RfG Artikel 14 ska t_{clear} vara "0,14-0,15 sekunder (eller 0,14-0,25 om detta krävs för systemskydd och säker drift)". SvK har inte visat att systemskydd och säker drift kräver en längre tid än 0,15 sekunder. I punkt (18) in inledningen till RfG står det "(18) Denna förordning bör föreskriva parameterintervall för nationella alternativ i fråga om feltålighet, för att upprätthålla ett proportionerligt synsätt som återspeglar varierande systembehov, t.ex. nivån av förnybara energikällor och befintliga skyddsprinciper för både överförings- och distributionsnät. Med tanke på konfigurationen av vissa nät bör den övre gränsen för krav på feltålighet vara 250 millisekunder. Eftersom den vanligaste tiden för att koppla bort ett fel i Europa för närvarande är 150 millisekunder finns det dock utrymme för det organ som utses av medlemsstaten att godkänna kraven i denna förordning att, innan det godkänner tiden, kontrollera om krav på en längre tid är nödvändigt." Eftersom en lång felbortkopplingstid kan innebära en mycket stor ökning av investeringskostnaden vid nybyggnation eller ombyggnation av kraftproduktionsmoduler bör Ei "kontrollera om krav på en längre tid är nödvändigt" med hjälp av en kostnads-nyttoanalys innan en längre tid än 0,15 sekunder föreskrivs.

RfG specificerar att feltåligheten ska beräknas för ett fel i anslutningspunkten. Detta är en förenkling som kan anses tillfyllest ur den systemansvariges perspektiv, eftersom förenklingen är konservativ med avseende på systemets feltålighet. Ur ett kraftproducentperspektiv är förenklingen dock inte acceptabel, eftersom den innebär att kravet blir onödigt strikt. Att beräkna feltåligheten i den närmaste maskade stamnätspunkten borde vara acceptabelt för alla parter eftersom det är det tekniskt korrekta förfarandet. I vissa fall kan den närmaste maskade

stamnätspunkten vara samma punkt som anslutningspunkten, men i många fall så skiljer sig dessa punkter åt.

Spänningsprofilen som anges i paragrafen togs ursprungligen fram som en specifikation för dimensionering av hjälpkraftssystem. Det är olyckligt att denna profil har kommit att användas för simulering av hela anläggningens feltålighet. För att bedöma hela anläggningens förmåga att förbli ansluten till nätet efter ett fel är det lämpligare att formulera krav på gränsbryttiden och att använda bästa kända nätmodeller, resultat av verkstadsprov av aggregattransformator, generator, magnetiseringssystem (matare, spänningsregulator, begränsare och dämptillsats) samt realistiska värden på reläskyddssystem och brytare för simulering.

Det är lämpligt att dela paragrafen i två avsnitt: (a) kraven på gränsbryttid och (b) kraven på hjälpkraftssystem definierat med spänning-tidsprofil.

Se vidare diskussion i Appendix 2.

2.21 Kapitel 3, §37

37 § Kraftparksmodul av typ D ska förbli ansluten till nätet med fortsatt stabil funktion efter ett fel i anslutningspunkten enligt artikel 16.3 a.i tabell 7.2 EU-förordningen med följande spänningsparametrar.

$$\begin{array}{ll} U_{ret} = 0,0 & t_{clear} = 0,20 \text{ sekunder} \\ U_{clear} = 0,0 & t_{rec1} = 0,20 \text{ sekunder} \\ U_{rec1} = 0,0 & t_{rec2} = 0,20 \text{ sekunder} \\ U_{rec2} = 0,85 & t_{rec3} = 2,0 \text{ sekunder} \end{array}$$

Spänningen bestäms enligt artikel 16.3 a.ii EU-förordningen att den ska antas återgå i anslutningspunkten till 90 % tio sekunder efter felets inträffande.

2.21.1 Energiföretagen Sveriges förslag:

*37 § Kraftparksmodul av typ D ska förbli ansluten till nätet med fortsatt stabil funktion efter ett fel i **närmaste maskade nätpunkt** enligt artikel 16.3 a.i tabell 7.2 EU-förordningen med följande spänningsparametrar.*

$$\begin{array}{ll} U_{ret} = 0,0 & t_{clear} = 0,15 \text{ sekunder} \\ U_{clear} = 0,0 & t_{rec1} = 0,20 \text{ sekunder} \\ U_{rec1} = 0,0 & t_{rec2} = 0,20 \text{ sekunder} \\ U_{rec2} = 0,85 & t_{rec3} = 2,0 \text{ sekunder} \end{array}$$

Spänningen bestäms enligt artikel 16.3 a.ii EU-förordningen att den ska antas återgå i anslutningspunkten till 90 % tio sekunder efter felets inträffande.

2.21.2 Kommentar

Samma krav för gränsbryttid bör gälla som för synkrona kraftproduktionsmoduler. Se kommentar till §36.

2.22 Kapitel 3, §38

38 § Vid beräkning av förmåga till feltålighet bestäms enligt 16.3 b.ii EU-förordningen att arbetspunkten för kraftproduktionsmodul typ D, innan fel i anslutningspunkten, ska motsvara

maximal aktiv uteffekt och något övermagnetiserad så att det reaktiva utbytet i anslutningspunkten är noll. Spänningen i anslutningspunkten ska vara 100 %.

2.22.1 Energiföretagen Sveriges förslag:

*38 § Vid beräkning av förmåga till feltålighet bestäms enligt 16.3 b.ii EU-förordningen att arbetspunkten för kraftproduktionsmodul typ D, innan fel i anslutningspunkten, ska motsvara maximal aktiv uteffekt och något övermagnetiserad så att det reaktiva utbytet i anslutningspunkten är noll. Spänningen i anslutningspunkten ska vara **den normala driftspänningen i punkten.***

2.22.2 Kommentar

Här anges att man ska räkna på 100 % spänning dvs 400 kV, men i praktiken är spänningen cirka 415 kV om nätet drivs enligt driftinstruktion D42, där spänningsintervall anges och det också anges att "Härvid gäller att man normalt, för att minimera förlusterna i nätet, bör hålla spänning så hög som möjligt inom detta intervall." (Kap 3.2).

Detta antagande har mycket stor betydelse för överföringsförmågan på stamnätet och för den gränsbryttid som blir resultatet av simuleringen. Vanligtvis antas att överföringsförmågan ökar med kvadraten på spänningsnivån. I enkla fall med produkten av spänningen i den första stationen och spänningen i den andra stationen. Överföringsförmågan i stamnätets snitt 2 kan uppgå till närmare 8 000 MW vid en spänningsnivå om 415 kV. Om det i stället antas att spänningsnivån är 400 kV så uppskattas överföringsförmågan sjunka till cirka 7 400 MW, det vill säga med cirka 600 MW.

2.23 Kapitel 3, §41

41 § Det felfall som ska analyseras enligt 35–38 §§ ska motsvara ett trefasigt fel i anslutningspunkten med en felbortkopplingstid om 200 ms.

2.23.1 Energiföretagen Sveriges förslag:

*41 § Det felfall som ska analyseras enligt 35–38 §§ ska motsvara ett trefasigt fel i **den närmaste maskade stamnätspunkten** med en felbortkopplingstid om **150 ms.***

2.23.2 Kommentar

Se kommentar för §36.

2.24 Kapitel 4, §6

6 § Vid fel i anslutningspunkten som bortkopplas inom 100 ms ska enligt 17.3 EU-förordningen den aktiva uteffekten från synkrona kraftproduktionsmoduler av typ B, C och D återtagit samma nivå som innan fel inom 5 sekunder.

2.24.1 Energiföretagen Sveriges förslag:

*6 § Vid fel i **den närmaste maskade stamnätspunkten** som bortkopplas inom 100 ms ska enligt 17.3 EU-förordningen den aktiva uteffekten från synkrona kraftproduktionsmoduler av typ B, C och D återtagit samma nivå som innan fel inom 5 sekunder.*

2.24.2 Kommentar

Om aggregatet är radialmatat så kan drift inte återupptas efter ett fel i anslutningspunkten, eftersom anläggningen då ska vara bortkopplad från nätet. Skrivningen "fel i den närmaste maskade stamnätspunkten" inbegriper anslutningspunkten om den är ansluten till mer än en ledning, men inte om den är radialmatad. Det är därför mer korrekt.

2.25 Kapitel 4, §7

7 § Synkrona kraftproduktionsmoduler av typ C och D ska använda automatisk spänningsreglering för spänningsreglering av kraftproduktionsmodulens interna spänning om inte innehavaren av det nät till vilket anläggningen är ansluten medger annat.

2.25.1 Energiföretagen Sveriges förslag:

*7 § Synkrona kraftproduktionsmoduler av typ C och D ska vara försedda med automatisk spänningsreglering för spänningsreglering av kraftproduktionsmodulens **spänningen på generatorns fasuttag** om inte innehavaren av det nät till vilket anläggningen är ansluten medger annat.*

2.25.2 Kommentar

Eftersom det finns många interna spänningar så bör skrivningen förtydligas till "spänningen på generatorns fasuttag".

I dagsläget körs både spänningsreglering och MVAR-reglering från producenter. Samtidigt har distributionsnäten krav på sig från stamnätet att de ska ha nollutbyte av reaktiv effekt mot stamnätet. Kravet på att samtliga stora aggregat ska gå i spänningsreglering går inte ihop med kravet på nollutbyte av reaktiv effekt. För kärnkraftverk gäller att automatisk spänningsreglering normalt används. Vid fel och/eller under en begränsad tid måste dock övergång till fältströmsreglering vara tillåten utan att först meddela nätinnehavaren.

2.26 Kapitel 4, §9

9 § För synkrona kraftproduktionsmoduler av typ C och D anges enligt artikel 18.2 b EU-förordningen att kraftproduktionsmodulen i anslutningspunkten minst har förmåga till konsumtion av reaktiv effekt motsvarande en sjättedel av aktuell aktiv effekt inom spänningsintervallet 95–105 % spänning i anslutningspunkten om inte innehavaren av det nät till vilket anläggningen är ansluten medger annat.

2.26.1 Energiföretagen Sveriges förslag:

*9 § För synkrona kraftproduktionsmoduler av typ C och D **utom värmekraftblock** anges enligt artikel 18.2 b EU-förordningen att kraftproduktionsmodulen i anslutningspunkten minst har förmåga till konsumtion av reaktiv effekt motsvarande en sjättedel av aktuell aktiv effekt inom spänningsintervallet 95–105 % spänning i anslutningspunkten om inte innehavaren av det nät till vilket anläggningen är ansluten medger annat. **Värmekraftblock av typ C-D ska ha förmågan att i anslutningspunkten ha nollutbyte av reaktiv effekt om inte innehavaren av det nät till vilket anläggningen är ansluten medger annat.***

2.26.2 Kommentar

Skärpningen av kravbild för värmekraftblock har inte motiverats och bör därmed återgå till befintlig kravbild som innebär nollutbyte av reaktiv effekt i anslutningspunkten. Kravet är inte möjligt att uppfylla för värmekraftblock då det skulle ge för låga spänningar i produktionsanläggningens lokalkraft. I ett kärnkraftverk innebär detta en kärnsäkerhetsmässig komplikation. Produktionsanläggningens automatiska respons vid låga nätspänningar är produktion av reaktiv effekt och för att uppfylla kravet på konsumtion av 1/6-del så behöver spänningsbörvärdet sänkas vid redan låg nätspänning, vilket motverkar syftet. Det finns heller ingen kostnads-nyttoanalys presenterad som motiverar skärpningen för värmekraftblock.

2.27 Kapitel 4, §10

10 § Synkrona kraftproduktionsmoduler av typ D överstigande 75 MVA ska enligt artikel 19.2 b.v EU-förordningen vara försedda med dämpfunktion för dämpning av effektpendlingar (PSS-funktion). Dämpfunktionen ska vara aktiverad och aktivt dämpa effektpendlingar inom frekvensområdet 0,25–1 Hz. Om inte innehavaren av det nät till vilket anläggningen är ansluten meddelar annat frekvensområde för att erhålla optimal dämpning.

2.27.1 Energiföretagen Sveriges förslag:

*10 § Synkrona kraftproduktionsmoduler av typ D överstigande 75 MVA ska enligt artikel 19.2 b.v EU-förordningen vara försedda med dämpfunktion för dämpning av effektpendlingar (PSS-funktion). **Ägaren av kraftproduktionsanläggningen och den berörda systemansvarige i samordning med den berörda systemansvarige för överföringssystemet ska komma överens om parametrarna och inställningarna för dämpfunktionen.***

2.27.2 Kommentar

RfG-koden anger i artikel 19.2 a: "Ägaren av kraftproduktionsanläggningen och den berörda systemansvarige i samordning med den berörda systemansvarige för överföringssystemet ska komma överens om parametrarna och inställningarna för komponenterna i reglersystemet för spänning." Då bör det inte stå i nationell lagstiftning att den berörda systemansvarige enskilt kan meddela annat eller ett föreskrivet frekvensområde. Systemansvarige borde ha skyldighet att ange parametrarna i PSS som sedan ägaren granskar och eventuellt godkänner. Det bör även framgå vad som händer då en överenskommelse ej kommer till stånd.

2.28 Kapitel 5, §7

7 § Kraftparksmoduler av typ C och D ska enligt artikel 21.3 f EU-förordningen vara försedd med dämpfunktion för dämpning av effektpendlingar (PSS-funktion). Dämpfunktionen ska vara aktiverad och aktivt dämpa effektpendlingar inom frekvensområdet 0,25–1 Hz.

2.28.1 Energiföretagen Sveriges förslag:

*7 § Kraftparksmoduler av typ C och D ska enligt artikel 21.3 f EU-förordningen vara försedd med dämpfunktion för dämpning av effektpendlingar (PSS-funktion). **Ägaren av kraftproduktionsanläggningen och den berörda systemansvarige i samordning med den berörda systemansvarige för överföringssystemet ska komma överens om parametrarna och inställningarna***

för dämpfunktionen. Vid bestämning av PSS-funktionens frekvensområde för kärnkraftverk skall särskilt eventuell påverkan på kärnsäkerheten beaktas.

2.28.2 Kommentar:

Se Kapitel 4 §10.

2.29 Kapitel 6, §1

1 § För havsbaserade kraftparksmoduler av typ A, B, C och D med anslutningspunkt från och med 300 kV till och med 400 kV ska enligt artikel 25.1, tabell 10 EU-förordningen tidsperiod för drift i intervallet 105–110 % spänning i anslutningspunkten vara minst 60 sekunder.

2.29.1 Energiföretagen Sveriges förslag:

*1 § För havsbaserade kraftparksmoduler av typ A, B, C och D med anslutningspunkt från och med 300 kV till och med 400 kV ska enligt artikel 25.1, tabell 10 EU-förordningen tidsperiod för drift i intervallet 105–110 % spänning i anslutningspunkten vara minst **60 minuter**.*

2.29.2 Kommentar:

Troligen ett skrivfel i texten, borde rimligen vara 60 minuter som avses.

Appendix 1: Kapitel 2 §1 - Tolkningar gällande RfG och befintliga anläggningar

Nätföreskrifterna med krav för anslutning av generatorer (RfG) ställer en rad tekniska krav på nya kraftproduktionsmoduler. Den gäller inte retroaktivt för befintliga anläggningar, men i Artikel 4 står det att den ska börja gälla för befintliga anläggningar av typ C och D om de "har ändrats i sådan omfattning att dess anslutningsavtal måste ses över grundligt". Det är viktigt för kraftproducenter med befintliga anläggningar att få klarhet i hur denna skrivning ska tolkas, eftersom anpassning till RfG kan bli mycket kostsamt.

Vad är en kraftproduktionsmodul?

Definitionen av en kraftproduktionsmodul är följande enligt RfG Artikel 2. 9: "*synkron kraftproduktionsmodul*: en odelbar uppsättning av apparater som kan generera elektrisk energi så att frekvensen av den genererade spänningen, generatorns varvtal och nätspänningens frekvens har ett konstant förhållande och därmed är synkroniserade."

Vår tolkning av detta är följande. En kraftproduktionsmodul omfattar generator, turbin och transformator med hjälputrustning. Men beroende på konfigureringen av transformatorn så kan kraftproduktionsmodulen omfatta flera generatorer, turbiner då en transformator kan ha fler än 2 lindningar. Exempelvis är trelindade transformatorer som ansluter 2 generatorer och turbiner är mycket vanliga i kraftproduktionsanläggningar för vattenkraft, och vissa kraftproduktionsanläggningar för kärnkraft har två strängar med generator/turbin och transformator till samma anläggning.

Befintliga anläggningar och anslutningsavtal

I Artikel 4 kopplas anslutningsavtalet ihop med frågan om RfG ska börja gälla. Anslutningsavtal definieras enligt Artikel 2.14. "*anslutningsavtal*: ett avtal mellan å ena sidan den berörda systemansvarige och å andra sidan ägaren av kraftproduktionsanläggningen [...]"

Enligt Artikel 4 så är det tillsynsmyndigheten som avgör vilka krav i RfG som ska tillämpas då ett anslutningsavtal ses över grundligt.

Vill TSO/DSO införa tillämpning av RfG på befintlig kraftproduktionsmodul är det mycket viktigt att en kostnads och nyttoanalys i enlighet med Artikel 38 i RfG genomförs. Dessa utredningar skall vara fullt transparenta, där samtliga parter skall få full tillgång till data och har möjlighet till dialog i frågan.

Hur stora förändringar av en befintlig anläggningen erfordras innan RfG direktivet tillämpas?

Om delar av aggregatet vilket inkluderar transformatorn skulle ersättas, innebär det då att direktiven i RfG även omfattar hela aggregatet, det vill säga även de delar som inte ersätts? Om så är fallet innebär transformatorbyte eller statorbyte eller byte av magnetiseringsutrustning ombyggnad av hela aggregatet vilket får orimliga konsekvenser.

Vår syn på detta är följande:

RfG kan börja tillämpas endast när så är rimligt ur kostnad och nyttoperspektiv, dvs. endast efter komplett förnyelse av kraftproduktionsmodulen. (Här måste dock tillsynsmyndigheten vara öppen för att bevilja dispenser då det faktiskt kan vara så att vissa krav i RfG inte är möjliga att uppfylla med befintliga byggnader och vattenvägar). Det betyder också att bara för att delar av en kraftproduktionsmodul byts så skall inte hela kraftproduktionsmodulen få tillämpning av regelverket från RfG. Däremot skall utrustning som byts ut uppfylla RfG.

Exempel nr.1: Om Transformatorn byts, då skall den nya transformatorn klara kravställning från RfG medan kraftproduktionsmodulen som helhet ej ska behöva få tillämpning av RfG utan ligger kvar i sin ursprungliga kravställning.

Exempel nr. 2: Statorn byts ut på generatoren och rotorpoler isoleras om, här skall då den nya statorn uppfylla kraven från RfG. medan kraftproduktionsmodulen i sin helhet ej ska behöva få tillämpning av RfG. utan ligger kvar i sin ursprungliga kravställning.

Förändring av referensspänning

I flera krav i presenterad nationell kravbild anges procentsatser relaterat till en referensspänning. För flera av kraven innebär detta en skärpning mot befintlig svensk kravbild avseende produktionsanläggningar av typ D. Detta avseende att beräkningen av referensspänning är olika, vilket påverkar kravbilderna även om procentsiffrorna är samma. I RfG-koden är referensspänning för nät med 400kV nominell spänning lika med 400kV medan i den befintliga svenska kravbilderna ska referensspänningen relateras till nominell spänning på generatoren omräknat till uppspanningssidan hos generatorns transformator (och vid omräkningen ska hänsyn tas till spänningsfallet över transformatorn vid maximal aktiv effekt och reaktiv effektproduktion motsvarande 1/12 av maximal aktiv effekt, mätt på transformatorns uppspanningssida). Exempelvis för en anläggning med spänningsbasen 407 kV för befintlig kravbild blir en ny spänningsbas på 400 kV en skärpning av kravbild för alla fall då den relaterar till låga nätspänningar.

Krav på feltålighet i RfG

I RfG finns krav som går utöver vad som beskrivs i standarder och i de flesta tekniska krav från beställare vid upphandling av generatorer, turbin etc. Krav på feltålighet, spänningsreglering och PSS är exempel på detta.

Under artikel 13 i tabell 3.1 anges tidsparametrar för feltålighet som är svårtydda. Bland dessa tidsparametrar finns felbortkopplingstiden, t_{clear} . I första delen av RfG, punkt (18), finns följande formulering "Eftersom den vanligaste tiden för att koppla bort ett fel i Europa för närvarande är 150 millisekunder finns det dock utrymme för det organ som utses av medlemsstaten att godkänna kraven i denna förordning att, innan det godkänner tiden, kontrollera om krav på en längre tid är nödvändigt."

Vår tolkning av detta är att TSO:n måste visa att det är samhällsekonomiskt lönsamt om man vill sätta en längre felbortkopplingstid än 150 millisekunder.

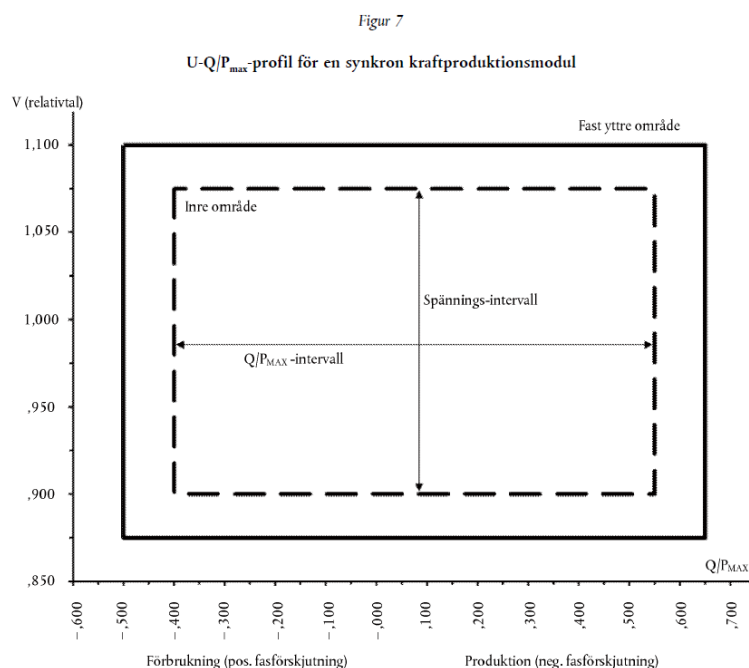
Krav på spänningsreglering i RfG

Under artikel 18 i punkt 2 b) ii) finns 3 strecksatser som är svårtydda. Nedan visas den första och tredje strecksatsen som ett exempel samt Figur 7.

- "U-Q/ P_{max} -profilen får inte gå utanför det tillåtna området för U-Q/ P_{max} -profilen som visas med de inre begränsningslinjerna i figur 7."

- "Det tillåtna området för U-Q/ P_{max} -profilen ska ligga innanför de fasta yttre begränsningslinjerna i figur 7."

Är det en felskrivning att U-Q/Pmax-profilen inte får gå utanför de *inre* begränsningarna?



Det är också anmärkningsvärt att det finns krav på stor reaktiv effektproduktion då hög spänning samt omvänt stor reaktiv effektförbrukning vid låg spänning. Orsaken till dessa krav bör förtydligas alternativt bör utformningen av kraven göras mer behovsanpassade.

Oavsett hur U-Q/Pmax profilen kommer att se ut är det fördelaktigt för samtliga parter att mätningen av reaktiv effekt sker vid generatorns fasuttag.

PSS

I artikel 19 i punkt 2 b) v) står följande: "En PSS-funktion för att dämpa effektpendlingar, om den synkrona kraftproduktionsmodulens storlek överstiger ett värde för maximal kontinuerlig effekt som anges av den berörda systemansvarige för överföringssystemet."

Det är inte lätt att förstå vad som anses. Kravet står under kraftproduktionsmoduler av typ D vilket innebär 30 MW och större. För närvarande finns krav från SvK på PSS funktion för aggregat större än 75 MW.

Eftersom PSS funktionaliteten inte är möjlig på exempelvis borstlösa matare med roterande diodlikriktare kan detta krav bli aktuellt först då magnetiseringsutrustningen förnyas.

Krav på frekvensreglering i RfG

Deltagande på reglermarknaden

RfG beskriver flera krav som avser kraftproduktionsmodulernas förmåga att leverera olika typer av frekvensregleringstjänster till nätet. Systemdriftskoden SO och marknadskoden EB beskriver dock frekvensreglering som olika produkter som säljs på marknaden. Det är orimligt att kräva att kraftproduktionsmoduler som inte avser att sälja dessa produkter ändå ska behöva uppfylla tekniska krav gällande frekvensreglering för att få ansluta sig till nätet. SO beskriver ett förfarande för prekvalificering för att få leverera frekvensregleringsprodukter. Det är därför onödigt att ställa

krav avseende frekvensreglering redan vid anslutning av aggregatet, det borde räcka att man via prekvalificeringsprocessen visar att man kan leverera produkten om man avser att delta på marknaden.

RfG och SO

De tekniska kraven på frekvensregleringens prestanda som beskrivs i RfG speglas bara till viss del i SO-koden. Enligt SO-koden är kraven på nordiska anläggningar "en proportionell regulator som reagerar på frekvensavvikelse" och att kraven i Bilaga V ska uppfyllas (154.6). Kraven på anläggningar som levererar frekvensreglering till det kontinentala systemet är mer långtgående (154.7), och motsvarar de krav som finns beskrivna i RfG Figur 6 (15.2.d.iii). Kravet på en maximal inledande fördröjningstid t_1 och kravet på att svaret mellan t_1 och tiden för full aktivering t_2 ska vara minst linjärt i tiden (enligt figur 6) finns enligt SO-koden bara för anläggningar anslutna till det kontinentala systemet. Kraven i RfG Artikel 15.2.d.iii borde därför inte gälla anläggningar anslutna till det nordiska kraftsystemet.

Befintliga anläggningar och frekvensreglering

Frekvensreglering med kärnkraft har aldrig tillämpats i Sverige av kärnsäkerhetstekniska skäl samt av de anledningar som identifierades i arbetet med SvKFS 2005:2; "Konsekvensanalys av Affärsverket svenska kraftnäts föreskrifter om driftsäkerhetsteknisk utformning av produktionsanläggningar". Den svenska kärnkraften bör även fortsättningsvis vara undantagen. Flera av de krav som ställs på frekvensregleringsförmåga är svåra eller omöjliga att uppfylla för vattenkraftverk. Andra krav är möjliga att uppfylla men skulle göra kraftverken skadliga för elnätets stabilitet om de förverkligades. Kraven går igenom i detalj i det följande.

RfG 13.3. Kraftstationsmodulen ska kunna upprätthålla konstant effekt vid sitt målvärde oavsett frekvensändringar (utöver frekvensregleringen).

Det finns flera faktorer som gör att ett vattenkraftverk inte kan upprätthålla konstant effekt vid sitt målvärde. Det kanske viktigaste är svallning i vattenkraftstationer med långa tunnlar. Svallningen exciteras av förändringar i vattenföringen, som kan bero dels på frekvensregleringen och dels kan bero på planerade ändringar av driftpunkten för aggregatet. Svallningen gör att effekten från aggregatet svänger kring målvärdet under en tid efter en förändring, innan den stabiliseras. Svallningens amplitud och frekvens kan bara förändras genom ombyggnad av stationens vattenvägar.

RfG 15.d.iii. FSM (motsvarar dagens FCR-N). Full aktivering inom 30 sekunder.

Analys av det nordiska elnätets dynamik inom FCP-projektet (ett samarbete mellan de nordiska TSO:erna där producenter och andra aktörer från branschen har varit med som referensgrupp) har visat att en alltför snabb aktiveringstid kan försämra frekvensstabiliteten i systemet. För många kraftverk är omkring 60 sekunders återkopplad tidskonstant lämplig, vilket innebär att reserven aktiveras till 63% inom 60 sekunder. FCP-projektet har tagit fram detaljerade tekniska krav för FCR-N som beskriver hur ett kraftverk ska regleras för att på bästa sätt stötta kraftsystemet. RfG-kodens krav om full aktivering inom 30 sekunder riskerar att försämra stabiliteten i det nordiska kraftsystemet och bör därför inte tillämpas.

RfG 15.d.iii. FSM (motsvarar dagens FCR-N). Aktiveringen ska inte fördröjas mer än 2 sekunder och vara minst linjär i förhållande till tiden.

Om ett vattenkraftverk kan uppfylla detta krav eller inte beror i första hand på vattenvägens utformning. När man reglerar ett vattenkraftaggregat får man initialt ett svar åt fel håll, det vill säga effekten minskar innan den ökar och tvärtom. Det beror på trögheten i vattnet i vattenvägarna. Utformning av turbinen och dess reglerutrustning kan göra svaret långsammare, men inte snabba upp det mer än vad vattenvägen tillåter.

13.2.e och 15.2.c.iii. LFSM-O och LFSM-U (motsvarar dagens FCR-D). Effektsvarets fördröjning är längre än 2 sekunder så ska detta motiveras till TSO.

Samma kommentar som ovan, förmågan att uppfylla detta beror på utformningen av vattenkraftstationens vattenvägar.

Summering

Befintliga kraftproduktionsmoduler kan rimligen endast få tillämpning av RfG efter fullständig förnyelse. Här måste dock kravställaren vara öppen för dispenser då det faktiskt kan vara så att vissa krav i RfG inte är möjliga att uppfylla med befintliga byggnader och vattenvägar.

Krav på gränsbryttid längre än 150 millisekunder måste motiveras av TSO genom kostnadsnyttoanalys av systemets felbortkopplingstid.

Gällande reaktiv effektproduktion så bör mätningen av reaktiv effekt ske vid generatorns fasuttag, vilket är gällande praxis.

RfG-kodens krav på frekvensregleringsförmåga bör bara gälla aggregat som vill delta på frekvensregleringsmarknaden. Dessa aggregat bör då prekvalificera sig enligt SO-koden och ytterligare krav från TSO för att få tillstånd att frekvensreglera.

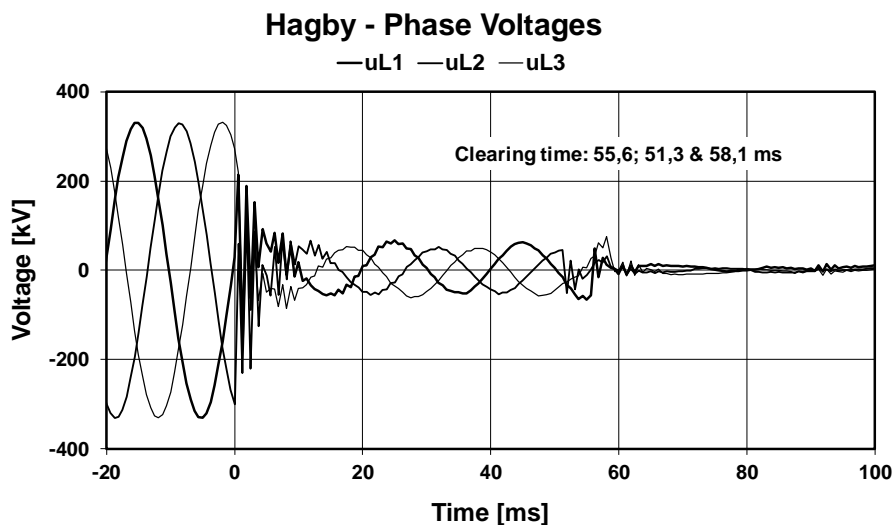
Om några krav ändå ska ställas på frekvensregleringsförmåga för att *få ansluta sig till elnätet* så kan dessa bara börja gälla för befintliga anläggningar om en total ombyggnad av befintliga begränsningar görs, exempelvis där vattenvägen är begränsande görs en total ombyggnad av vattenvägen och där reaktorhärdsbegränsningar finns görs en ombyggnad av dessa.

Appendix 2: Kapitel 3, §36 – Gränsbryttid och spänningsprofil

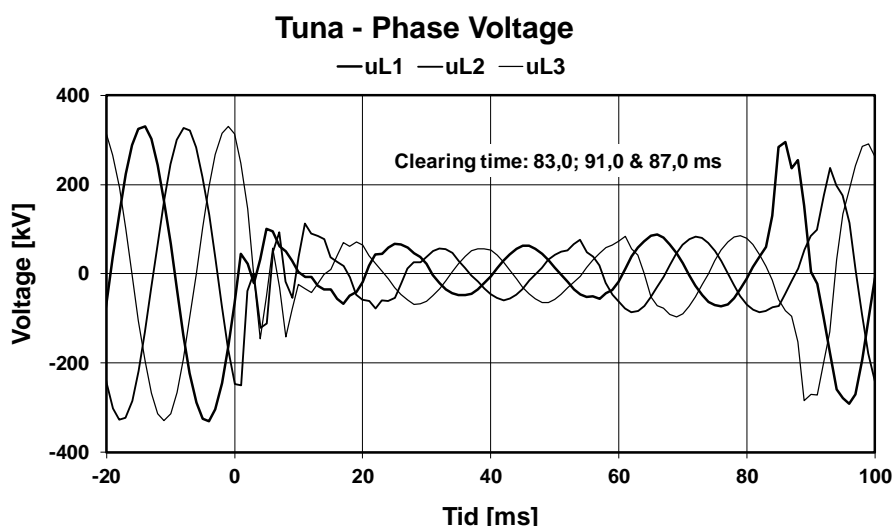
Både EU-förordningen och i Ei:s förslag använder en spänning-tidsprofil för att formulera krav på feltåligheten. De angivna spänning-tidsprofilerna inträffar inte i verkligheten; åtminstone inte för $t > t_{clear}$. Det torde vara svårt att genom praktiska prov visa att en fullstor kraftproduktionsmodul uppfyller kraven på feltålighet. Resursåtgången för att genom simuleringsstudier visa att en kraftproduktionsmodul uppfyller kraven enligt spänning-tidsprofiler på feltålighet ökar jämfört med en dynamisk simulering av ett primärt störningsfel åtföljt av korrekt felbortkoppling. Av SvKFS 2005:2 framgår att spänning-tidsprofilerna tagits fram även för andra ändamål och det skrivs: "Kraven ges som schablon för dimensionering av hjälpkraft m.m. hos aggregatet." Spänning-tidsprofilerna har ett berättigande för att, vid upphandling, kunna specificera kraven på hjälpkraftssystemet. På så sätt behöver leverantören av hjälpkraftssystemet inte modellera hela det yttre elsystemet för att kunna simulera hjälpkraftssystemet. Det finns även möjlighet att genom verkstads- eller fältprov, med hjälp av rimligt stora strömriktare, verifiera att hjälpkraftssystemet uppfyller de ställda kraven på feltålighet. Vid sådana prov kan hjälpkraftssystemet utsättas för symmetrisk eller osymmetrisk trefasspänning. Behovet av analys av asymmetrisk spänningsmatning blev uppenbart efter driftstörningen i Forsmark 1 den 25 juli 2006. Spänning-tidsprofilen kom fram som en approximation av i praktiken förekommande profiler som orsakats av förutsebara primära störningsfel. Så länge dessa stiliserade spänning-tidprofiler endast används för att specificera hjälpkraftssystem leder approximationsfel inte till dramatiska merkostnader.

Om stiliserade spänning-tidsprofilerna även används för att ställa krav på generatorer, aggregattransformatorer och yttre transmissionsnät kan merkostnaderna på grund av approximationsfel bli större. I fallet effekthöjning av Oskarshamn 3, Forsmark 1 och Forsmark 3 har investeringskostnader på närmare 200 miljoner kronor, mer än 600 miljoner kronor respektive närmare 2 000 miljoner kronor nämnts. För sådana ändamål är det lämpligt att i stället formulera krav på gränsbryttiden och att använda bästa kända nätmodeller, resultat av verkstadsprov av aggregattransformator, generator, magnetiseringssystem (matare, spänningsregulator, begränsare och dämp tillsats) samt realistiska värden på reläskyddssystem och brytare. Det förtjänar att påpekas att det i RfG skrivs: "Kraftproduktionsmoduler ska kunna förbli anslutna till nätet med fortsatt stabil funktion efter störningar i elkraftssystemet till följd av korrekt bortkopplade fel. Denna förmåga ska vara i enlighet med anslutningspunktens spänning-tidsprofil vid feltillstånd som anges av den berörda systemansvarige för överföringssystemet."

Det svenska stamnätet är försett med, eller håller på att försetts med, moderna reläskydd och brytare som ger betydligt kortare feltider än de 150 millisekunder som anges för delar av kraftsystemet i det kontinentala Europa. Nedanstående bilder Figur 1 och Figur 2 visar registreringar av de tre fasspänningarna i Hagby respektive Tuna vid en trefasig kortslutning nära Hagby på 400 kV-ledningen mellan Hagby och Tuna.



Figur 1. Registrering av fasspänning vid Hagby vid en trefasig kortslutning nära Hagby på 400kV-ledningen mellan Hagby och Tuna.



Figur 2. Registrering av fasspänning vid Tuna vid en trefasig kortslutning nära Hagby på 400kV-ledningen mellan Hagby och Tuna.

Registreringarna visar att felbortkopplingstiden i Hagby (närmast kortslutningen) var 60 millisekunder och i Tuna (längst från kortslutningen) var 90 millisekunder. Att med ett sådant förstklassigt felbortkopplingssystem kräva en gränsbryttid om 200 millisekunder ger större marginaler än som tidigare funnits i det svenska stamnätet. Det borde vara fullt tillräckligt att kräva en gränsbryttid om 150 millisekunder som RfG medger. Genom att behålla kravet att använda spänning-tidsprofiler kommer ledningsutbyggnader, reläskyddsförbättringar och snabbare brytare inte att minska risken för transient instabilitet. Spänning-tidsprofilen förändras inte av förbättringsåtgärderna. I stället bör kraven ställas på ett sätt som närmar sig verkligheten. Kravet borde vara att gränsbryttiden ska vara 150 millisekunder eller längre vid simulering med bästa kända nätmodell och bästa kända modeller för aggregattransformatorn, generatoren, magnetiseringssystemet och felbortkopplingssystemet med ett utgångstillstånd som är förenligt med tillämpningen av gällande driftinstruktioner.

Kraftproduktionsmodulen ska härvid förbli ansluten till nätet med fortsatt stabil funktion efter störningar i elkraftsystemet till följd av korrekt bortkopplade fel i överföringsnätet och om det yttre nätets topologi så medger.

Om kraftproduktionsmoduler förblir anslutna till nätet så minskar risken att elkunder behöver göras spänningslösa. Dessutom förbättras spänningshållningen på nätet.

I Sverige finns flera stora kraftproduktionsmoduler som är anslutna till det maskade stamnätet via en enda kraftledning, så kallad radialanslutning. I sådana fall medger nätets topologi inte att kraftproduktionsmodulen förblir ansluten till nätet efter en korrekt bortkoppling av en kortslutning på radialledningen. Det får anses tillfyllest att kraftproduktionsmoduler efter en trefasig kortslutning som kopplas bort inom 150 millisekunder kan startas snabbt igen när strömmen återkommer (vattenkraft) eller går över till husturbindrift som ska kunna upprätthållas i upp till 12 timmar (kärnkraft). Kravet på förmåga att gå över till husturbindrift gäller även för värmekraftproduktionsmoduler som är anslutna via två eller flera ledningar.

Om kraftproduktionsmoduler ligger kvar i husturbindrift är de redo att fasas in på nätet när detta är tillräckligt uppbyggt efter en storstörning. På så sätt ökas tillgänglig aktiv och reaktiv produktionsförmåga, kunder kan spänningssättas och spänningshållningen förbättras.

Det är lämpligt att dela paragrafen i två avsnitt: (a) kraven på gränsbryttid och (b) kraven på hjälpkraftsystem definierat med spänning-tidsprofil.

SvK har valt att kräva att gränsbryttiden ska vara 0,2 sekunder för typ B, C och D men ritat olika profiler.

I punkt 18 i inledningen till RfG står det *”(18) Denna förordning bör föreskriva parameterintervall för nationella alternativ i fråga om feltålighet, för att upprätthålla ett proportionerligt synsätt som återspeglar varierande systembehov, t.ex. nivån av förnybara energikällor och befintliga skyddsprinciper för både överförings- och distributionsnät. Med tanke på konfigurationen av vissa nät bör den övre gränsen för krav på feltålighet vara 250 millisekunder. Eftersom den vanligaste tiden för att koppla bort ett fel i Europa för närvarande är 150 millisekunder finns det dock utrymme för det organ som utses av medlemsstaten att godkänna kraven i denna förordning att, innan det godkänner tiden, kontrollera om krav på en längre tid är nödvändigt.”* (Vår understrykning).

I Artikel 14 tabell 3.1 och 3.2 står det att t_{clear} ska vara *”0.14-0.15 (eller 0.14-0.25 om detta krävs för systemskydd och säker drift)”*.

Valet av en längre tid än 0,15 sekunder bör alltså motiveras med en analys som visar att detta krävs för systemskydd och säker drift. Någon sådan analys har inte presenterats.

Samtidigt skrivs i RfG-koden: *”Kraftproduktionsmoduler ska kunna förbli anslutna till nätet med fortsatt stabil funktion efter störningar i elkraftsystemet till följd av korrekt bortkopplade fel. Denna förmåga ska vara i enlighet med anslutningspunktens spänning-tidsprofil vid feltillstånd som anges av den berörda systemansvarige för överföringssystemet.”* (Vår understrykning).

Korrekt bortkopplade fel med feltider på 0,2 sekunder som inte ger någon nätförsvagning förekommer normalt inte. I det svenska 400 kV-nätet är felbortkopplingstiden vid en närbelägen trefasig kortslutning normalt 0,06 till 0,08 sekunder och 0,09 till 0,12 sekunder vid avlägsna kortslutningar (utanför Zon1 på distansskydden). Detta måste belysas i konsekvensutredningen.