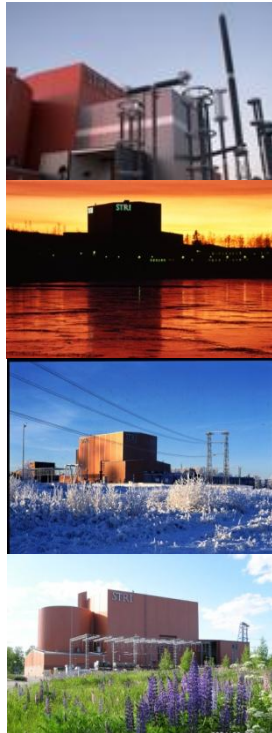




Rapport R14-1024

# STRI

*Grid Codes  
av  
Susanne Ackeby*



# STRI

**Consulting, Software and Testing**

Box 707, SE-77180 LUDVIKA, Sweden Telephone +46 240 795 00 Telefax +46 240 150 29 [www.stri.se](http://www.stri.se) [stri@stri.se](mailto:stri@stri.se)

Datum	2014-06-19
Distribution till	Pia Borg och Lars Ohlsson Falbygden Energi AB
Kundens referens	Pia Borg, FEAB
Antal sidor i huvuddokument	16
Copyright:	Utan skriftligt tillstånd från STRI AB får publicering eller kopiering av innehållet i denna rapport endast ske i sin helhet.
STRIs projektnr	85636
Distribution STRI	sid 1-3 VD, Q, K, P, PO
Rapport version 1.96	

## Sammanfattning

På uppdrag av den Europeiska kommissionen pågår ett arbete av bl.a. ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) med att ta fram ett antal föreskrifter för Europas energibransch s.k. "Network Codes".

Eftersom våra nät hänger samman är det viktigt att titta på dessa som en enhet. Det är av största vikt att alla kraftverk, distributionsnät och laster är förpliktigade att möta de krav och har de tekniska egenskaper som är relevanta för att upprätthålla hög tillförlitlighet och driftsäkerhet i nätet.

Vissa krav, vilka definieras i föreskriften om tekniska krav på uttaglast, inklusive elnät, kan komma att ställas på FENAB om detta bedöms som ett signifikant nät enligt nätföreskrifterna. Lagret kan då användas som ett verktyg för att uppfylla de kraven.

För att kunna sälja in lagret som en last med efterfrågefleksibilitet "Demand Side Respons" (DSR), krävs specialavtal/undantag då lagret inte alltid har möjlighet att agera som en last med en specificerad konsumtion. I kraven för laster med DSR listas att de behöver kunna hålla den lastnivån de lovat under den tiden överliggande nätägare önskar, vilket skulle bli ett problem för lagret då det är laddat till sin maximala nivå.

Lagret borde kunna hjälpa FENAB vid behov av reaktiv effektkompensering mot överliggande nät. Det kan vara värt att undersöka om lagret skulle kunna bidra med aktiv effekt under perioder med hög frekvensderivata.

Vissa krav kommer att ställas på lagret som en produktionsenhet om den bedöms som signifikant. Då lagret är inkopplat på en nivå som är lägre än 110 kV och har en kapacitet som är större än 0,8 kW men mindre än 1,5 MW klassas det som Typ A enligt de Europeiska föreskrifterna.

En definition av hur ett energilager<sup>1</sup> ska tolkas vad det gäller om det kan klassas som en last och/eller en produktionsenhet behöver fastställas.

---

<sup>1</sup> "Pumped storage" (dammar) diskuteras specifikt i föreskrifterna, men inget om övriga typer.

**Innehåll**

Sammanfattning .....	1
Innehåll.....	2
1 Inledning .....	3
2 Tekniska krav på uttagslast, inklusive elnät.....	3
2.1 Berörda uttagslast .....	4
2.2 Krav relevanta för FEAB/FENAB.....	4
2.2.1 Frekvensstabilitet.....	4
2.2.2 Reaktivt effektutbyte.....	4
2.2.3 Informationsutbyte.....	5
2.2.4 Automatisk bortkoppling av last.....	5
2.3 Demand Side Response (DSR).....	5
2.3.1 Krav .....	6
2.4 Simuleringsmodeller.....	7
2.5 Tester och simulering .....	7
2.5.1 Tester för regionnät/ transmissionsansluten last .....	7
2.6 Punktlista över vad som ska tillhandahållas .....	8
2.7 Cost-benefit .....	8
3 Tekniska krav på produktionsanläggningar .....	8
3.1 Krav .....	9
3.1.1 Frekvensstabilitet.....	9
3.1.2 Automatisk fränkoppling .....	9
3.1.3 Aktiv effektstyrning vid överfrekvens .....	9
3.1.4 Konstant uteffekt.....	10
3.1.5 P(f) .....	10
3.1.6 Minska mängden producerad aktiv effekt.....	11
3.1.7 Automatisk inkoppling på nätet.....	11
3.1.8 Punktlista över vad som ska tillhandahållas .....	11
3.1.9 Krav på produktionsenheter enligt SvK.....	12
4 Sammanställning av möjliga tester för FEABS energilager .....	13
5 Referenser .....	14
APPENDIX A .....	15
Network Code on Demand Connection .....	15
APPENDIX B .....	16
Network Code for grid connection requirements.....	16

## 1 Inledning

På uppdrag av den Europeiska kommissionen pågår ett arbete av bl.a. ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) med att ta fram ett antal föreskrifter för Europas kraftsystem, s.k. ”Network Codes”.

Föreskrifterna är främst till för att reglera det som kan hindra eller påverka gränsöverskridande handel och driftsäkerhet. I realiteten berörs dock troligen en stor del av alla nätanvändare, alla större nätägare och alla marknadsaktörer. Utöver dessa Europeiska föreskrifter kan ytterligare krav från exempelvis berörd TSO komma att ställas. Detta är dock inget som utreds i detta projekt. Värt att notera är att i den ursprungliga versionen av föreskrifterna var kraven väldigt hårda, omfattande och detaljerade. I den version som levererades till Europeiska kommissionen och som var underlag för denna rapport är kraven mildare.

FEABs dotterbolag för elnätsverksamhet, Falbygden Energi Nät AB (FENAB), har i dagsläget ca 40 MW installerad förnyelsebar energi ansluten till deras nät, vilket motsvarar 50 % av nätets topp effekt. På grund av den höga andelen förnyelsebar energi anser FENABs VD, Lars Ohlsson, att det är troligt att FENAB kommer att klassas som ett signifikant elnät, vilket skulle medföra att bolaget kommer påverkas av föreskrifterna. Det energilagret som finns installerat i ett av de lokala elnäten i Falköping kan då komma att användas som ett verktyg för att FENAB ska kunna uppfylla de krav som ställs (se exempelvis [1]).

Signifikanta distributionsnät, behandlas i föreskriften om *tekniska krav på uttaglast*, *inklusive elnät* (koden för Uttagslast – DCC, Demand Connection Code). Då FENAB förväntas klassas som ett signifikant distributionsnät kommer därför denna föreskrift studeras.

Som nämnts ovan finns ett energilagret i ett av de lokala elnäten i Falköping, vilket troligen måste ses som en produktionsenhet, varför även föreskriften *tekniska krav på produktionsanläggningar* (Generatorkoden – RfG, Requirement for Generation) kommer att studeras.

Även andra föreskrifter kommer att beröra FENAB. Av de föreskrifter som är relevanta, med avseende på påverkan av energilagret, är de två ovan nämnda de som verkar bli obligatoriska, varför de i första hand valts att studeras. Avsikten är att ge en översikt av de föreskrifter som påverkar energilagret samt att beskriva om dessa föreskrifter medför några krav vilka leder till ytterligare tester på vad energilagret måste klara, exempelvis vad det gäller responstid.

## 2 Tekniska krav på uttaglast, inklusive elnät

Dessa föreskrifter ställer krav på förbrukningsanläggningar, distributionsnät och inkopplingspunkter för distributionsnät vilka bedöms som signifikanta.

I APPENDIX A listas några olika relevanta begrepp från föreskriften om uttaglast, inklusive elnät.

Flera av kraven i föreskrifterna gäller distributionsnät anslutna till transmissionsnät, vilket i Sverige motsvarar regionnät. När begreppet ”regionnät” används i denna rapport då refereras det till begreppet ”distributionsnät anslutna till transmissionsnät”

i de Europeiska föreskrifterna. I denna rapport omnämns endast de krav som vi bedömer rimliga för ett regionnät att i sin tur ställa till underliggande lokalnät.

Flera av de minimikrav som beskrivs i de Europeiska föreskrifterna finns redan i dagsläget som krav i Sverige.

I detta projekt beskrivs endast det som anses relevant för FEAB/FENAB med avseende på energilagret.

## 2.1 Berörda uttagslaster

Föreskrifterna gäller alla som definieras som signifikanta enligt föreskriften där ett av kriterierna är mängden förnyelsebar energi. Som nämnts tidigare så har FEABs dotterbolag för elnätverksamhet, Falbygdens Energi Nät AB (FENAB), i dagsläget ca 40 MW installerad förnyelsebar energi, vilket motsvarar 50 % av nätets topp effekt. På grund av den höga andelen förnyelsebar energi anser bolagets VD, Lars Ohlsson, att det är troligt att FENAB kommer att klassas som ett signifikant distributionsnät.

## 2.2 Krav relevanta för FEAB/FENAB

### 2.2.1 Frekvensstabilitet

Alla operatörerna av distributionsnät i norden skall göra sitt yttersta för att designa och driva nätet så det klarar de frekvensintervall som specificeras i Tabell 1:

Tabell 1: Minsta tidsperiod som lasten eller distributionsnätet ska klara ligga inom angivet frekvensintervall

Frekvensintervall	Tidsperiod för (time period for operation)
47,5 Hz – 48,5 Hz	30 minuter
48,5 Hz – 49,0 Hz	Definieras av berörd TSO, men minst 30 min
49,0 Hz – 51,0 Hz	Obegränsad
51,0 Hz – 51,5 Hz	30 minuter

Det är möjligt för den som driver distributionsnätet (DSO) och den som driver överliggande nät, i samråd med berörd TSO, att komma överrens om vidare gränser och längre tidsintervall.

### 2.2.2 Reaktivt effektutbyte

Kraven för reaktivt effektutbyte gäller regionnät, men kan komma att indirekt påverka FENAB.

Kraven på ett regionnät är att intervallet för reaktiv effekt i anslutningspunkten inte ska vara större än 0,9 effektfaktor för den större av (maximal importförmåga/maximal exportförmåga) vad det gäller import till 0,9 effektfaktor för den maximala exportförmågan när det gäller export.

Vid nominell spänning ska ingen reativ effekt utbytas då det aktiva effektlödet understiger 25% av maximal importförmåga (om inte annat överrenskommits p.g.a. tekniska eller finansiella fördelar).

Berörd TSO ska ha rätt att kräva förmågan att aktivt kunna kontrollera det reaktiva effektutbytet.

### 2.2.3 Informationsutbyte

Kraven gällande informationsutbyte gäller också för regionnät. Dessa regionnät skall vara utrustade så de klarar att överföra den information som specificerats av berörd TSO med specificerad tidsupplösning. Berörd TSO ska definiera standard för informationsutbytet och även tillhandahålla en lista över data som ska utbytas.

Alla distributionsnätsoperatörer måste meddela nätoperatören av ovanliggande nät om de avser utveckla/bygga ut nätet på ett sätt som kan komma att påverka förmågan att klara de krav som ställs i dessa föreskrifter. Detsamma gäller vid modifiering eller byte av utrustning. Nätoperatören av ovanliggande nät skall även informeras om händelser eller fel i nätet påverka förmågan att klara de kraven. All planerad förändring måste klara de krav som ställs.

### 2.2.4 Automatisk bortkoppling av last

Krav på regionnäten angående underfrekvensbortkoppling är att de ska tillhandahålla möjlighet till automatisk bortkoppling av en viss procent av sin last vid låg frekvens (alternativt i kombination med frekvesderivatan (RoCoF) om detta specificerats av berörd TSO). Hur stor procent av lasten definieras av berörd TSO. Systemen för lastbortkoppling ska bl.a. klara att koppla ifrån inom 150 ms från att gränsen för lägsta frekvens överskridits. Det ska även vara möjligt att blockera styrsystemen för lastfrånkoppling i vissa spänningsintervall och när delen av nätet som skulle kopplas ur är en netto produktionskälla.

Spänningsförsörjningen av systemen för underfrekvensbortkoppling ska komma från de nät där frekvensen mäts.

Gällande bortkoppling på grund av låg spänning är det krav på regionnäten att de ska implementera möjligheten att blockera automatiska lindningskopplare, samt ha system för lastfrånkoppling.

Lastfrånkoppling ska ske via relän eller initieras från kontrollrummet.

Systemen ska mäta alla tre faser för spänning. Blockering av de relän som styr ska baseras på riktningen av aktiv eller reaktiv effekt.

Berörd TSO ska definiera vad som gäller vid återinkoppling av regionnätet vad det gäller synkronisering etc.

## 2.3 Demand Side Response (DSR)

Det finns möjlighet att frivilligt erbjuda sig att tillhandahålla efterfrågefleksibilitet ”Demand Side Respons”, vilka kategoriseras enligt nedan.



Fjärrkontrollerade:

- Kontroll av aktiv effekt
- Kontroll av reaktiv effekt
- Hantera flaskhalsar i transmissionsnätet

Automatiska:

- Kontroll av systemfrekvensen
- Snabb styrning av aktiv effekt

Om man erbjudit att tillhandahålla möjlig lastfrånkoppling gäller kraven för en eller båda av efterfrågefleksibilitet p.g.a. låg frekvens eller p.g.a. låg spänning.

### 2.3.1 Krav

Om en förbrukningsanläggning erbjudit som tjänst att kontrollera aktiv effekt, kontrollera reaktiv effekt och hantera flaskhalsar i transmissionsnätet gäller nedanstående:

- Man får inte utsätta personer eller utrustning för fara.
- Frekvensintervallen specificerade i Tabell 1 måste klaras om inte annat överrenskommits med ägaren av överliggande nät.
- Förbrukningsanläggningen ska kunna köras vid normal driftsspänning för anslutningspunkten, vilken definierats av överliggande nätägare.
- Ägaren av förbrukningsanläggningen ska tillsammans med ägaren av överliggande nät komma överrens om hur förfrågan/kravet på lastfrånkoppling ska ske.
  - Detta kan vara en order om att koppla från en, av överliggande nätägare specificerad, del av lasten, eller en varningssignal vilken leder till att frekvens/spänning avläses vilket sedan styr konsekvensen.
- Förbrukningsanläggningen måste klara att koppla bort minst den mängd last man angivit vid överrenskommelsen.
- Förbrukningsanläggningen ska även klara att skicka den information som specificerats av överliggande nätägare.
- Även svarstiden specificeras av överliggande nätägare.
- Förbrukningsanläggningen måste utföra hela sin del av lastfrånkopplingen om inte överrenskommelse finns om vem som annars gör detta.
- Då en instruktion om last angivits ska denna inte ändras om det inte instruerats av överliggande nätägare.
- Instruktioner om att modifiera effektkonsumtionen kan vara direkta (mindre än 1 s) eller ha en fördröjning.
- Information om lastfrånkopplingskapaciteten ska meddelas skriftligt varje år. Vid förändringar meddelas detta direkt.



- Förbrukningsanläggningen ska klara den frekvensderivata (rate of change of Frequency, RoCoF) som specificeras av överliggande nätägare. Frekvensderivatan baseras på ett 500 ms-medelvärde.

Det finns möjlighet att erbjuda ”Very fast Active Power Control” snabb förändring av aktiv effekt p.g.a. hög frekvensderivata. Hur styr och kontrollsystem ska se ut bestäms då tillsammans med berörd TSO, vilka även definierar svarstid - dock maximalt 2 s.

Krav på elkvalitet i anslutningspunkten mot transmissionsnätet definieras av berörd TSO.

## 2.4 Simuleringsmodeller

Berörd TSO har rätt att av regionnäten och signifikant förbrukningsanläggning kräva simuleringsmodeller eller ekvivalent information som visar beteendet (både stationärt och dynamiskt). Berörd TSO specificerar vilken information som krävs.

Nätägaren/Berörd TSO ska definiera vilka mätningar som krävs för att verifiera modellerna.

## 2.5 Tester och simulering

Överliggande nätägare har rätt att övervaka så förbrukningsanläggningen/regionnätet uppfyller de krav som ställs i denna föreskrift. Denna rätt har man under hela förbrukningsanläggnings/nätets livstid.

Rätten finns också att kräva att ägaren av förbrukningsanläggningen/regionnätsoperatören utför tester för att styrka att man klarar kraven. Detta inte bara vid inkoppling/godkännande. Föreskriften listar vad som bl.a. kan komma att krävas vid ett test.

### 2.5.1 Tester för regionnät/ transmissionsansluten last

Test av återinkoppling. Ska ske genom en återkopplingsprocedur och gärna automatiskt. Man ska även demonstrera sin synkroniseringsutrustning och dess inställningar ska verifieras. Följande ska vara inkluderat i synkroniseringstest: spänning, frekvens, intervall för fasvinkel, avvikelser av spänning och frekvens.

Test att nätet/lasten klarar fjärrfrånkoppling inom specificerad tid efter en förfrågan av överliggande nätägare.

För test av lastfrånkoppling p.g.a. låg frekvens, ska distributionsnätsägaren/ägaren av förbrukningsanläggningen demonstrera att de klarar att automatiskt koppla bort en specificerad procent av lasten.

För relätester för lastfrånkoppling p.g.a. låg frekvens ska reläna visa att de klarar att köra vid nominell AC input.

För test av lastfrånkoppling p.g.a. låg spänning ska systemen visa att de klarar vad de ska vid en koppingshandling.

Tester ska även utföras för att visa att informationsutbytet mellan regionnät/last och överliggande nät fungerar enligt specifikation och inom definierad tid.

De laster som erbjudit DSR tjänster ska visa att de klarar att koppla bort den andel last de lovat inom den specificerade tiden då de får en förfrågan om detta (alternativt simulerar en förfrågan).

Simuleringar skall göras för att verifiera att regionnätet klarar reaktiv effektkompensering.

Lastflödessimuleringar för stationärt tillstånd ska utföras i en modell över regionnätet. Det reaktiva effektbehovet beräknas för flera olika fall med olika last och generering för att för från maximalt och minimalt reaktivt effektbehov.

Simuleringar skall även göras för att ange hur stor export av reaktiv effekt som förekommer vid 25% av nivån för maximal import.

Modellen av lasten ska verifiera att den kan simulera lastens förmåga för snabb förändring av aktiv effekt p.g.a. låg frekvens.

## 2.6 Punktlista över vad som ska tillhandahållas

Alla signifikanta distributionsnät måste meddela eventuella förändringar som kan komma att påverka dess förmåga att klara de krav som ställs i föreskrifterna.

Önskar ägaren till distributionsnätet bidra med tjänster till överliggande nät/berörd TSO krävs diverse dokumentering för att detta ska godkännas.

Diverse krav ställs på distributionsnät anslutna till transmissionsnätet. De näten kan eventuellt i sin tur ställa krav på de distributionsnät som de har anslutna. Följande indirekta krav skulle i detta fall kunna bli aktuella:

- Simuleringsmodell av nätet
- Förmåga att överföra den information som önskas av överliggande nät med specificerad tidsupplösning.

## 2.7 Cost-benefit

Föreskrifterna beskriver också hur berörd TSO ska göra en bedömning om det är lönsamt att implementera en applikation hos en befintlig anläggning eller nät.

## 3 Tekniska krav på produktionsanläggningar

Dessa föreskrifter gäller för alla existerande enheter som anses signifikanta enligt villkoren i föreskrifterna, i den omfattning de anses tillämplbara av ”nätmyndigheten” vilken enligt ellagen som enligt elförordningen är Energimarknadsinspektionen och detta föreslagits från berörd TSO.

En produktionsenhet klassas som Typ A om den är inkopplad på en lägre spänning än 110 kV och den har en maximal kapacitet på minst 0,8 kW. Detta är den lägsta nivån med lägst ställda krav för att säkerställa generering i gällande driftsintervall med begränsad automatik och minimal övergripande kontroll över genereringen.

I APPENDIX B listas några viktiga begrepp från de tekniska kraven på produktionsanläggningar.

### **3.1 Krav**

#### **3.1.1 Frekvensstabilitet**

Enheten ska klara att vara inkopplad och köra enligt Tabell 1, vilket är samma krav som för en last eller distributionsnät.

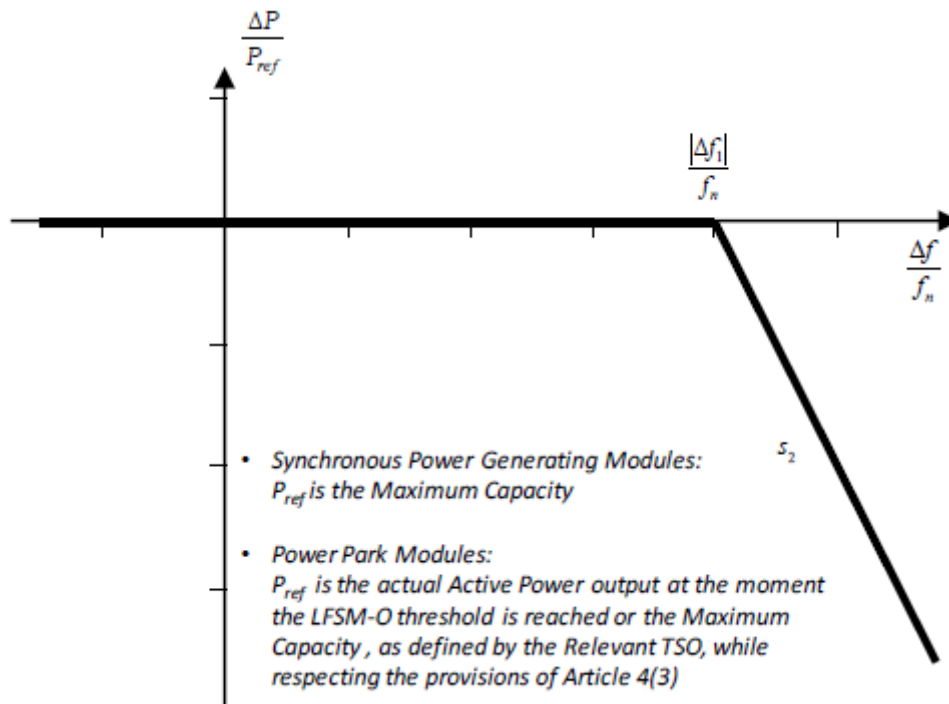
#### **3.1.2 Automatisk frånkoppling**

Enheten ska ha möjlighet att automatiskt koppla ifrån vid specificerade frekvenser om så krävs av nätägaren till det nät enheten är kopplad. Nätägaren och ägaren till produktionsenheten ska komma överrens om vilka villkor som gäller för den automatiska frånkopplingen.

Produktionsenheten ska även klara att drivas vid upp till en av berörd TSO specificerad nivå för frekvensderivatan (RoCoF).

#### **3.1.3 Aktiv effektstyrning vid överfrekvens**

Produktionsenheten ska ha möjlighet att aktivera en förändring av producerad aktiv effekt som en konsekvens av att frekvensen kommit över en viss nivå enligt Figur 1. Detta ska kunna göras så fort som tekniskt är möjligt och med så liten fördröjning som möjligt. Om fördröjningen är mer än 2 s krävs en motivering till berörd TSO. Enheten ska kunna minska sin aktiva effekt till minst den minimala nivå som angivits i kontraktet mot nätägaren.



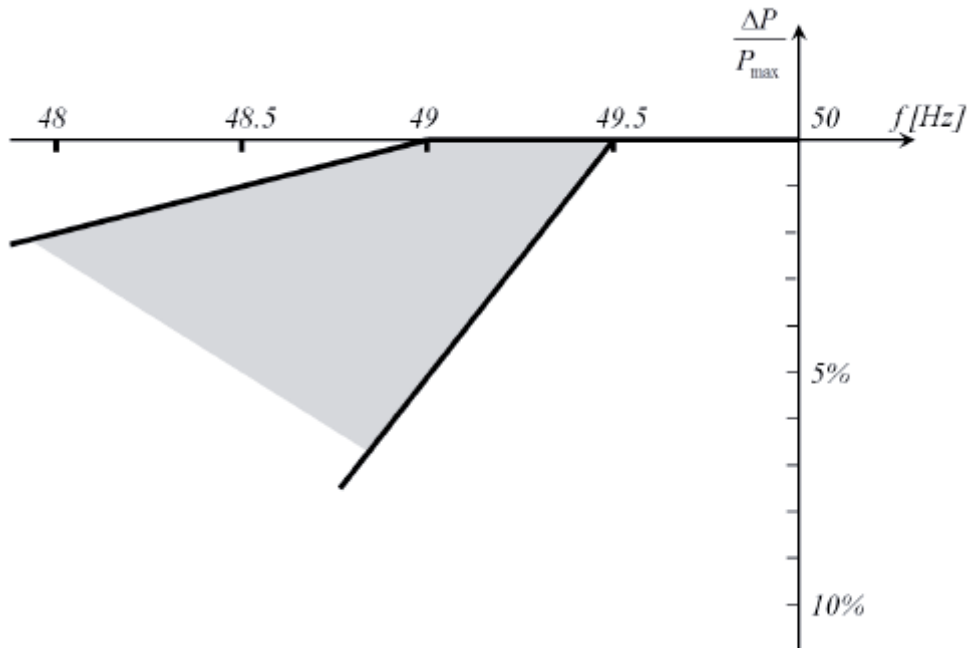
Figur 1 Då förändringen i frekvens,  $\Delta f$ , överstiger en specificerad gräns  $\Delta f_1$  ska produktionsenheten kunna minska sin producerade aktiva effekt  $\Delta P$  med en specificerad hastighet,  $S_2$ , relaterat till referenseffekten  $P_{ref}$ .

### 3.1.4 Konstant uteffekt

Produktionsenheten ska kunna hålla en konstant uteffekt enligt specificerat börvärde om nivån inte ska ändras p.g.a. andra villkor.

### 3.1.5 P(f)

Berörd TSO ska specificera hur den maximala nivån för vilken effekt enheten kan leverera tillåts sjunka med avtagande frekvens. Gränsen som berörd TSO sätter måste vara inom det intervall som anges i Figur 2.



Figur 2 Intervall för inom vilka nivåer produktionsenhetens levererade effekt kan tillåtas sjunka vid sjunkande frekvens

### 3.1.6 Minska mängden producerad aktiv effekt

Enheten ska vara utrustad med ett logiskt interface för att kunna minska nivån av aktiv effekt inom 5 s efter en signal från nätägaren.

### 3.1.7 Automatisk inkoppling på nätet

Berörd TSO ska bestämma de villkor under vilka en produktionsenhet ska ha möjlighet att automatiskt koppla in sig på nätet.

Villkoren skall gälla:

- Frekvensintervall mellan vilka automatisk inkoppling är tillåten
- Maximal tillåten gradient av ökning av den aktiva effekt som genereras

### 3.1.8 Punktlista över vad som ska tillhandahållas

Alla produktionsenheter av typ A måste meddela eventuella förändringar som kan komma att påverka dess förmåga att klara de krav som ställs i föreskrifterna. En simuleringsmodell av enheten ska kunna tillhandahållas.

Önskar ägaren till produktionsenheten bidra med tjänster till överliggande nät/berörd TSO krävs diverse dokumentering för att detta ska godkännas.

### 3.1.9 Krav på produktionsenheter enligt SvK

För produktionsanläggningar av Typ A presenterade SvK under Elmarknadsrådet 2014-05-20 följande krav:

- Produktionsanläggningen skall stänga av inom 5 s efter signal från nätbolaget.
- Nätbolaget specificerar tekniska krav för nödvändig utrustning.
- TSO:n skall definiera kravbild för automatisk inkoppling.
- Automatisk inkoppling är tillåten så länge inte nätbolag tillsammans med TSO bestämt annorlunda

#### 4 Sammanställning av möjliga tester för FEABS energilager

Föreskrift	Test	svarstid	trigger	kommentar
DCC, RfG	<p>Testa så lagret fungerar och kan laddas/laddas ur i minst 30 minuter om frekvensen är mellan 47,5 - 48,5 Hz eller 51,0 - 51,5 Hz.</p> <p>(Här måste nätets frekvens styras, exempelvis om lagret är kopplat mot en reservgenerator eller alternativt ersätta den uppmätta frekvensen med en simulerad.)</p>	-	-	Krav
RfG	<p>Testa om lagret fungerar vid upp till specificerad nivå av RoCoF.</p> <p>(Här måste nätets frekvens styras, exempelvis om lagret är kopplat mot en reservgenerator eller alternativt ersätta den uppmätta frekvensen med en simulerad.)</p>	-	-	Krav Ingen specificerad nivå
RfG	Minska mängd aktiv effekt som laddas ur efter signal från överliggande nät, reagera inom 5 s.	5 s	signal	Krav
RfG	Testa att lagret automatiskt kan kopplas ifrån vid en viss frekvens.	-	f	Krav Ingen specificerad nivå
DCC	Automatiskt koppla bort (rätt andel) last inom 150 ms då gränsen för lägsta tillåtna frekvens uppnåtts.	150 ms	signal	Ev. indirekt krav
DCC	Kunna bidra till reaktiv effektkompensering vid önskemål från överliggande nät.	-	signal	Ev. indirekt krav
DCC, RfG	<p>Testa att mäta RoCoF och reagera på mindre än 2s.</p> <p>(Här måste nätets frekvensderivata styras, exempelvis om lagret är kopplat mot en reservgenerator eller alternativt ersätta den uppmätta frekvensen med en simulerad.)</p>	2 s	$\Delta f$	Möjlig tjänst att erbjuda



## 5 Referenser

- [1] N. Etherden, M. Bollen och J. Lundkvist, "Quantification of Network Services from a Virtual Power Plant in an Existing Subtransmission Network," Proceedings of the 4th European Innovative Smart Grid Technologies, 2013.

## APPENDIX A

### Network Code on Demand Connection

ENTSO E has drafted this Network Code on Demand Connection aiming at setting out clear and objective requirements for different categories of significant grid users for network connection in order to contribute to non discrimination, effective competition and the efficient functioning of the internal electricity market and to ensure system security.

Significant Distribution Network (*översättning: signifikant distributionsnät*) means a Distribution Network which is deemed significant on the basis of its impact on the cross border system performance via influence on the control area's security of supply, RES integration or market integration, which is identified according to the criteria set forth in this Network Code in Article 3 to 8;

Demand Facility (*översättning: förbrukningsanläggning*) means a facility which consumes electrical energy and is connected at one or more Connection Points to the Network. For the avoidance of doubt a Distribution Network and/or auxiliary supplies of a Power Generating Module are not to be considered a Demand Facility;

Article 2

For the purposes of the respective requirements in this Network Code a Significant Distribution Network is categorised as either a:

Distribution Network: either connected to another Distribution Network or Transmission Network. The single frequency requirement applicable to all Distribution Networks is a basic level requirement, ensuring there is no wide scale loss of generation or Demand side Response over system operational ranges, thereby minimizing critical events. It includes requirements necessary for wide spread intervention during system critical events;

Article 4

The requirements of this Network Code shall apply to Existing Demand Facilities, Existing Distribution Networks and Existing Distribution Network Connections deemed significant regarding the provisions of this Network Code, according to the provisions of Article 19 or by a decision of the Relevant National Regulatory Authority according to the provisions of Article 36.

Article 5

## APPENDIX B

### Network Code for grid connection requirements

ENTSO-E has drafted this Network Code for grid connection requirements aiming at setting out clear and objective requirements for Power Generating Modules for grid connection in order to contribute to non-discrimination, effective competition and the efficient functioning of the internal electricity market and to ensure system security.

This Network Code defines a common framework of grid connection requirements for Power Generating Facilities, including Synchronous Power Generating Modules, Power Park Modules and Offshore Generation Facilities. It also defines a common framework of obligations for Network Operators to appropriately make use of the Power Generating Facilities' capabilities in a transparent and non-discriminatory manner ensuring a level-playing field throughout the European Union.

Article 1

Power Generating Facility - is a facility to convert primary energy to electrical energy which consists of one or more Power Generating Modules connected to a Network at one or more Connection Points.

Power Generating Module - is either a Synchronous Power Generating Module, or a Power Park Module.

Power Park Module (PPM) - is a unit or ensemble of units generating electricity, which is connected to the Network non-synchronously or through power electronics, and has a single Connection Point to a transmission, distribution or closed distribution Network.

Article 2

2. The requirements set forth by this Network Code shall apply to Existing Power Generating Modules in a Member State which are significant according to the provisions of this Network Code, to the extent their applicability has been decided by the National Regulatory Authority of the Member State, and if this has been proposed by the Relevant TSO, following a public consultation.

6. Power Generating Modules which are considered to be Significant Power Generating Modules within the scope of this Network Code are categorized as follows:

a) A Power Generating Module is of Type A if its Connection Point is below 110 kV and its Maximum Capacity is 0.8 kW or more. Requirements applicable to Type A Power Generating Modules are the basic level requirements, necessary to ensure capability of generation over operational ranges with limited automated response and minimal system operator control of generation. They ensure there is no wide scale loss of generation over system operational ranges, thereby minimizing critical events, and include requirements necessary for wide spread intervention during system critical

Article 2