

Ärendenr: Svk 2020/4162 Datum: 2021-10-15

# Stödtjänster och avhjälpande åtgärder i ett energisystem under förändring

Rapport avseende stödtjänster



# Svenska kraftnät

---

Svenska kraftnät är ett statligt affärsverk med uppgift att förvalta Sveriges transmissionsnät för el, som omfattar ledningar för 400 kV och 220 kV med stationer och utlandsförbindelser. Vi har också systemansvaret för el. Vi utvecklar transmissionsnätet och elmarknaden för att möta samhällets behov av en säker, hållbar och ekonomisk elförsörjning. Därmed har Svenska kraftnät också en viktig roll i klimatpolitiken.

**Version 1:0** 2021.03.24

Foto: Tomas Ärlemo

Org. Nr 202 100-4284

**SVENSKA KRAFTNÄT**  
Box 1200  
172 24 Sundbyberg  
Sturegatan 1

Tel 010-475 80 00  
Fax 010-475 89 50

[www.svk.se](http://www.svk.se)

# Innehåll

Slutsatser och förslag.....	7
<i>Sammanfattning av åtgärder</i> .....	9
<i>Förbättrad transparens avseende framtida behov</i> .....	11
<i>Ändrad prissättning av aktiv effekt och frekvens</i> .....	12
<i>Frekvensåterställningsreserver (FRR)</i> .....	12
<i>Frekvenshållningsreserver (FCR)</i> .....	12
<i>Snabb frekvensreserv och rotationsenergi</i> .....	14
<i>Införande av lista på flexibla resurser för att hantera överbelastning</i> .....	15
<i>Ersättningsmodeller för reaktiv effekt och spänning</i> .....	17
<i>Renodla anslutningsavtalen och införa driftavtal</i> .....	19
<i>Icke-frekvensrelaterad stödtjänst för felströmsinmatning</i> .....	19
<i>Resurstillräcklighet</i> .....	20
1    Introduktion.....	21
1.1 <i>Bakgrund</i> .....	21
1.2 <i>Uppdraget</i> .....	21
1.3 <i>Avgränsningar</i> .....	22
1.4 <i>Metod och genomförande</i> .....	22
1.5 <i>Samråd</i> .....	23
1.6 <i>Rapportstruktur</i> .....	23
2    Svenska kraftnäts roll som TSO .....	24
2.1 <i>Systemdrifttillstånden är viktiga för att upprätthålla driftsäkerheten</i> .....	25
2.1.1 <i>Normaldrifttillstånd och skärpt drifttillstånd</i> .....	26
2.1.2 <i>Nöddrifttillstånd</i> .....	28
3    Krav och incitament för en säker och effektiv systemdrift.....	29
3.1 <i>Krav</i> .....	30
3.1.1 <i>Rättsliga förutsättningar</i> .....	30
3.1.2 <i>Ekonomisk teori</i> .....	31
3.2 <i>Nättariffer</i> .....	32
3.2.1 <i>Rättsliga förutsättningar</i> .....	32
3.2.2 <i>Ekonomisk teori</i> .....	33

3.3	<i>Upphandling</i> .....	33
3.3.1	<i>Rättsliga förutsättningar</i> .....	33
3.3.2	<i>Ekonomisk teori</i> .....	34
3.4	<i>Utvecklingsbehov</i> .....	40
4	<i>Aktiv effekt och frekvens</i> .....	42
4.1	<i>Överföringssystemets behov</i> .....	42
4.2	<i>Förmågor i elsystemet</i> .....	43
4.3	<i>Rättsliga förutsättningar för balansering och frekvensstabilitet</i> ...	45
4.4	<i>Så gör Svenska kraftnät i dag</i> .....	46
4.5	<i>Pågående utvecklingsarbete</i> .....	50
4.5.1	<i>Snabb frekvensreserv (Fast Frequency Reserve, FFR)</i> .....	51
4.5.2	<i>Frekvenshållningsreserv (Frequency Containment Reserve, FCR)</i> .....	51
4.5.3	<i>Frekvensåterställningsreserv (Frequency Restoration Reserve, FRR) och den nordiska balanseringsmodellen (NBM)</i> .....	55
4.5.4	<i>FRR kapacitetsmarknader</i> .....	55
4.5.5	<i>FRR energiaktiveringsmarknader</i> .....	57
4.5.6	<i>Fortsatt utveckling av FRR</i> .....	59
4.5.7	<i>Nödeffekt via HVDC (Emergency Power Control, EPC)</i> .....	59
4.5.8	<i>Rotationsenergi och snabb frekvensreglering</i> .....	59
5	<i>Aktiv effekt och överbelastning</i> .....	62
5.1	<i>Kapacitetsberäkning</i> .....	62
5.2	<i>Rättsliga förutsättningar att anskaffa avhjälpande åtgärder</i> .....	63
5.3	<i>Så gör Svenska kraftnät i dag</i> .....	64
5.4	<i>Teori och praktik</i> .....	67
5.5	<i>Så här behöver Svenska kraftnät göra</i> .....	69
5.6	<i>Pågående utvecklingsarbete</i> .....	70
5.7	<i>Ytterligare åtgärder</i> .....	72
6	<i>Reaktiv effekt och spänning</i> .....	74
6.1	<i>Överföringssystemets behov</i> .....	74
6.2	<i>Förmågor i elsystemet</i> .....	76
6.3	<i>Rättsliga förutsättningar</i> .....	77
6.4	<i>Så gör Svenska kraftnät i dag</i> .....	78

6.5	<i>Teori och praktik</i> .....	81
6.6	<i>Pågående utvecklingsarbete</i> .....	82
6.6.1	<i>Etablering av forum för systemfrågor</i> .....	83
6.6.2	<i>Kravställning i anslutningsavtal</i> .....	83
6.6.3	<i>Anslutningsförfarandet enligt RfG och DCC</i> .....	83
6.6.4	<i>Förstudie spänning och reaktiv effekt</i> .....	83
6.7	<i>Ytterligare utvecklingsarbete och nya åtgärder</i> .....	84
6.7.1	<i>Ansvarsfördelning</i> .....	84
6.7.2	<i>Införande av driftavtal</i> .....	85
6.7.3	<i>Överordnat styrsystem för automatisk reaktiv effektkompensering</i> .....	87
6.7.4	<i>Utveckling av ekonomiska incitament</i> .....	87
7	<i>Elsystem med en hög andel kraftelektronik</i> .....	93
7.1	<i>Överföringssystemets behov</i> .....	93
7.2	<i>Förmågor i elsystemet</i> .....	94
7.3	<i>Rättsliga förutsättningar för anskaffning</i> .....	95
7.4	<i>Teori och praktik</i> .....	95
7.5	<i>Utvecklingsarbete och åtgärder</i> .....	96
8	<i>Resurstillräcklighet</i> .....	98
8.1	<i>Elsystemets behov</i> .....	98
8.2	<i>Så gör Svenska kraftnät i dag</i> .....	98
8.3	<i>Så här behöver Svenska kraftnät göra</i> .....	99
8.4	<i>Pågående utvecklingsarbete</i> .....	100
9	<i>Konsekvensanalys</i> .....	102
9.1	<i>Förbättrad transparens avseende framtida behov</i> .....	102
9.1.1	<i>Samhällsekonomisk bedömning och konsekvenser för aktörer</i> .....	102
9.2	<i>Övergång till marginalpris för FCR</i> .....	102
9.2.1	<i>Samhällsekonomisk bedömning</i> .....	102
9.2.2	<i>Konsekvenser för aktörer</i> .....	105
9.3	<i>Införande av ersättning för rotationsenergi</i> .....	106
9.3.1	<i>Samhällsekonomisk bedömning</i> .....	106
9.3.2	<i>Konsekvenser för aktörer</i> .....	107

9.4	<i>Införande av lista på flexibla resurser för aktiv effekt och överbelastning</i> .....	108
9.4.1	<i>Samhällsekonomisk bedömning och konsekvenser för aktörer</i> .....	108
9.5	<i>Införandet av en reaktiv effektkomponent i nättariffen</i> .....	109
9.6	<i>Anskaffa temporär och varaktig spänningsreglering genom en administrativt bestämd ersättning</i> .....	109
9.6.1	<i>Samhällsekonomisk bedömning</i> .....	110
9.6.2	<i>Konsekvenser för aktörer</i> .....	110
9.7	<i>Anskaffa reaktiv effekt genom pilotupphandlingar</i> .....	111
9.8	<i>Införande av driftavtal</i> .....	111
9.8.1	<i>Samhällsekonomisk bedömning och konsekvenser för aktörer</i> .....	111
9.9	<i>Icke-frekvensrelaterad stödtjänst för felströmsinmatning</i> .....	112
9.9.1	<i>Samhällsekonomisk bedömning och konsekvenser för aktörer</i> .....	112
	Litteraturförteckning .....	113
	Appendix A. Omvärldsanalys avseende ersättning för reaktiv effekt .....	116
	Appendix B. Ordlista.....	124

## Slutsatser och förslag

Regeringen gav i november 2020 Svenska kraftnät i uppdrag att beskriva det pågående arbetet med stödtjänster för upprätthållande av normaldrift samt för avhjälpande åtgärder och skyddstjänster för skärpt drift och nöddrift. Svenska kraftnät ska också redovisa en tidsplan som beskriver vilka samhällsekonomiskt motiverade åtgärder som verket planerar att vidta framöver. Vid behov ska Svenska kraftnät lämna förslag på nya ersättningsmodeller och ändringar i regelverk.

I ljuset av såväl den pågående energiomställningen som de nya europeiska regelverken pågår ett omfattande utvecklings- och implementeringsarbete. Det är Svenska kraftnäts uppfattning att de europeiska regelverken ger en TSO ett omfattande mandat. Mot den bakgrunden föreslår inte Svenska kraftnät förändringar i de grundläggande regelverken inom de områden som regeringsuppdraget omfattar. Däremot finns ett stort behov av fortsatt implementering, samt utveckling av existerande stödtjänster och avhjälpande åtgärder, samt i vissa fall ett behov av införandet av nya stödtjänster. En utgångspunkt i arbetet har varit att de förslag som Energimarknadsinspektionen lämnat avseende implementering av elmarknadsdirektivet i svensk lagstiftning kommer att genomföras.

Nätanvändare har förmågor som är nödvändiga för att upprätthålla en säker och effektiv drift av överföringssystemet. De europeiska regelverken sätter ramarna för vilka resurser som ska finnas på plats i olika systemdrifttillstånd samt hur de får anskaffas och användas. Svenska kraftnät beskriver inom ramen för det här uppdraget vår användning av stödtjänster, avhjälpande åtgärder och skyddstjänster samt presenterar förslag på utvecklingsområden.

Svenska kraftnät kan använda krav, nättariffer och upphandling för att säkerställa nödvändiga förmågor i elsystemet vilket framgår av Figur 1. Dessa tillvägagångssätt hänger ofta ihop och går att kombinera på olika sätt. EU-regelverken innehåller ramverk som med varierande detaljeringsgrad anger hur Svenska kraftnät får utforma de olika tillvägagångssätten. Säkerställande av förmågor genom kravställning är ett viktigt, men något trögrörigt, tillvägagångssätt och det gäller att arbeta kontinuerligt med att hålla den tekniska kravställningen vid nyanslutningar uppdaterad allteftersom tekniken utvecklas och Svenska kraftnäts behov förändras, samtidigt som nätanvändarnas anpassningskostnader beaktas. Nättariffen är en implicit prissignal som bland annat syftar till att fördela nätets kostnader på de aktörer som orsakar dem. I den grad aktörernas beteende påverkar Svenska kraftnäts kostnader för systemdriften finns möjlighet att knyta ihop de krav på nätanvändarnas förmågor och egenskaper som ställs i anslutningsavtalet med ekonomiska incitament att leverera dessa förmågor för att stötta överföringssystemet i driftskedet.

Kvarvarande behov hos Svenska kraftnät ska enligt EU-regelverket som huvudregel anskaffas enligt marknadsbaserade förfaranden, om det inte är samhällsekonomiskt effektivt att göra avsteg. Upphandling är ett explicit incitament för nätanvändare att leverera en fördefinierad stödtjänst eller avhjälpande åtgärd. Ersättningen kan antingen vara administrativt bestämd eller marknadsbaserad, där marknadsutformningen beror på en rad förutsättningar där marknads geografiska utbredning är avgörande för hur många potentiella leverantörer som kan leverera tjänsten.

Figur 1. Tillvägagångssätt för att säkerställa de förmågor som Svenska kraftnät behöver i överföringssystemet.



Utformningen och mognadsgraden för olika stödtjänster, samt hur avhjälpande åtgärder används, skiljer sig i dagsläget väsentligt åt. Avseende stödtjänster för balansering finns sedan flera år ett antal olika produkter som upphandlas på marknadsmässiga grunder. Inom detta område handlar därmed Svenska kraftnäts arbete i stor utsträckning om att vidareutveckla produkter och ersättningsmodeller för en säker och effektiv systemdrift, vilket är ett pågående arbete. I dagsläget upphandlas inga icke-frekvensrelaterade stödtjänster, men det finns behov att utveckla modeller för att anskaffa icke-frekvensrelaterade stödtjänster och relaterade avhjälpande åtgärder.

Rapporten är indelad utifrån aktiv effekt och frekvens (kapitel 4), aktiv effekt och överbelastning (kapitel 5), reaktiv effekt och spänning (kapitel 6) och ett elsystem med en hög andel kraftelektronik (kapitel 7). I kapitel 8 diskuteras resurstillräcklighet. Resurstillräcklighet ligger utanför regeringsuppdragets egentliga omfattning. Svenska kraftnät ser att det finns ett antal väsentliga frågeställningar kopplade till resurstillräcklighet och har därför valt att översiktligt ta med denna frågeställning i rapporten. Avslutningsvis innehåller kapitel 9 en konsekvensanalys av rapportens förslag.



## Sammanfattning av åtgärder

Åtgärd	Beskrivning	Tidplan
1. Svenska kraftnät ska initiera ett arbete för att ta fram och publicera prognoser avseende vårt behov av stödtjänster och avhjälpande åtgärder i överföringssystemet på 1–5 års sikt.	För att förbättra transparensen och möjligheten för marknadsaktörer att erbjuda stödtjänster avser Svenska kraftnät att ta fram prognoser avseende behoven. Prognoserna kommer att utvecklas över tid vad gäller såväl detaljeringsgrad som omfattning.	Målet är att en första version av en sådan prognos publiceras under 2022.
2a. Avskaffande av krav på kostnadsbaserade bud för FCR.	Dagens krav på kostnadsbaserade bud på FCR avskaffas.	Januari 2022.
2b. Övergång till marginalpris för FCR.	Dagens prissättningsmetod med betalning enligt bud ersätts av marginalprissättning.	2024.
3. Införande av stödtjänst FCR-D nedreglering.	Stödtjänsten ska användas för att hantera överfrekvenser i kraftsystemet och aktiveras vid driftstörning i frekvensintervallet mellan 50,1 och 50,5 Hz.	Januari 2022.
4. Översyn av FFR och utredning av ersättning för rotationsenergi.	En översyn på nordisk nivå avseende FFR ska genomföras. Enligt Svenska kraftnät bör målbilden vara att utforma en modell för en gemensam upphandling av FFR samt mekanisk	Nordisk översyn är inplanerat till första halvåret 2023.

	rotationsenergi och snabb frekvensreglering.	
5. Lista på flexibla resurser för omdirigering och motköp.	I dagsläget används mFRR för omdirigering och motköp. De tekniska kraven på mFRR kommer att skärpas i samband med införandet av en europeisk standardprodukt samtidigt som behoven av omdirigering och motköp förväntas öka. Mot den bakgrunden ser Svenska kraftnät det som viktigt att få tillgång till ytterligare resurser som inte kvalificerar för mFRR.	Resurser som inte uppfyller kraven på mFRR ska kunna användas för omdirigering och motköp hösten 2022.
6. Reaktiv effektkomponent i nättariffen.	Inom ramen för Svenska kraftnäts pågående tarifföversyn tas ett förslag fram för att inkludera reaktiv effektkompensering i tariffen.	Förslag tas fram under hösten 2021.  Implementering kan tidigast ske från 1 januari 2024.
7. Införande av icke-frekvensrelaterad stödtjänst med administrativt fastställd ersättning för spänningsreglering.	Svenska kraftnät har tagit fram ett förslag på teknisk utformning av icke-frekvensrelaterade stödtjänster för spänningsreglering. Förslaget behöver förankras och vidareutvecklas.	Samråd med branschen under 2022.
8. Pilot för marknadsmässig anskaffning av reaktiv effekt.	Målet är att en pilot ska ge ökad förståelse gällande möjligheten att anskaffa en given volym	Behovsidentifiering och utformning av pilot 2022.

	reaktiv effekt i konkurrens.	Mål att kunna genomföra upphandlingar 2023.
9. Införande av driftavtal.	Införa ett driftavtal som skapar tydlighet mellan olika parter gällande när och hur olika förmågor ska användas, exempelvis i vilket systemdrifttillstånd.	Ett utredningsarbete för att ta fram en ny avtalsstruktur inleds under hösten 2021.
10. Icke-frekvensrelaterad stödtjänst med administrativt fastställd ersättning för felströmsinmatning.	Ersättningsmodeller för felströmsinmatning ska utredas.	Samråd med branschen och vidareutveckling av förslaget under 2023.  Fram till 2023 sker förberedande utredningsarbete.

## Förbättrad transparens avseende framtida behov

**Åtgärd 1:** Svenska kraftnät ska initiera ett arbete för att ta fram och publicera prognoser avseende behovet av stödtjänster och avhjälpande åtgärder i överföringssystemet på 1–5 års sikt.

Svenska kraftnät har enligt elmarknadsdirektivet artikel 40 och SO artikel 20 ett ansvar att säkerställa att det finns tillräckligt med stödtjänster och avhjälpande åtgärder tillgängliga för att upprätthålla driftsäkerheten samt hantera överträdelser. För att möjliggöra en icke-diskriminerande och marknadsbaserad anskaffning med rimlig framförhållning behöver Svenska kraftnät kommunicera kommande behov till potentiella leverantörer.

Under arbetet med föreliggande rapport har externa intressenter framfört önskemål om att Svenska kraftnäts behov av olika stödtjänster och avhjälpande åtgärder tydliggörs på ett mer transparent och förutsägbart sätt. Denna information är väsentlig för att aktörerna på ett bättre sätt ska kunna planera investeringar och uppbyggande av förmågor för att möta elsystemets behov. Svenska kraftnät delar denna bedömning. Samtidigt är några av behoven, särskilt kopplade till reaktiv effekt och spänningsrelaterade förmågor, av lokal karaktär. För att informationen ska vara meningsfull krävs att analysen har en relativt detaljerad geografisk upplösning. Detta kan kräva en omfattande teknisk analys.

Svenska kraftnät har för avsikt att initiera ett arbete för att ta fram och publicera prognoser avseende behovet av stödtjänster och avhjälpande åtgärder i överföringssystemet på 1–5 års sikt. Det kommer att ske via en stegvis utveckling. Det finns betydande synergieffekter mellan detta arbete och vår uppgift enligt artikel 51 i elmarknadsdirektivet att vartannat år ta fram tioåriga nätutvecklingsplaner som innehåller effektiva åtgärder för att garantera systemets ändamålsenlighet och försörjningstrygghet.

## Ändrad prissättning av aktiv effekt och frekvens

**Åtgärd 2:** Dagens krav på kostnadsbaserade bud på FCR avskaffas i januari 2022. Svenska kraftnät har som mål att gå över från betalning enligt bud till marginalprissättning för FCR-D och FCR-N under 2024.

**Åtgärd 3:** Svenska kraftnät avser att inom ramen för det nordiska samarbetet arbeta för en vidareutveckling av den snabba frekvensreserven (FFR) samt för att denna kompletteras med en ersättningsmodell för rotationsenergi och snabb frekvensreglering.

**Åtgärd 4:** Införande av stödtjänst FCR-D nedreglering i januari 2022. Stödtjänsten ska användas för att hantera överfrekvenser i elsystemet och aktiveras vid driftstörning i frekvensintervallet mellan 50,1 och 50,5 Hz.

Inom området aktiv effekt och frekvens behandlas de existerande produkterna frekvensåterställningsreserverna (aFRR och mFRR) frekvenshållningsreserverna (FCR-N och FCR-D) samt snabb frekvensreserv (FFR). Den nya produkten FCR-D nedreglering kommer att introduceras i januari 2022.

### Frekvensåterställningsreserver (FRR)

För frekvensåterställningsreserverna sker ett omfattande utvecklingsarbete inom ramen för programmet för införande av en ny nordisk balanseringsmodell (NBM). NBM syftar dels till att möta utmaningarna avseende balanseringen utifrån förändringarna i elsystemet och dels att möjliggöra för Norden att ansluta till de europeiska marknadsplattformarna för balansenergi som är under utveckling. Fokus är på implementering av det beslutade nordiska programmet. Detta innebär bland annat införande av kapacitetsmarknader för aFRR och mFRR, förändringar av energiaktiveringsmarknaden för mFRR och i förlängningen anslutning till de europeiska energiaktiveringsmarknaderna för aFRR och mFRR. En viktig del av NBM-programmet är också att möjliggöra införandet av 15 minuters avräkningsperiod.

### Frekvenshållningsreserver (FCR)

Avseende frekvenshållningsreserverna finns i dagsläget en gemensam marknad mellan Sverige och östra Danmark (DK2), samt ett utbyte av reserver mellan de

nordiska systemansvariga för överföringssystemen (TSO:erna). För FCR finns i dagsläget krav på att bud ska vara kostnadsbaserade och ersättning sker utifrån bud ("pay-as-bid"). Båda dessa faktorer bedöms som försvårande för inträde för nya aktörer och resurser. Svenska kraftnät annonserade i maj 2021 att kravet på kostnadsbaserade bud ska tas bort från 1 januari 2022. En övergång till marginalpris ("pay-as-cleared") bedöms som önskvärt på sikt.

Under året har Svenska kraftnät genomfört fördjupade analyser av alternativ marknadsdesign främst avseende FCR-N-marknaden med hjälp av externa forskare<sup>1</sup>. Övergången från en prissättningsmetod med betalning enligt bud till marginalprissättning kan enligt studien initialt leda till att anskaffningskostnaderna för Svenska kraftnät ökar med ca 20 procent, givet dagens höga marknadskoncentration. Marknaden kännetecknas enligt Herfindahl-Hirschman Index (HHI) som en oligopolmarknad då koncentrationen uppgår till ca 3 300.

De ökade anskaffningskostnaderna pga en ändrad prissättningsmetod kan emellertid motverkas med nya marknadsaktörer och ökad konkurrens, dels genom att nya bud tränger ut dyrare bud och dels genom att existerande aktörers budgivningsstrategi påverkas av en ökad konkurrens. Med ett relativt omfattande inträde av nya aktörer på marknaden skulle en sådan prishöjning motverkas, och i förlängningen kunna leda till minskade anskaffningskostnader, vilket visar på betydelsen av ett ökat utbud och fler aktörer innan övergången till marginalpris genomförs.

Trots en betydande prisutveckling på marknaden de senaste åren har utbudet i Sverige och östra Danmark inte påverkats i nämnvärd omfattning. Därför överväger Svenska kraftnät åtgärder som kan öka utbudet. Ökat handelsutbyte med omgivande TSO:er är en möjlig åtgärd som kan öka utbudet och bedöms vara en viktig förutsättning för övergång till marginalpris.

Mot den bakgrunden är Svenska kraftnäts målsättning att övergå till marginalprissättning för FCR-D och FCR-N under 2024. Syftet med att fastställa en specifik tidpunkt en bit framåt i tid är dels att ge nya aktörer möjlighet att komma in på marknaden, dels att skapa förutsättningar för att arbeta med andra åtgärder för att förbättra konkurrensen och öka utbudet.

Åtgärder som avses vidtas under perioden fram till en övergång till marginalprissättning inkluderar:

---

<sup>1</sup> Under hösten 2020 genomförde Austrian Institute of Technology en analys av FCR-N marknad med fokus på avskaffande av krav på kostnadsbaserade bud samt övergång till marginalpris (Poplavskaya & Leimgruber, 2021). Under 2021 har en fortsatt analys genomförts med fokus på asymmetriska bud samt förslag på plan för förändring av marknadsdesignen för FCR-N (förväntas publiceras hösten 2021).

- > Avskaffande av krav på kostnadsbaserade bud (redan annonserat från 1 januari 2022)
- > Fortsatt arbete med att utveckla en gemensam nordisk marknad för FCR (pågående arbete tillsammans med Fingrid, samt existerande marknad med Danmark)
- > Implementering av nya tekniska krav för FCR på nordisk nivå
- > Vidareutveckling av förkvalificeringsprocessen med syftet att underlätta för nya leverantörer
- > Fortsatt arbete med att få in nya aktörer och mer volym via exempelvis pilotprojekt
- > Utredning av möjligheten till utbyte av FCR med andra synkronområden.

I dagsläget är FCR-N en symmetrisk produkt där leverantören erbjuder lika stor volym upp- och nedreglering. Energimarknadsinspektionen har gjort bedömningen att FCR utgör balanskapacitet och utifrån den europeiska lagstiftningen ska balanskapacitet upphandlas separat för upp- och nedreglering. Bedömningen att FCR utgör balanskapacitet delas enligt Svenska kraftnäts förståelse dock inte av övriga nordiska tillsynsmyndigheter. Svenska kraftnät menar att det är av stor vikt med harmoniserade krav inom det nordiska synkrona området. En eventuell övergång till asymmetriska bud kräver också en noggrann analys av om det är lämpligt ur teknisk synvinkel, samt hur den tekniska kravställningen i så fall ska utformas för att upprätthålla driftsäkerheten. Ett sådant utredningsarbete måste genomföras på nordisk nivå. Svenska kraftnät har för närvarande ett undantag från Energimarknadsinspektionen för att upphandla FCR som en symmetrisk produkt.

### Snabb frekvensreserv och rotationsenergi

Den snabba frekvensreserven (FFR) infördes sommaren 2020. Reservens utformning svarar väl mot behoven i dagsläget, men när elsystemets lägstanivå av rotationsenergi i framtiden sjunker under den nivå som FFR designades för så kommer ytterligare åtgärder att krävas, antingen i form av mer mekanisk rotationsenergi eller i form av en ny typ av snabb frekvensreglering. FFR kan betraktas som ett substitut för mekanisk rotationsenergi, vilket innebär att mekanisk rotationsenergi har ett marginalvärde för systemet som är större än noll, åtminstone under de timmar då FFR upphandlas. Därmed förefaller det ändamålsenligt att ge ersättning för mekanisk rotationsenergi vid tillfällen då marginalvärdet är större än noll.

Svenska kraftnät har övervägt alternativet att på nationell nivå införa en ersättning för mekanisk rotationsenergi under de timmar som FFR upphandlas. Nyttan av rotationsenergi är dock gemensam för det nordiska synkrona systemet och nationella lösningar riskerar att ge snedvridningar på marknaden. Mot den bakgrunden förefaller det mer ändamålsenligt att i första hand analysera

möjligheten att utveckla FFR-produkten samt att komplettera denna med en ersättningsmodell för rotationsenergi inom ramen för det nordiska samarbetet.

Enligt Svenska kraftnäts uppfattning är en önskad målbild att FFR, mekanisk rotationsenergi och snabb frekvensreglering upphandlas gemensamt av TSO:er inom Norden.

## Införande av lista på flexibla resurser för att hantera överbelastning

**Åtgärd 5:** Svenska kraftnät har initierat ett arbete för att analysera alternativa modeller för hantering av omdirigering och motköp och avser att ta fram en lista på flexibla resurser för registrering av resurser för omdirigering och motköp. Ett detaljerat förslag på utformning kommer att utarbetas till hösten 2022.

I takt med att det förändrade elsystemet leder till allt mer varierande flöden kommer överbelastning att bli allt viktigare. Detta innebär bland annat att ändamålsenlig utformning av elområden, som tar hänsyn till strukturella flaskhalsar, även fortsättningsvis är viktig. För närvarande pågår en översyn av elområden på europeisk nivå.

Svenska kraftnät förväntar sig att behoven av omdirigering och motköp kommer att öka över tid. I dagsläget används marknadsbud på reglerkraftmarknaden (mFRR) för omdirigering och motköp. Svenska kraftnät bedömer att detta sannolikt inte kommer att vara det ekonomiskt mest fördelaktiga i framtiden. Detta beror dels på att en europeisk standardprodukt för mFRR kommer att införas med ökade tekniska krav avseende bl.a. kortare aktiveringstid för att få leverera mFRR. Den ökade kravställningen bedöms få till följd att vissa resurser som i dag levererar mFRR inte kommer att kunna delta i framtiden. Det kan då vara lämpligare att använda de resurser som inte uppfyller de nya mFRR-kraven till omdirigering och motköp, så att de högkvalitativa mFRR-resurserna inte uttöms. Därtill är det oklart i vilken utsträckning den framtida europeiska marknadskopplingen för mFRR kommer att kunna nyttjas för omdirigering och motköp.

Svenska kraftnät har därför initierat ett arbete för att analysera alternativa modeller. En arbetshypotes är att utveckla en lista på flexibla resurser där resurser kan registreras och användas för omdirigering och motköp. Ett förslag kommer att utarbetas till slutet av 2021 inom ramen för en pågående förstudie. Svenska kraftnät ser också en möjlighet att i förlängningen koppla en sådan lista till lokala flexibilitetsmarknader, vilket skulle möjliggöra för såväl DSO:er som Svenska kraftnät att använda de flexibla resurser som finns på listan för omdirigering och motköp. De alternativa modeller som tas fram ska enligt CACM artikel 25 möjliggöra att tillgängliga resurser för omdirigering och motköp beaktas i kapacitetsberäkningen som sker innan dagen före-marknaden öppnar. Detta

förutsätter att alla TSO:er i Norden kommer överens om användningen av avhjälpande åtgärder av gränsöverskridande karaktär. Svenska kraftnät kommer vid implementeringen att beakta hur denna överenskommelse påverkar med vilken planeringshorisont DSO och TSO måste koordinera användningen av flexibla resurser på listan.

Svenska kraftnät arbetar även vidare med pilot- och demonstrationsprojekt kring lokala flexibilitetsmarknader. Svenska kraftnäts arbete kring dessa projekt bedrivs i dagsläget inom ramen för vår FoU-verksamhet. Även om det finns ett betydande utvecklingsarbete kvar, har Svenska kraftnät gjort bedömningen att detta arbete har nått en mognadsgrad där det inte är lämpligt att initiera ytterligare pilot/demonstrationsprojekt inom ramen för FoU. Under hösten 2021 kommer Svenska kraftnät därför att utforma en långsiktig strategi för lokala flexibilitetsmarknader.

Svenska kraftnät arbetar kontinuerligt med att analysera olika alternativ för att frigöra ytterligare överföringskapacitet. Under 2021 har Svenska kraftnät bland annat analyserat möjligheten att använda batterier för hantering av felfall för snitt 2. Analysen visade att andra åtgärder är mer effektivt på kort och lång sikt.

I ett mer långsiktigt perspektiv finns det skäl att fortsätta analysera marknadsdesignen utifrån hantering av överbelastning och marknadens geografiska upplösning för att säkerställa att den är ändamålsenlig även bortom 2030. ENTSO-E har under 2021 genomfört en konsultation avseende olika alternativ för den framtida marknadsdesignen. Svenska kraftnät ser ett behov av ett fortsatt analysarbete avseende framtida marknadsmodell utifrån en svensk och nordisk kontext.



## Ersättningsmodeller för reaktiv effekt och spänning

**Åtgärd 6:** Svenska kraftnät avser att inom ramen för den pågående tarifföversynen ta fram ett detaljerat förslag till hur en reaktiv effektkomponent kan inkluderas i nättariffen. Förslaget tas fram under hösten 2021 och en sådan tariff kan som tidigast införas från 1 januari 2024.

**Åtgärd 7:** Svenska kraftnät avser att införa en stödtjänst med administrativt fastställd ersättning för spänningsreglering med två ersättningsnivåer; en nivå för temporär och en för varaktig spänningsreglering i anslutningspunkten. Svenska kraftnät har tagit fram ett förslag till teknisk utformning av stödtjänsten men ett fortsatt utredningsarbete är nödvändigt. Svenska kraftnät har för avsikt att samråda med branschen och vidareutveckla förslaget under 2022.

**Åtgärd 8:** Svenska kraftnät har för avsikt att initiera ett arbete för att utforma piloter för marknadsmässig anskaffning av reaktiv effekt, i ett eller flera områden/anslutningspunkter med särskilt stort behov. Behovsidentifiering och utformning av piloter kommer att göras under 2022, med målet att kunna genomföra upphandlingar under 2023. Leveransperioden förväntas inledas under 2025.

I dagsläget ges ingen ersättning för bidrag avseende reaktiv effekt och spänningsreglering. Det finns heller inget tariffelement som påför nätanvändare kostnader som de eventuellt orsakar Svenska kraftnät avseende reaktiv effekt. Det finns heller ingen etablerad internationell marknadsmodell att ta efter vilket markerar att det är generellt svårt att utforma välfungerande marknader för reaktiv effekt, utifrån dess lokala karaktär. Det vanligaste tillvägagångssättet internationellt är att leveranser sker via en kravställning, ofta kombinerad med någon form av tariffliknande ersättningsmodell. Därtill finns ett fåtal exempel med marknadsbaserad anskaffning med blandade erfarenheter. För svensk del behöver ett omfattande arbete genomföras i branschen för att nå en samsyn kring vilka förmågor som anslutande parter ska kunna tillhandahålla och hur dessa ska användas. Det krävs utvecklingsinsatser gällande behovsanalyser, krav för anslutning och drift samt tillhörande provning.

Gällande ekonomiska incitament bör reaktiv effektkompensering inkluderas i nättariffen. Målet är att dels ge incitament för att anslutande parter ska utbyta reaktiv effekt på ett sätt som minskar kostnaden i elsystemet och dels att hålla nollutbyte när det är lämpligt. Med kostnader avses här i första hand alternativkostnader om Svenska kraftnät måste upphandla helt integrerade nätkomponenter för reaktiv effektkompensering. Ett första förslag avseende en reaktiv effektkomponent i nättariffen har presenterats under hösten 2021 och en faktisk tariff kan som tidigast införas 2024, och Svenska kraftnät behöver även säkerställa att föreslagen tariffkomponent är i linje med

Energimarknadsinspektionens kommande föreskrifter för effektivt utnyttjande av elnäten.

En icke-frekvensrelaterad stödtjänst med en administrativt fastställd ersättning för temporär och varaktig spänningsreglering införs. Ersättningen utgår i första hand från Svenska kraftnäts alternativkostnad, dvs. kostnaderna för egna åtgärder. Med en administrativt fastställd ersättning kommer volymen att bestämmas av marknaden och det är därmed osäkert vilka volymer som kommer att levereras. Genom att i drift- och nyttjandeavtal nå överenskommelser om hur och när spänningsreglering ska användas kan volymosäkerheten minskas. En sådan modell ger dock ingen garanti för leveranser, exempelvis i situationer då en producent av något skäl (lågt elpris, revisioner eller liknande) valt att inte vara ansluten och i drift. Ersättningen ger dock ett extra incitament att vara ansluten och i drift och leverera tjänsten. I rapporten beskrivs översiktligt hur Svenska kraftnät ser att en sådan icke-frekvensrelaterad stödtjänst bör utformas. Ett fortsatt utredningsarbete är nödvändigt för att detaljera utformningen. Svenska kraftnät har för avsikt att samråda med branschen och vidareutveckla förslaget under 2022.

Därtill bör en kompletterande pilotupphandling av reaktiv effekt sannolikt införas, där ersättningen bestäms av marknaden. Innan en sådan modell införs krävs dock ett omfattande utvecklingsarbete och tydliggörande av behoven. Svenska kraftnäts bedömning är att åtminstone två centrala krav ska vara uppfyllda för att en pilotupphandling ska vara effektiv. För det första behöver kontrakten ingås i god tid innan leverans för att möjliggöra för nya aktörer att erbjuda lösningar. För det andra behöver kontrakten vara fleråriga. Svenska kraftnät kan i nuläget inte bedöma den exakta längden som sådana kontrakt lämpligen bör ha. I piloter som genomförts av National Grid ESO i Storbritannien har nioåriga kontrakt ingåtts, vilket ger en indikation på kontraktslängder. Svenska kraftnät har för avsikt att initiera ett arbete för att i ett första steg utforma piloter för marknadsmässig anskaffning i ett eller flera områden/anslutningspunkter med särskilt stort behov. Behovsidentifiering och utformning av piloter kommer att göras under 2022, med målet att kunna genomföra upphandlingar under 2023. Leveransperioden förväntas inledas ca 2025.

En sådan långsiktig upphandling skiljer sig från situationer när behov uppstår i närtid. I dessa lägen är det vare sig möjligt att överväga installation av helt integrerade nätkomponenter, och sannolikt inte heller att genomföra en upphandling med öppet förfarande. Svenska kraftnät bedömer att det även fortsättningsvis kommer att uppstå situationer då resurser behöver säkerställas med relativt kort framförhållning, exempelvis på grund av särskilda driftsituationer eller snabbt ändrade förutsättningar. I situationer som dessa bedömer Svenska kraftnät att det kan vara nödvändigt med ett förhandlat förfarande med existerande aktörer.

## Renodla anslutningsavtalen och införa driftavtal

**Åtgärd 9:** Svenska kraftnät renodlar anslutningsavtalen och inför ett driftavtal som skapar en struktur som underlättar överenskommelser och tydlighet mellan olika parter gällande när och hur olika förmågor ska användas, exempelvis vid vilket systemdrifttillstånd. Svenska kraftnät har för avsikt att samråda med branschen och ta fram en ny avtalsstruktur. Arbetet inleds under hösten 2021.

Svenska kraftnät ser en fördel i att renodla anslutningsavtalen och införa driftavtal som harmoniseras med anslutningskoderna respektive driftkoderna.

Anslutningskoder tillsammans med anslutningsavtal reglerar vilka förmågor som ska finnas för att en anläggning ska få ansluta till elsystemet. Driftkoderna reglerar hur förmågorna får och ska användas. Till skillnad från anslutningskoderna så omfattar driftkoderna även befintliga anläggningar och hur tillgängliga förmågor hos dessa anläggningar får och ska användas vid olika systemdrifttillstånd för att upprätthålla driftsäkerheten. Genom att införa ett driftavtal skapas en struktur som underlättar överenskommelser och tydlighet mellan olika parter (TSO-DSO-SGU) gällande när och hur olika förmågor ska användas och aktiveras vid olika systemdrifttillstånd. Det är viktigt att anslutnings-, drift och nyttjandavtal harmoniseras och knyts till varandra så det skapas en tydlighet för alla inblandade parter vilka förmågor som ska finnas, hur de ska användas och vilka ekonomiska incitament som gäller. Ett fortsatt utredningsarbete är nödvändigt för att detaljera utformningen av en ny avtalsstruktur. Arbetet inleds under hösten 2021.

## Icke-frekvensrelaterad stödtjänst för felströmsinmatning

**Åtgärd 10:** Svenska kraftnät avser utreda införandet av en icke-frekvensrelaterad stödtjänst för felströmsinmatning. Lämplig teknisk utformning och valet av ersättningsmodell kräver fortsatt utredningsarbete och Svenska kraftnät har för avsikt att samråda med branschen och vidareutveckla förslaget under 2023. Fram till 2023 sker förberedande utredningsarbete.

Förändringen av elsystemet mot en allt högre andel av produktionen, och i viss mån förbrukningen, ansluten via kraftelektronik och en lägre andel synkrogeneratorer förändrar elsystemets egenskaper. Kraftelektronik med dagens standarddesign bidrar inte till att möta elsystemets behov på samma sätt som synkrogeneratorer, men det finns möjlighet att utforma den så att liknande, eller i vissa avseenden bättre, förmågor kan erhållas.

Mot bakgrund av detta avser Svenska kraftnät att utreda risker och principer för hantering av högsta möjliga andel kraftelektronikomriktare i förhållande till roterande maskiner, givet olika scenarion. Svenska kraftnät avser också att utveckla kravställning och stödtjänster som bidrar till att upprätthålla driftsäkerheten i ett system med hög andel produktion och förbrukning ansluten via kraftelektronik.

En icke-frekvensrelaterad stödtjänst som definieras i elmarknadsdirektivet och vars behov tydliggjorts till följd av en högre andel kraftelektronikomriktare är *kortslutningsström*. Svenska kraftnät ser en fördel i att benämna detta för *felströmsinmatning* snarare än *kortslutningsström*. Felströmsinmatning som förmåga innebär en mycket snabb inmatning av ström i syfte att påverka spänningen under och direkt efter ett fel, till exempel en kortslutning. Svenska kraftnät avser att som ett första steg tydliggöra kravställningen avseende felströmsinmatning från större nyare kraftparksmoduler (produktionsanläggningar) av åtminstone typ D. Därefter kommer ekonomisk ersättning för felströmsinmatning och lämpliga modeller att utredas.

## Resurstillräcklighet

Resurstillräcklighet är en frågeställning som ligger utanför den egentliga ramen för detta regeringsuppdrag, men som samtidigt har ett antal viktiga beröringspunkter. I dag säkras resurstillräckligheten i Sverige med effektreserven vilket är en strategisk reserv enligt definitionen i elmarknadsförordningen. Aktivering av effektreserven är enligt elmarknadsförordningen mer strikt jämfört med hur den historiskt har använts i Sverige. Aktivering ska enbart ske när en systemansvarig sannolikt kommer att uttömma alla balansresurser och inte som i dag då den även används för motköp och omdirigering. Detta kommer att medföra att resurser för att hantera motköp och omdirigering kommer att minska. Detta kopplar till kapitel 5 om Aktiv effekt och överbelastning.



# 1 Introduktion

## 1.1 Bakgrund

Elsystemet i Sverige, så väl som i övriga Norden och Europa, är under snabb förändring. Det finns flera olika bakomliggande drivkrafter till denna förändring, som också ömsesidigt påverkar varandra. Ambitionerna att motverka klimatförändringar driver systemet mot en minskad användning av fossilbaserad elproduktion och till omställningar på förbrukningssidan när flera sektorer går mot en ökad elektrifiering. Kopplat till detta finns också politiska ambitioner att öka andelen förnybar elproduktion i elsystemet, vilket leder till att produktion med delvis andra egenskaper kommer in och ersätter den traditionella produktion som elsystemet är uppbyggt kring. Vidare har kostnaderna för förnybar elproduktion fallit kraftigt under ett antal år, med följderna att investeringar i förnybar elproduktion sker på rent marknadsmässiga grunder.

De systemmässiga förändringar som denna utveckling leder till innebär att de grundläggande förutsättningarna för att driva elsystemet förändras. Marginalerna i elsystemet kommer att minska och många egenskaper som traditionellt funnits inneboende i exempelvis produktionsanläggningar kommer i allt större utsträckning behöva säkerställas via explicit kravställning och/eller via olika former av ekonomiska incitament. Den ökande andelen variabel, väderberoende produktion kommer också att leda till större variationer i effektflöden i elsystemet. I ett nordiskt perspektiv påverkas Sverige i särskilt hög grad på grund av den geografiska placeringen. De traditionella relativt stabila effektflödena från norr till söder kommer att ersättas av andra och mer varierande flöden som elsystemet i nuläget inte är uppbyggt för. Svenska kraftnät behöver därför anpassa nätutbyggnaden för dessa nya flöden och även vidta andra åtgärder för att undvika överbelastningar i nätet.

På europeisk nivå har det under många år utvecklats ett rättsligt ramverk, som tämligen ingående reglerar förutsättningarna för såväl driftmässiga som marknadsmässiga lösningar. De ersättningsmodeller och andra lösningar som Svenska kraftnät implementerar måste i stor utsträckning tas fram i samarbete med andra systemansvariga och godkännas av Energimarknadsinspektionen (Ei), och i vissa fall i samarbete med andra tillsynsmyndigheter, i enlighet med den europeiska och svenska lagstiftningen.

## 1.2 Uppdraget

Regeringen gav i november 2020 Svenska kraftnät i uppdrag att beskriva arbetet med stödtjänster och avhjälpande åtgärder, samt att lämna förslag till ersättningsmodeller och regeländringar. Mer specifikt ska Svenska kraftnät inom ramen för uppdraget:

- > Beskriva affärsverkets pågående arbete med stödtjänster för upprätthållande av normaldrift samt för avhjälpande åtgärder och skyddstjänster för skärpt drift och nöddrift. Det pågående arbetet ska beskrivas på både nationell och nordisk nivå samt när det är relevant även på europeisk nivå.
- > Redovisa en tidsplan som beskriver vilka samhällsekonomiskt motiverade åtgärder som Svenska kraftnät planerar att vidta framöver.
- > I redovisningen bedöma om tekniska krav kan anpassas så att fler aktörer ges möjlighet att erbjuda stödtjänster.
- > Redovisa hur arbetet kommer att förbättra stabiliteten i elsystemet och hur åtgärderna kommer att påverka elmarknadens funktion, inklusive de ekonomiska konsekvenserna för de balansansvariga företagen.
- > Redogöra för EU-bestämmelser, samt hur Svenska kraftnät genomfört bestämmelserna.
- > Vid behov och med stöd av en konsekvensbedömning lämna fullständiga förslag på nya teknikneutrala, samhällsekonomiskt motiverade ersättningsmodeller för relevanta tjänster och ändringar i regelverk som berör stödtjänster, avhjälpande åtgärder och skyddstjänster.

Enligt det ursprungliga regeringsbeslutet ska uppdraget redovisas till Regeringskansliet senast den 1 september 2021. Den 19 augusti meddelade regeringen förlängd redovisningstid till 15 oktober 2021.

### 1.3 Avgränsningar

I rapporten inkluderas i enlighet med uppdragslydelsen de åtgärder som Svenska kraftnät enligt EU-regelverken har skyldighet att förbereda i systemdrifttillstånden normaldrift, skärpt drift och nöddrift. Åtgärder som Svenska kraftnät ska förbereda i systemdrifttillstånden återuppbyggnad och nätsammanbrott ligger därmed utanför uppdragets avgränsning.

### 1.4 Metod och genomförande

Projektgruppen som arbetet i projektet Regeringsuppdrag avseende stödtjänster har genomfört en kartläggning av de behov som Svenska kraftnät har i dag och hur behoven förväntas utvecklas i framtiden drivet av den pågående energiomställningen och den regelutveckling som skett på främst europeisk nivå. Denna kartläggning kompletterades med en nulägesanalys över hur Svenska kraftnät arbetar med stödtjänster, avhjälpande åtgärder och skyddstjänster samt vilka förändringar som är på gång i Sverige, Norden och EU. En gapanalys genomfördes mot bakgrund av nulägesbeskrivningen och den behovsbild som identifierats. Utifrån gapanalysen har ett antal förslag tagits fram. De förslag som presenteras i rapporten har grundats på en genomgång av gällande regelverk i Sverige och EU samt en teknisk och ekonomisk analys av hur Svenska kraftnät kan

utforma ändamålsenliga och krav och incitament för att säkerställa nödvändiga förmågor i elsystemet.

## 1.5 Samråd

En bred extern referensgrupp bestående av ca 60 representanter från både traditionella marknadsaktörer (t ex systemansvariga för överföringssystem, balansansvariga, producenter och förbrukare) såväl som nya marknadsaktörer har följt arbetet med rapporten. Den externa referensgruppen har också haft möjlighet att kommentera på utkast till slutrapport. Kommentarer från referensgruppen har i viss utsträckning beaktats och inarbetats i slutrapporten och kommer att i övrigt beaktas i Svenska kraftnäts fortsatta arbete.

Under arbetets gång har tre externa referensgruppsmöten genomförts. Under de externa referensgruppsmötena har projektet informerat samt inhämtat synpunkter. Under arbetet med att ta fram rapporten har projektgruppen också fört en dialog med Energimarknadsinspektionen (Ei), Infrastrukturdepartementet samt med externa aktörer.

## 1.6 Rapportstruktur

Kapitel 2 innehåller en övergripande beskrivning av Svenska kraftnäts uppdrag som systemansvarig för överföringssystemet och systemdrifttillstånden. I kapitel 3 redogörs för hur Svenska kraftnät kan använda krav och ekonomiska incitament för att uppmuntra nätanvändare att bidra till en säker och effektiv drift. Kapitel 4–8 innehåller en detaljerad analys av överföringssystemets behov, vilka förmågor i elsystemet som kan möta dessa behov, hur Svenska kraftnät arbetar med stödtjänster och avhjälpande åtgärder för en säker och kostnadseffektiv systemdrift och vilka förändringar och åtgärder som planeras i framtiden. Vi har delat upp behov och förmågor i fem områden: Frekvens och aktiv effekt, överbelastning, spänning och reaktiv effekt, behov kopplade till en ökad andel kraftelektronikansluten produktion samt resurstillräcklighet. Behov och förmågor på olika områden hänger dock ofta ihop och områdena överlappar därför delvis varandra. Kapitel 9 innehåller en konsekvensanalys av de åtgärder som presenteras i rapporten. Appendix A och B innehåller omvärldsanalys avseende ersättning för reaktiv effekt och en ordlista.



## 2 Svenska kraftnäts roll som TSO

Svenska kraftnät är enligt elmarknadsdirektivet<sup>2</sup> artikel 40 systemansvarig för överföringssystemet (TSO) och ansvarar bland annat för att upphandla stödtjänster och anskaffning av avhjälpande åtgärder för att upprätthålla driftsäkerheten i överföringssystemet och bidra till försörjningstryggheten genom att tillhandahålla överföringskapacitet på dagen före- och intradagsmarknaden. För att balansera systemet i realtid ska Svenska kraftnät upphandla stödtjänster för balansering genom transparenta, icke-diskriminerande och marknadsbaserade förfaranden.

Att balansera systemet innebär att systemansvarig fortlöpande säkerställer den aktiva effektbalansen i systemet vid systemfrekvensen 50 Hz. För att upprätthålla driftsäkerheten måste även andra parametrar, exempelvis spänningen, hållas inom givna intervall med hjälp av olika åtgärder. Vissa åtgärder är kostnadseffektiva att anskaffa från tredje part medan andra är mer lämpade att utföra genom åtgärder i det egna nätet. För att upprätthålla en säker och effektiv systemdrift behöver således Svenska kraftnät hitta en kombination av egna åtgärder och åtgärder som kan tillhandahållas från tredje part.

Det ligger inom systemansvaret för varje TSO och systemansvarig för distributionssystemet (DSO) att säkerställa att elsystemet är driftsäkert på kort och lång sikt, trots förändringar som sker i förbruknings- och produktionsmönster hos befintliga kunder. Den europeiska lagstiftningen är tydlig med att det är DSO:erna som är ansvariga för att upprätthålla driftsäkerheten i distributionssystemen medan TSO:erna har ansvar för att upprätthålla driftsäkerheten i överföringssystemet. Det som skiljer en TSO:s systemansvar från DSO:ernas ansvar är att Svenska kraftnät ska samordna förberedelse av och användningen av förmågor i hela observerbarhetsområdet för att upprätthålla driftsäkerheten i överföringssystemet. Driftsäkerheten i elsystemet är inte enbart beroende av förhållanden i själva ledningsnätet utan också i hög grad beroende av egenskaper och förmågor hos samtliga anläggningar i elsystemet samt hur dessa anläggningar samverkar. Ett observerbarhetsområde utgörs enligt SO<sup>3</sup> artikel 3.2 48 av det egna överföringssystemet, relevanta delar av lokal- och regionnät samt angränsande överföringssystem som Svenska kraftnät övervakar eller modellerar.<sup>4</sup>

Svenska kraftnäts ansvar för att tillhandahålla överföringskapacitet är central för att uppnå den europeiska energiunionen vars syfte bland annat är att öka leveranssäkerheten, stärka EU:s konkurrenskraft, bidra till minskade

<sup>2</sup> Europaparlamentets och rådets direktiv (EU) 2019/944 av den 5 juni 2019 om gemensamma regler för den inre marknaden för el och om ändring av direktiv 2012/27/EU.

<sup>3</sup> Kommissionens förordning (EU) 2017/1485 om fastställande av riktlinjer för driften av elöverföringssystem.

<sup>4</sup> Se Definition av observerbarhetsområdet, ärendenr Svk 2020/672 (Svenska kraftnät, 2020) för närmare definition.

växthusgasutsläpp samt förbättra möjligheten att ta tillvara på de gemensamma energitillgångar som finns inom unionen.

## 2.1 Systemdrifftillstånden är viktiga för att upprätthålla driftsäkerheten

EU har harmoniserat krav och principer för att säkerställa elsystemets driftsäkerhet. Genom harmoniseringen överbryggas hinder för gränsöverskridande samarbete mellan TSO:er. Det underlättar också samverkan med anslutna DSO:er och betydande nätanvändare. Överföringssystemets driftsäkerhet definieras som dess förmåga att bibehålla normaldrifftillstånd eller återvända till ett normaldrifftillstånd så snart som möjligt. Om systemdrifftillståndet är något annat än normaldrifftillstånd innebär det att driftsäkerheten är påverkad.

Det finns fem systemdrifftillstånd definierade i SO: Normaldrifftillstånd, skärpt drifftillstånd, nöddrifftillstånd, nätsammanbrott och återuppbyggnadstillstånd. Figur 2 innehåller en översiktlig beskrivning av respektive systemdrifftillstånd.

Figur 2. Systemdrifftillstånden.

Normal- drifftillstånd	Skärpt drifftillstånd	Nöddrifftillstånd	Nätsammanbrott	Återuppbyggnads- tillstånd
Inom driftsäkerhetsgränser	Inom driftsäkerhetsgränser	Utom någon driftsäkerhetsgräns	Minst 50 % förbrukning fränkopplad	Har varit i nät-sammanbrott
Åtgärder tillräckliga Klarar N-1	Åtgärder otillräckliga N-1 klaras ej	Aktiverat systemskyddsplan	Spänningslöst 3 minuter i kontrollområdet	Aktiverat återbyggnadsplan

Källa: Svenska kraftnäts systemutvecklingsplan (2021).

SO gäller för normaldrifftillstånd och skärpt drifftillstånd medan ER<sup>5</sup> gäller för nöddrifftillstånd, nätsammanbrott och återuppbyggnadstillstånd. En TSO är ansvarig för att utforma en systemskyddsplan och en återuppbyggnadsplan enligt ER. Dessa planer ska innehålla åtgärder för nöddrifftillstånd och för återuppbyggnadstillstånd. Det finns också krav på att en provningsplan ska tas fram som syftar till att prova förmågorna i systemskyddsplanen och återuppbyggnadsplanen.

<sup>5</sup> Kommissionens förordning (EU) 2019/2196 om fastställande av nätföreskrifter för nödsituationer och återuppbyggnad avseende elektricitet.

### 2.1.1 Normaldrifttillstånd och skärpt drifttillstånd

Med normaldrifttillstånd avses en situation där systemet befinner sig inom driftsäkerhetsgränserna både i det aktuella tillståndet och i ett potentiellt framtida tillstånd, givet förhållandevis sannolika händelser (felfall) och beaktat tillgängliga reserver och avhjälpande åtgärder.

Gränser för driftsäkerhet definieras i SO (artikel 25) i fråga om åtminstone spänningsgränser (artikel 27), kortslutningsström (artikel 30), effektlöden (artikel 32) och dynamisk stabilitet (artikel 39). Dynamisk stabilitet är en allmän beteckning som omfattar rotorvinkelstabilitet, frekvensstabilitet och spänningsstabilitet. Svenska kraftnät har definierat systemdrifttillstånden genom att bland annat ta fram gränser för driftsäkerhet för de parametrar som behandlas i kapitel 4–6.

För att hålla systemet inom driftsäkerhetsgränserna ansvarar Svenska kraftnät för att ha tillräckliga reserver av aktiv och reaktiv effekt. För att säkerställa reserver av aktiv effekt upphandlar Svenska kraftnät fördefinierade stödtjänster. Enligt elmarknadsdirektivet är stödtjänster en tjänst som behövs för driften av ett överförings- eller distributionssystem, inbegripet balansering och icke-frekvensrelaterade stödtjänster men inte inbegripet hantering av överbelastning. Icke-frekvensrelaterade stödtjänster är tjänster som används av en TSO eller DSO för spänningsreglering i stationärt tillstånd, snabb inmatning av reaktiv effekt, tröghet för upprätthållande av stabiliteten i lokala nät, kortslutningsström, förmåga till dödnätsstart och till ö-drift. Förmåga till dödnätsstart och till ö-drift är åtgärder efter nätsammanbrott och vid återuppbyggnadstillstånd och faller således utanför det här regeringsuppdraget.

För de tillfällen tillgängliga stödtjänster i form av reserver av aktiv och reaktiv effekt inte räcker till så är en TSO skyldig att utforma, förbereda och aktivera avhjälpande åtgärder (artikel 20 SO). Avhjälpande åtgärder dimensioneras och anskaffas utifrån normaldrifttillstånd och skärpt drifttillstånd. Avhjälpande åtgärder är alla åtgärder som manuellt eller automatiskt tillämpas av en eller flera TSO:er i syfte att upprätthålla driftsäkerhet (artikel 2.13 CACM<sup>6</sup>). Vilka åtgärder som är möjliga att använda listas i SO (artikel 22) och dessa kan antingen tillhandahållas genom egna åtgärder eller anskaffas från tredje part.

Som framgår av Tabell 1 används avhjälpande åtgärder för spänningshantering för de tillfällen icke-frekvensrelaterad stödtjänster och helt integrerade nätkomponenter för reaktiv effekt inte räcker för att hålla systemet i normaldrifttillstånd, för hantering av överbelastning (motköp och omdirigering),

<sup>6</sup> Kommissionens förordning (EU) 2015/1222 av den 24 juli 2015 om fastställande av riktlinjer för kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning.

hantering av kortslutningsström samt hantering av dynamisk stabilitet. Avhjälpande åtgärder som påverkar synkronområdet ska samordnas med berörda TSO:er. Avhjälpande åtgärder i form av motköp och omdirigering omfattas av CACM. I CACM anges att en TSO bör använda en gemensam uppsättning avhjälpande åtgärder för att hantera både interna överbelastningar och överbelastningar mellan elområden. För att underlätta en effektiv kapacitetstilldelning och undvika onödiga inskränkningar i gränsöverskridande kapacitet bör TSO:erna samordna användningen av avhjälpande åtgärder i kapacitetsberäkningen.

Stödtjänster kan användas i alla systemdrifttillstånd medan avhjälpande åtgärder i huvudsak används under normaldrifttillstånd och skärpt drifttillstånd. När systemet är i nöddrifttillstånd aktiveras istället åtgärder ur systemskyddsplanen och när systemet varit i nätsammanbrott eller är i återuppbyggnadstillstånd aktiveras åtgärder ur återuppbyggnadsplanen.

Tabell 1. Tabellen visar Elmarknadsdirektivets och SO-riktlinjens krav på när det ska finnas en stödtjänst eller när avhjälpande åtgärder ska användas. Kolumnrubriken anger lagtextens begrepp och inom parantes anges vårt begrepp om det avviker från lagtexten.

		Stödtjänst för balansering	Icke-frekvensrelaterad stödtjänst	Avhjälpande åtgärd
	Balansering	X		
	Hantering av överbelastning			X
	Spänningsreglering i stationärt tillstånd (reaktiv effektkompensering)		X	X
	Snabb inmatning av reaktiv effekt (spänningsreglering)		X	X
	Kortslutningsström (tröghet mot spänningsändringar, felströmsinmatning)		X	X
	Tröghet för upprätthållande av stabiliteten i lokala nät		X	
Dynamisk stabilitet	Rotorvinkelstabilitet			X
	Frekvensstabilitet			X
	Spänningsstabilitet			X

### 2.1.2 Nöddrifttillstånd

Under nöddrifttillstånd kan stödtjänster samt åtgärder som finns i systemskyddsplanen användas för att återupprätta normaldrifttillstånd i elsystemet. Systemskyddsplanen ska innehålla åtgärder för att hantera frekvens- och spänningsrelaterade utmaningar i systemet, såväl som överbelastning. Åtgärderna i systemskyddsplanen kan antingen genomföras genom egna åtgärder eller genom anskaffning från leverantörer av skyddstjänster. En TSO kan också ställa krav på att anslutande DSO:er samt betydande nätanvändare inom observerbarhetsområdet ska vidta åtgärder i sina anläggningar vid ett nöddrifttillstånd. Villkoren för att agera som leverantör av skyddstjänster ska fastställas antingen i den nationella rättsliga ramen eller på avtalsbasis och ska godkännas av Ei (artikel 4.2 och 4.4, ER). Svenska kraftnät har hittills inte sett några behov av att definiera villkor för att agera som leverantör av skyddstjänster enligt artikel 4.2 i ER eftersom villkoren omfattas av den nationella rättsliga ramen.

I november 2020 lämnade Svenska kraftnät in en provningsplan till Ei för godkännande i enlighet med artikel 43.2 ER. Syftet med provningsplanen är att identifiera den utrustning och de resurser som är relevanta för systemskyddsplanen samt återuppbyggnadsplanen och som måste provas (Svenska kraftnät, 2020). När denna rapport skrivs, hösten 2021, är Svenska kraftnäts provningsplan enligt ER i en beslutandeprocess hos Ei.

Svenska kraftnät arbetar för närvarande med att uppdatera systemskyddsplanen och återuppbyggnadsplanen. Syftet är att dimensionera de åtgärder som finns i systemskyddsplanen och återuppbyggnadsplanen inom områdena reaktiv effekt och spänning, frekvens och aktiv effekt utifrån överföringssystemets behov. Resultatet från behovsanalysen kommer att avgöra om det behövs ytterligare ersättningsmodeller för att säkerställa nödvändiga förmågor i elsystemet. Arbetet kommer att vara klart vid årsskiftet 2022/2023, därav kommer Svenska kraftnät inte att behandla ersättningsmodeller för skyddstjänster närmare i den här rapporten.

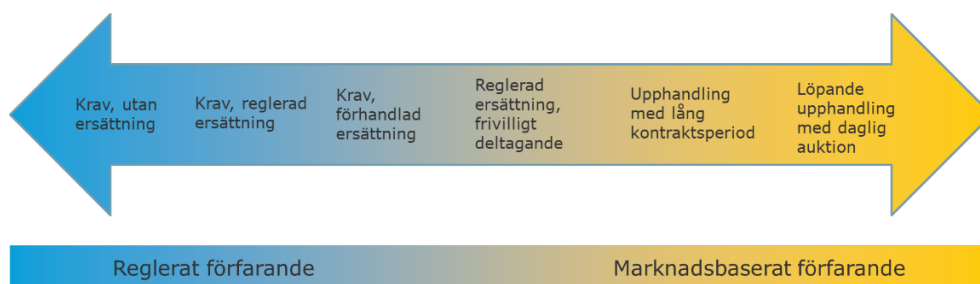
### 3 Krav och incitament för en säker och effektiv systemdrift

Nätanvändare (producenter, förbrukare och DSO:er) kan bidra till en säker och effektiv systemdrift. Detta förutsätter dock att det finns resurser på plats hos nätanvändarna som kan tillgodose elsystemets behov. Befintlig lagstiftning ger Svenska kraftnät möjlighet att använda krav, nättariff och upphandling så att nätanvändare systematiskt kan bidra till att upprätthålla driftsäkerheten i överföringssystemet. I kapitlet analyseras de olika verktygen ur ett rättsligt och ekonomiskt perspektiv och de avvägningar som måste göras när de utformas.

Nättariffen kan utgöra ett incitament för nätanvändare att bidra till en effektiv systemdrift. Nättariffen är dock inte en anskaffning av resurser i ordets rätta bemärkelse, utan utgör snarare en implicit anskaffning genom ett förändrat beteende hos nätanvändare. Nättariffen är obligatorisk för nätanvändare och kan beskrivas som en prissignal som bland annat syftar till att fördela de kostnader och nyttor som uppstår i nätet på de nätanvändare som orsakar dem. Nättariffen ger därmed inte bara intäkter till Svenska kraftnät – de kan också ge nätanvändare incitament till ett beteende som minskar nätkostnaderna. Flexibla nätanvändare kan därmed påverka sina nätavgifter genom att agera på ett sätt som leder till minskade nätkostnader.

En mer explicit anskaffning av resurser går att utforma på olika sätt. I Figur 3 illustreras var man kan placera de olika varianterna på en skala där vi från vänster till höger går från reglerat förfarande genom kravställning till marknadsbaserat förfarande med löpande upphandling.

Figur 3. Varianter av reglerade och marknadsbaserade förfaranden för att möjliggöra att nätanvändare kan bidra till att upprätthålla en kostnadseffektiv och ändamålsenlig driftsäkerhet.



Graden av frivillighet ökar ju längre till höger vi rör oss i figuren. Längst till vänster i figuren har vi tvingande krav, utan ersättning. Längst till höger i figuren har vi löpande upphandling, där det är fritt för en aktör att delta.

Elmarknadsförordningen<sup>7</sup> fastställer t.ex. att upphandling av balanskapacitet ska ske dagligen och där kontraktslängden inte får vara mer än en dag.

Om det bedöms att en löpande upphandling genom ett auktionsförfarande kommer leda till orimliga priser, stor risk för marknadsmanipulation eller stora transaktionskostnader överlag, uppkommer frågan om alternativa förfaranden kan ge ett bättre resultat. Är det möjligt att sänka trösklar för deltagande genom att ändra den tekniska kravställningen för leverantörer? Kan aggregering av resurser från olika leverantörer eller sektorsintegration erbjudas? Om det inte redan finns, ska betalning för tillgänglighet erbjudas? Ska Svenska kraftnät betala enligt bud eller enligt marginalpris? Möjligheterna att utforma de olika varianterna i Figur 3 är många.

De olika varianterna kan också kombineras, till exempel genom att kombinera krav på förmågor vid anslutningstillfället med upphandling av resurser vars förmågor kan nyttjas i driftskedet. Det finns också tydliga kopplingar då krav på förmågor vid anslutningstillfället påverkar hur många potentiella leverantörer som finns vid en eventuell upphandling.

## 3.1 Krav

### 3.1.1 Rättsliga förutsättningar

SO och ER ställer krav på att varje TSO ska samordna användningen av förmågor så att driftsäkerheten i det egna överföringssystemet upprätthålls. För att kunna efterleva kravet på driftsäkerhet är en TSO beroende av de tekniska förmågor som finns hos anläggningar som är anslutna till elsystemet. Genom Rfg<sup>8</sup> och DCC<sup>9</sup> (samt HVDC<sup>10</sup>) samt kompletterande nationella föreskrifter och villkor i anslutningsavtal ställs tekniska krav på nya anläggningar, där samtliga krav måste vara uppfyllda<sup>11</sup> för att en anslutning till elsystemet ska vara möjlig. Om en befintlig anläggning genomgår en betydande modernisering blir dessa krav också tillämpliga. Omfattningen av moderniseringen avgör om hela kravbilden blir tillämplig, eller bara vissa delar av kravbilden. Kraven handlar dels om en anläggnings förmåga att kunna bibehålla sin egen anslutning till elsystemet för olika händelser och varierande driftförhållanden i elsystemet och dels om en anläggnings förmåga att kunna stötta elsystemet under olika händelseförlopp.

<sup>7</sup> Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943 av den 5 juni 2019 om den inre marknaden för el.

<sup>8</sup> Kommissionens förordning (EU) 2016/631 av den 14 april 2016 om fastställande av nätföreskrifter med krav för nätanslutning av generatorer.

<sup>9</sup> Kommissionens förordning (EU) 2016/1388 av den 17 augusti 2016 om fastställande av nätföreskrifter för anslutning av förbrukare.

<sup>10</sup> Kommissionens förordning (EU) 2016/1447 av den 26 augusti 2016 om fastställande av nätföreskrifter med krav för nätanslutning av system för högspänd likström och likströmsanslutna kraftparksmoduler.

<sup>11</sup> Om inte undantag medgivits.

Kostnader som uppstår till följd av uppfyllnad av anslutningskraven ska bekostas av respektive anläggningsägare.

Genom att ställa krav på anläggningarnas förmågor ges både en TSO och DSO möjlighet att dra nytta av dessa förmågor för att kunna efterleva kraven på ett driftsäkert elsystem. Det kan bland annat handla om att anläggningarna ska ha förmåga att bidra till frekvensstabilitet, spänningsstabilitet och rotorvinkelstabilitet genom inmatning eller uttag av aktiv eller reaktiv effekt. Nyttjande av de förmågor som finns tillgängliga kan realiseras genom stödtjänster eller avhjälpande åtgärder enligt SO. Förmågorna kan också utgöra en del av en skyddstjänst eller återuppbyggnadstjänst som definieras i ER.

Elmarknadsdirektivet fastslår att stödtjänster ska anskaffas utifrån ett marknadsbaserat förfarande. Avhjälpande åtgärder, skyddstjänster och återuppbyggnadstjänster behöver dock bara, enligt SO och ER, *så långt det är möjligt* anskaffas utifrån marknadsbaserade principer. Enligt SO ska TSO:n vid valet av lämpliga avhjälpande åtgärder bland annat ta ställning till vilka som är de mest ändamålsenliga och ekonomiskt effektiva avhjälpande åtgärderna. En TSO är skyldig att vid behov använda anläggningarnas förmågor för att bibehålla normaldrifttillstånd eller snarast möjligt återgå till normaldrifttillstånd. Exempelvis har en TSO rätt att begära att tillgängliga reaktiva resurser används för att upprätthålla driftsäkerheten.

### 3.1.2 Ekonomisk teori

Reglerad anskaffning genom kravställning på olika förmågor hos nätanvändare innebär att Svenska kraftnät säkerställer att resurser finns tillgängliga – med eller utan en administrativt bestämd ersättning. Med reglerad anskaffning får Svenska kraftnät en relativt hög säkerhet avseende den installerade kapaciteten och kostnaden för anskaffningen men får en begränsad information om leverantörens kostnader för att leverera tjänsten, vilket leder till minskad kostnadseffektivitet, både vid kravställning och vid aktivering av tillgängliga resurser. En reglerad anskaffning är normalt sett också beroende av att den som levererar tjänsten, till exempel en producent, väljer att vara ansluten och i drift, vilket kan innebära osäkerheter kring tillgängligheten hos förmågor. Om resursägaren har en alternativkostnad för att leverera en förmåga som bidrar med systemnytta är det motiverat att den får en ersättning för att inte konkurrensen på elmarknaden ska snedvridas. Snedvridningen uppstår på grund av att resursägare som bidrar med systemnytta kan ha en högre produktionskostnad än aktörer som saknar förmågan, allt annat lika, vilket kan påverka vilka aktörer som är konkurrenskraftiga på elmarknaden.

På grund av osäkerhet om nätanvändarnas kostnader för att anpassa sig till kravbilderna kan reglerad anskaffning genom kravställning vara kostnadsdrivande för nätanvändarna och ytterst för samhället. Detta är särskilt fallet om



nätanvändarnas kostnader för att anpassa sig till kravbilden skiljer sig åt. I sådana fall är det mer kostnadseffektivt för samhället att säkerställa resurser genom ett marknadsbaserat förfarande, eftersom det möjliggör att nätanvändare med låga kostnader tillhandahåller nödvändiga förmågor i stället för nätanvändare med höga kostnader. Utmaningen med anskaffning genom kravställning är alltså att hitta en lämplig kravbild som inte är onödigt kostnadsdrivande, samtidigt som den inte diskriminerar mellan olika nätanvändare.

En annan nackdel med reglerad anskaffning är att det inte är en flexibel anskaffningsform. Kravställning på nätanvändarnas förmågor ställs som huvudregel vid anslutningstillfället, eller vid större ombyggnationer i nätanvändarens anläggning. De förmågor som finns i dag är i stor utsträckning ett resultat av den kravställning som upprättades i anslutningsavtal på 1950–1980-talet. Eftersom dessa anslutningar skedde innan Svenska kraftnäts tillkomst så saknas anslutningsavtal i många fall. Det tar således mycket lång tid att påverka de aggregerade förmågor som finns i elsystemet, även om det finns viss möjlighet till retroaktiv kravställning på befintliga anslutningar enligt anslutningsförfordningarna om det går att visa att det är lönsamt för samhället. Denna tröghet är en utmaning då Svenska kraftnäts behov ändras över tid.

## 3.2 Nättariffer

### 3.2.1 Rättsliga förutsättningar

Artikel 18 i elmarknadsförordningen ger vägledning om hur Svenska kraftnät ska utforma tarifferna för kundernas tillträde till näten, användning och förstärkning av näten. De ska i korthet avspegla Svenska kraftnäts faktiska kostnader för näten (förutsatt att de är effektiva), vara transparenta, beakta behovet av näsäkerhet och nätflexibilitet samt tillämpas på ett icke-diskriminerande sätt.

Den metod som används för att fastställa nätavgifterna ska på ett neutralt sätt stödja generell systemeffektivitet på lång sikt genom prissignaler till förbrukare och producenter och framför allt tillämpas på ett sådant sätt att den inte leder till positiv eller negativ diskriminering mellan produktion som är ansluten på distributionsnivå och produktion som är ansluten på transmissionsnivå.

Nätavgifterna får inte leda till diskriminering, varken positiv eller negativ, av energilagring eller energiaggregering, och får inte verka hämmande på egenproduktion, egenförbrukning eller på deltagande i efterfrågefleksibilitet.

För Sveriges del är det Ei som beslutar om metod för tariffutformning och Ei arbetar för närvarande med att ta fram föreskrifter om hur nättarifferna ska utformas för att främja ett effektivt utnyttjande av elnäteten. Projektet har pågått sedan 2020 och fortgår även under 2021.

Elmarknadsförordningen anger att metoden för tariffutformning ska avspegla de faktiska kostnaderna för en TSO och DSO, och ska erbjuda tillräckliga incitament för en TSO och DSO att på både kort och lång sikt öka effektiviteten, inklusive energieffektiviteten, främja marknadsintegreringen och försörjningstryggheten och ge stöd till effektiva investeringar, stöd till relaterad forskningsverksamhet samt underlätta innovation i kundernas intresse inom exempelvis digitalisering, flexibilitetstjänster och sammanlänkningar. Vid behov ska den tariff som tillämpas för producenter eller slutkunder, eller båda, tillhandahålla lokaliseringssignaler på unionsnivå och beakta de nätförluster och överbelastningar som orsakas, liksom investeringskostnader för infrastruktur.

Svenska kraftnät arbetar kontinuerligt med att vidareutveckla tariffmodellen för överföringssystemet och har ett pågående projekt om detta med en extern referensgrupp knuten till sig.

### 3.2.2 Ekonomisk teori

Det finns flera olika principer för att prissätta tillträde och användning av elnätet (se Pollit, 2018 för en genomgång). Om vi avgränsar oss till den kostnadsriktiga princip som anges i elmarknadsförordningen så ska nätkostnaderna fördelas på de nätanvändare som orsakar dem. Exempelvis överföringsförluster är en genuint rörlig kostnad eftersom den varierar med nätets belastning. Överföringstariffen bör idealt sett vara utformad så att den reflekterar marginalkostnaden för att överföra ytterligare en MW el vid den aktuella tidpunkten. Detta ger flexibla förbrukare möjlighet att agera på prissignalen genom att flytta sin förbrukning i tid, om det är ekonomiskt fördelaktigt. Överföringstariffen bör också vara symmetrisk så att en producent som har möjlighet minska nätförlusten genom att producera el får ersättning motsvarande de undvikna kostnader för nätförluster som den ger upphov till (Thema Consulting Group AS, 2019).

## 3.3 Upphandling

### 3.3.1 Rättsliga förutsättningar

Svenska kraftnät ska på en övergripande nivå utbyta all nödvändig information och samordna med DSO:er i syfte att säkerställa ett optimalt utnyttjande av resurser, säkerställa en säker och effektiv drift av systemet och underlätta marknadsutvecklingen. Klassificeringen av de resurser som finns i elsystemet i kategorierna stödtjänst och avhjälpande åtgärd är viktiga eftersom det avgör vilka krav som ställs på dess anskaffning (se avsnitt 3.1). Enligt elmarknadsdirektivet artikel 40.1 i och 40.4–40.5 ska en TSO anskaffa de stödtjänster som den behöver för att upprätthålla driftsäkerheten enligt transparenta, icke-diskriminerande och marknadsbaserade förfaranden. Underkategorin stödtjänster för balansering faller

även under EB<sup>12</sup> som ställer detaljerade krav på hur marknaden ska organiseras. För dessa stödtjänster ska Ei och Svenska kraftnät, i enlighet med artikel 40.4 i elmarknadsdirektivet, i nära samarbete med alla marknadsaktörer fastställa tekniska krav för deltagande på dessa marknader.

Underkategorin icke-frekvensrelaterade stödtjänster behöver enligt elmarknadsdirektivet artikel 40.5 inte anskaffas marknadsbaserat i de fall berörd tillsynsmyndighet har bedömt att det inte är ekonomiskt effektivt och har beviljat undantag. I övrigt ska Svenska kraftnät genom ett transparent och deltagandebaserat förfarande som inbegriper alla berörda nätanvändare fastställa specifikationer för de icke-frekvensrelaterade stödtjänster som upphandlas och om lämpligt standardiserade marknadsprodukter för sådana tjänster åtminstone på nationell nivå. Specifikationerna ska säkerställa ett faktiskt och icke-diskriminerande deltagande av alla marknadsaktörer. De specifikationer som tas fram behöver Ei:s godkännande enligt 40.6 i elmarknadsdirektivet.

För avhjälpande åtgärder, skyddstjänster och återuppbyggnadstjänster gäller att Svenska kraftnät så långt det är möjligt utnyttjar marknadsbaserade mekanismer för att säkerställa nätsäkerhet och nätstabilitet (SO artikel 4.2 d samt ER artikel 4).

### 3.3.2 Ekonomisk teori

Ett *marknadsbaserat förfarande* innebär per definition att minst en köpare och en säljare frivilligt utbyter varor eller tjänster där minst en av parametrarna pris, volym eller kvalitet bestäms av utbud och efterfrågan. Om köparen bestämmer ersättningen för en given stödtjänst eller avhjälpande åtgärd på administrativa grunder så måste volymen eller kvaliteten få bestämmas på marknaden. Om efterfrågad volym och kvalitet genom tekniska krav bestäms på förhand måste priset få bestämmas på marknaden. Ett marknadsbaserat förfarande ger incitament till alla nätanvändare, inte enbart nya nätanvändare som planerar att ansluta sig till elnätet eller befintliga nätanvändare som vill modernisera sin anläggning, som oftast är fallet med reglerad anskaffning genom kravställning.

Med ett marknadsbaserat förfarande får köparen information om samhällets kostnader för att kunna leverera en given volym och kvalitet stödtjänster eller avhjälpande åtgärder<sup>13</sup>. Detta förenklar beslutet om behovet av förmågor mest kostnadseffektivt kan tillgodoses i egen regi eller från tredje part. Ökad information om kostnader möjliggör också en mer effektiv aktivering av resurser i driftskedet, jämfört med om de anskaffas genom kravställning. En marknadsbaserad lösning har också fördelen att en TSO endast behöver anskaffa resurser när de behövs vilket har potential att minska anskaffningskostnaden. En marknad kan vara mer

<sup>12</sup> Kommissionens förordning (EU) 2017/2195 av den 23 november 2017 om fastställande av riktlinjer för balanshållning avseende el.

<sup>13</sup> Alternativt hur stor volym eller kvalitet stödtjänster och avhjälpande åtgärder köparen får för ett givet pris.

eller mindre välfungerande och valet av marknadsform beror på marknadsförutsättningarna och vad det är som handlas.

### **Så uppnås en välfungerande marknad**

På efterfrågesidan är de potentiella köparna av stödtjänster och avhjälpande åtgärder begränsad till primärt TSO:er, men även DSO:er kan i förekommande fall vara potentiella köpare. Antalet potentiella köpare av stödtjänster och avhjälpande åtgärder är därmed tämligen litet. En koncentrerad marknad är vanligtvis förknippad med marknadsmakt, vilket på köparsidan skulle innebära lägre marknadspriser på grund av att köparna agerar strategiskt genom att hålla nere sin efterfrågan och köpa förre enheter. Det som begränsar köparnas eventuella marknadsmakt i det här fallet är att en TSO på kort sikt ofta inte kan välja att avstå från att upphandla en stödtjänst på grund av ett för högt pris, utan måste förhålla sig till elsystemets behov. Det resulterar i en förhållandevis inelastisk, eller prisokänslig, efterfrågan på kort sikt. På lite längre sikt kan en TSO i vissa fall lösa behovet i egen regi, exempelvis genom anskaffning av helt integrerade nätkomponenter, vilket leder till en högre priskänslighet på lång sikt.

Även på utbudssidan kan antalet potentiella leverantörer av stödtjänster och avhjälpande åtgärder vara begränsat i många fall, särskilt på marknader med en liten geografisk utbredning. För att sträva mot en välfungerande marknad för stödtjänster och avhjälpande åtgärder med många potentiella leverantörer arbetar Svenska kraftnät med att underlätta deltagande genom att undanröja inträdeshinder. Antalet potentiella leverantörer beror bland annat på marknadens förväntade omsättning, dess geografiska utbredning och hur stora anpassningskostnader leverantören har för att kvalificera sig till upphandlingen och konkurrera om att få leverera den specifika stödtjänsten eller avhjälpande åtgärden (Anaya & Pollit, 2020). Om marknaden har en hög förväntad omsättning där köparen kommunicerar det kommande behovet i god tid, har en stor geografisk utbredning och låga inträdeskostnader – till exempel genom standardiserade och homogena produkter med hög pristransparens – kan köparen förvänta sig ett relativt större antal potentiella leverantörer över tid.

Teorin för en välfungerande marknad ligger i linje med skrivningar i elmarknadsdirektivet som ålägger en TSO att utforma marknader som möjliggör icke-diskriminerande marknadstillträde för alla leverantörer av stödtjänster och avhjälpande åtgärder, oavsett teknik, samt om lämpligt ta fram standardiserade marknadsprodukter för sådana tjänster åtminstone på nationell nivå.

En marknad för en specifik stödtjänst kan ha olika utformningar och vilken som är mest effektiv beror på ett antal förutsättningar. Med många potentiella leverantörer kan ett auktionsförfarande vara det mest effektiva för samhället. Om det bara är en eller ett fåtal potentiella leverantörer kan ett förhandlat förfarande vara bättre.

Även köparens behov och kostnader för att genomföra upphandlingen är en faktor att ta hänsyn till vid valet av marknadsutformning. Om behovet är *i)* känt och *ii)* konstant över tid kan det vara kostnadseffektivt att genomföra färre auktioner med längre kontraktperiod. Särskilt om marknads förväntade omsättning är så låg att den potentiella effektivitetsvinsten inte kan motivera den initiala fasta kostnad som är förknippad med att utveckla en marknadsplattform. Längre kontraktperioder riskerar dock att låsa in leverantören i långa avtal, vilket ökar osäkerheten om framtida behov och alternativkostnader för såväl köpare som säljare, samtidigt som marknads likviditet minskar. Lägre transaktionskostnader för köparen att genomföra upphandlingar med långa kontraktperioder ska därför ställas mot potentiellt ökade anbudspriser.

I en situation där leverantörerna exempelvis behöver göra specifika investeringar för att kunna leverera en viss tjänst kan längre kontrakt också vara motiverade för att reducera risken för leverantören.

Om det däremot finns osäkerhet om köparens framtida behov, eller om behovet förväntas variera över tid, kan det vara ändamålsenligt att genomföra mer frekventa auktioner, till exempel dagligen eller en gång i veckan för att minska risken att kontraktera för mycket eller för lite i förhållande till behovet.

Anskaffning av nya stödtjänster och avhjälpande åtgärder genom ett marknadsbaserat förfarande kommer oundvikligen att vara förknippad med lärandeeffekter samt låg branschmognad till en början. Svenska kraftnät och andra TSO:er kan därmed inte förvänta sig ett stort antal potentiella leverantörer i den första upphandlingsomgången. Det finns dock metoder för att underlätta för potentiella leverantörer att delta i upphandlingen, till exempel genom att minska de potentiella leverantörernas inträdeskostnader (till exempel i form av hårdvaru- och mjukvarurelaterade kostnader och tid för att förbereda ett anbud). National Grid i Storbritannien har exempelvis föreslagit att deras upphandling av reaktiv effekt ska genomföras i tre steg, där samtliga kvalificerade anbudsgivare i det första steget får samma ersättning, oavsett deras offererade volym (Anaya & Pollit, 2020).

#### **Prissättning av stödtjänster och avhjälpande åtgärder**

Prissättningen av stödtjänster och avhjälpande åtgärder bör vara utformad så att den resulterar i två effektiva utfall. För det första bör den uppmuntra kostnadseffektiva och ändamålsenliga investeringar i kapacitet (anläggningar) som kan tillhandahålla dessa förmågor. För det andra bör den vara utformad så att den ger incitament till en effektiv allokering av befintliga tillgängliga resurser i

driftskedet, med hänsyn tagen till anläggningarnas alternativkostnader på grund av konkurrerande användningsområden<sup>14</sup> (Papalexopoulos & Angelidis, 2006).

Dessa utfall är svåra att uppnå i en marknad med *administrativt bestämda priser*, särskilt när köparen inte har fullständig information om alternativkostnaderna hos potentiella leverantörer. Marknader med administrativt bestämda priser är också förknippade med osäkerhet om vilken volym marknaden kommer att erbjuda vid en given prisnivå. Metoder för att beräkna priserna kan ha olika utgångspunkter. Administrativt bestämda priser som är baserade på *köparens alternativkostnad* reflekterar köparens maximala betalningsvilja på kort eller lång sikt, vilket gör det möjligt för köpare och leverantör att fatta effektiva investeringsbeslut avseende tillhandahållande i egen regi och anskaffning genom köp av tjänst. Denna ersättningsmodell har fördelen att den är teknikneutral eftersom ersättningen är densamma (uniform) för alla potentiella leverantörer. En uniform prissättning till alla tillgängliga resurser baserad på köparens alternativkostnad innehåller dock ingen information om leverantörernas alternativkostnad, vilket försvårar en effektiv allokering av befintliga resurser i driftskedet. Administrativt satta priser utifrån köparens alternativkostnad kan även leda till onödigt höga priser (jämfört med en konkurrenssituation) och därmed även ha fördelningsmässiga konsekvenser.

En ersättning baserad på de *potentiella leverantörernas alternativkostnad* kan resultera i en effektiv allokering i driftskedet. Alternativkostnaden kan ta sin utgångspunkt från leverantörens rörliga kostnader förknippade med produktionen av stödtjänsten så som bränsle, värdet på vatten i magasin<sup>15</sup>, värdet av minskad elproduktion, ökat slitage etc. För att stimulera investeringar i ny kapacitet kan en energibaserad ersättning också inkludera ett element som reflekterar resursägarens kapitalkostnader. Även om administrativt bestämda ersättningar baserade på leverantörens alternativkostnad förefaller vara den vanligaste ersättningsformen (Anaya & Pollit, 2020) så är den inte utan utmaningar. Särskilt om köparen saknar information om leverantörernas faktiska alternativkostnad. Dessutom ökar komplexiteten ju fler teknikslag som finns, se till exempel (Da Silva, Hedgecock, Mello, & Ferreira da Luz, 2001). Med introduktionen av kraftelektronikansluten produktion och de olika tekniker som finns hos den kategorin nätanvändare så ökar komplexiteten betydligt. Dessutom riskerar en ersättning baserad på tekniks specifika kostnader att utestänga aktörer med ny teknik från marknaden för stödtjänster och avhjälpande åtgärder.

---

<sup>14</sup> Till exempel elpris och reglerkraftpris.

<sup>15</sup> Alternativkostnaden för att använda vattenkraftverk med vattenmagasin är värdet av att flytta produktionen till en annan tidpunkt på året med höga elpriser.

Administrativt bestämda priser kan också vara föremål för strategiskt beteende från potentiella leverantörer. Marknadsmakt på säljarsidan innebär att utbudet volym hålls tillbaka i syfte att få köparen att höja den administrativt bestämda ersättningen. Detta gäller både befintliga reglerbara resurser och leverantörens beslut att investera i nya anläggningar över tid.

Alternativet till administrativt bestämda priser är *marknadsbaserade priser*. Vid en upphandling med marknadsbaserad prissättning är efterfrågad volym<sup>16</sup> och kvalitet bestämd på förhand. Dock råder det inför anskaffningstillfället osäkerhet om marknadspriset, och därmed köparens anskaffningskostnad. Marknadsbaserade priser har fördelen att det leder till ökad pristransparens på marknaden om leverantörernas alternativkostnader för både köpare och potentiella nya aktörer på marknaden. Ökad pristransparens minskar inträdeskostnaderna på marknaden, vilket ofta är förknippat med en mer välfungerande marknad.

Nackdelar med marknadsbaserade priser är att det kan leda till oskäligt höga anbudspriser, särskilt för stödtjänster med en eller ett fåtal potentiella leverantörer i kombination med en eller flera prisokänsliga köpare. Detta är ofta fallet med stödtjänster och avhjälpande åtgärder som är kritiska för driftsäkerheten (prisokänslig efterfrågan) och där marknaden har en begränsad geografisk utbredning (få potentiella leverantörer). Även om den så kallade dödviktsförlusten för samhället är begränsad vid en prisokänslig efterfrågan så leder det till en omfördelning av välstånd från kollektivet nätanvändare och balansansvariga (som betalar tariffer och avgifter), till resursägarna, det vill säga leverantörer av stödtjänster och avhjälpande åtgärder. Det går dock att minska deras marknadsmakt genom välmotiverade reservationspriser (till exempel baserad på Svenska kraftnäts alternativkostnad för att tillgodose behovet i egen regi), konkurrensfrämjande upphandlingsdesign och väldesignade budområden där hänsyn tas till likviditeten.

### **Ersättning för tillgänglighet och aktivering**

En designparameter att ta ställning till är om ersättningsmodellen ska ha en kapacitets- eller tillgänglighetsersättning, ersättning vid aktivering eller en kombination. Existerande ersättningsmodeller för anskaffning av stödtjänster och avhjälpande åtgärder varierar mellan länder. Vissa har både en tillgänglighetsersättning och en energiersättning vid aktivering, medan andra bara har en energiersättning vid aktivering och för några marknader erhålls bara en tillgänglighetsersättning för att stå i beredskap eller för en installerad kapacitet (Anaya & Pollit, 2020).

---

<sup>16</sup> Efterfrågad volym kan också variera med priset.

Köparens behov av tjänster bör ge vägledning för ersättningsmodellens utformning. Om köparen har ett behov av att ha resurser tillgängliga kan det motivera att en energiersättning vid aktivering kompletteras med en tillgänglighetsersättning (Chao & Wilson, 2002). Ett exempel på detta är aFRR (automatic frequency restoration reserves), där volymen aktiverade reserver bestäms i driftskedet beroende på de faktiska frekvensavvikelser som uppstår. Behovet av tillgängliga reserver (i MW) måste dock bestämmas i förväg.

Även leverantörens kostnader för att hålla reserver tillgängliga i förhållande till hur mycket den aktiverade energivolymen varierar mellan timmar bör beaktas vid utformningen av ersättningsmodell. En tillgänglighetsersättning kan leda till en mer förutsägbar betalningsström jämfört med energiersättning om den aktiverade energivolymen varierar kraftigt över tid. Om leverantören har en reell kostnad för att vara tillgänglig, till exempel genom att reservera kapacitet i dagen före- och intradagsmarknaden, kan det vara motiverat att ha en ersättningsmodell som speglar den kostnadsstrukturen. Det kan också vara specifika anpassningskostnader som leverantören måste vidta för att kunna genomföra transaktionen. Om dessa investeringar har ett lågt värde utanför denna transaktion kan det vara motiverat att ha en mer långsiktig tillgänglighetsersättning för att motverka risken för otillräckliga reserver på grund av underinvesteringar.

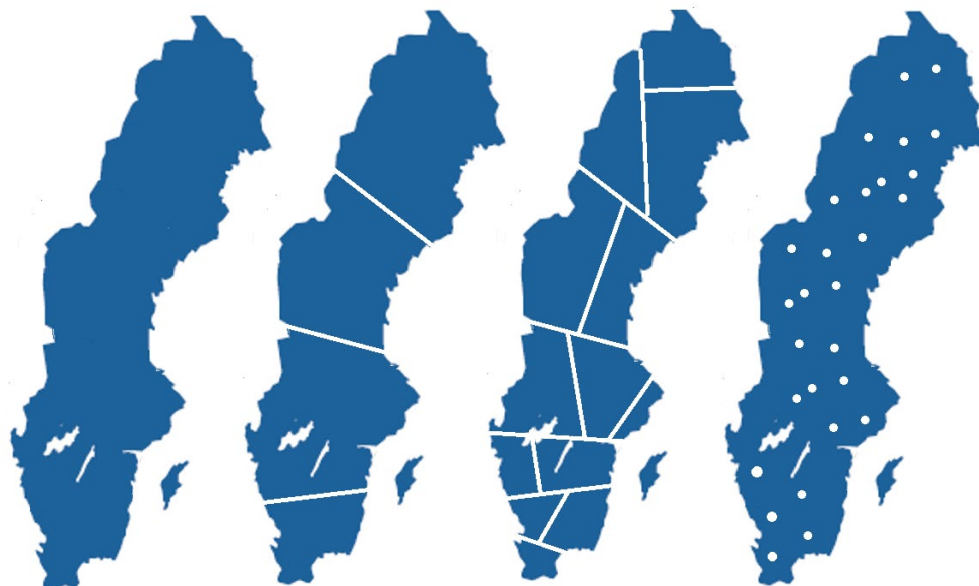
En närbesläktad fråga är auktionsdesign för att bestämma ersättningen för tillgänglighet och aktivering. Chao & Wilson (2002) visade att det är optimalt att utvärdera anbud i auktioner med flera utvärderingskriterier (till exempel tillgänglighet och aktivering) oberoende av varandra för att undvika strategiskt beteende hos budgivarna. Oavsett vilka resurser som har fått en tillgänglighetsersättning är det kostnadseffektivt för samhället att tillgängliga bud aktiveras enligt merit order.

### **Marknadens geografiska utbredning**

Marknadens geografiska utbredning påverkar vilken anskaffningsmetod eller marknadsform som är lämplig för en specifik stödtjänst eller avhjälpande åtgärd. En viktig parameter som bestämmer marknadens geografiska utbredning är vilka fysikaliska begränsningar som finns i elsystemet. Exempelvis är behovet av stödtjänster knutna till spänning och reaktiv effekt samt omdirigering för att hantera överbelastning inom elområdet av en mer lokal karaktär medan behovet av rotationsenergi är mer knuten till synkronområdet. Även möjligheten att överföra balansenergi mellan elområden påverkar behovet av att anskaffa balansenergi och balanskapacitet inom elområdet. Figur 4 illustrerar möjliga geografiska marknadsavgränsningar vid anskaffning av stödtjänster och avhjälpande åtgärder.



Figur 4. Geografiska begränsningar utgör randvillkor för upphandlingen av de olika verktygen som Svenska kraftnät använder sig av. Är en stödtjänst lämplig att anskaffa för hela kontrollområdet, per elområde, regionalt eller endast i en specifik nod?



### 3.4 Utvecklingsbehov

Svenska kraftnät har enligt elmarknadsdirektivet artikel 40 och SO artikel 20 ett ansvar att säkerställa att det finns tillräckligt med stödtjänster och avhjälpande åtgärder tillgängliga för att upprätthålla driftsäkerheten samt hantera överträdelser. För att möjliggöra en icke-diskriminerande och marknadsbaserad anskaffning med rimlig grad av transparens behöver Svenska kraftnät kommunicera kommande behov till potentiella leverantörer.

Under arbetet med denna rapport har externa intressenter framfört önskemål att Svenska kraftnäts behov av olika stödtjänster och förmågor tydliggörs på ett mer transparent och förutsägbart sätt. Denna information är väsentlig för att aktörerna på ett bättre sätt ska kunna planera investeringar och uppbyggande av förmågor för att möta elsystemets behov. Svenska kraftnät delar denna bedömning. Samtidigt är vissa av behoven, särskilt kopplat till reaktiv effekt och liknande behov, av lokal karaktär och för att informationen ska vara meningsfull krävs en ändamålsenlig geografisk upplösning. Detta kan kräva en relativt ingående teknisk analys.

Svenska kraftnät har för avsikt att initiera ett arbete för att ta fram och publicera prognoser avseende behovet av stödtjänster och avhjälpande åtgärder i överföringssystemet på 1–5 års sikt. Det kommer att ske via en stegvis utveckling. Det finns betydande synergieffekter mellan detta arbete och uppgiften enligt artikel 51 i elmarknadsdirektivet att vartannat år ta fram tioåriga nätutvecklingsplaner som innehåller effektiva åtgärder för att garantera systemets ändamålsenlighet och försörjningstrygghet. Tillförlitliga prognoser förutsätter även ett utvecklat

samarbete med DSO:er så att behoven kopplade till systemansvaret på regional och nationell nivå koordineras. Se Etablering av forum för systemfrågor i avsnitt 6.6.1.

Ett ökat antal stödtjänster ökar komplexiteten i marknaden och försvårar för aktörer att fatta effektiva affärsbeslut. Svenska kraftnät ser ett behov av att kontinuerligt utvärdera antalet produkter och vilka tidsfönster som de handlas för att förenkla deltagande och minska riskerna för att ineffektiviteter uppstår på grund av suboptimering.



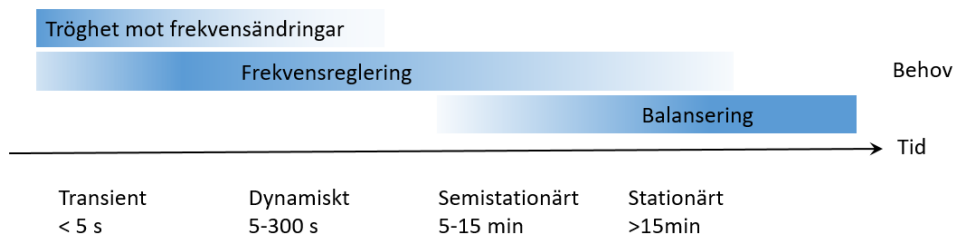
## 4 Aktiv effekt och frekvens

I överföringssystemet måste det alltid vara balans mellan tillförd och uttagen aktiv. Eftersom överföringssystemet i princip inte kan lagra energi måste tillförd aktiv effekt och uttagen aktiv effekt ständigt balanseras. Systemet måste således klara normala variationer i effektuttag och i effektinmatning, rimliga störningar och feltillstånd såväl som mer utdragna onormala driftförhållanden.

### 4.1 Överföringssystemets behov

Överföringssystemets övergripande behov av balans mellan produktion och förbrukning av aktiv effekt varierar beroende på tidshorisont (snabbhet och varaktighet) och systemdrifttillstånd. På så vis kan överföringssystemets behov matchas mot de olika förmågor som finns tillgängliga. Figur 5 visar hur behovet av balans kan kategoriseras med avseende på snabbhet och varaktighet. I ett växelströmsnät dominerat av direktanslutna synkronmaskiner stabiliseras snabba förlopp med maskinernas rotationsenergi. När uttaget av aktiv effekt är större än tillförseln så sjunker frekvensen i systemet och rotationsenergi omvandlas till elektrisk energi. För att hindra fortsatt frekvensfall måste nettotillförseln av effekt ökas, och detta sker genom att produktionen eller förbrukningen justeras med hjälp av automatisk frekvensreglering. Utöver detta så kan systemet behöva manuella eller automatiska justeringar av produktion eller förbrukning för att återställa de reserver som reglerats ut av frekvensregleringen och för att återställa effektflödena mellan olika områden. Sådana justeringar kallas ofta för balansering och utförs i den lite längre tidsskalan.

Figur 5. Tidsskala för överföringssystemets behov av aktiv effekterreglering i form av tröghet mot frekvensändringar, frekvensreglering och balansering.



Notera att det tekniska begreppet balansering avser den stationära tidsskalan, medan begreppet balansering i exempelvis marknadskoden EB inkluderar alla tidsskalor.

Det nordiska elsystemet utgör ett synkronområde, vilket innebär att frekvensen är densamma i hela systemet utom sett till den riktigt korta, transienta, tidsskalan. Frekvensreglering och balansering kan därför ske i stort sett var som helst inom synkronområdet så länge det finns tillräcklig överföringskapacitet. Begränsad

överföringskapacitet kan dock innebära att frekvensreglering och/eller balansering behöver göras lokalt.

Den korta tidsskalan i Figur 5 kan även betraktas utifrån aspekterna transient stabilitet och småsignalstabilitet. Transient stabilitet med avseende på systemfrekvensen handlar om systemets förmåga att klara en N-1-händelse utan att värdet av frekvensens ändringshastighet (rate of change of frequency, RoCoF) blir för hög eller att frekvensens lägsta nivå (nadir) blir för låg. Frekvensens ändringshastighet beror framför allt på mängden rotationsenergi i systemet i relation till största bortfallet av produktion eller förbrukning, medan den största frekvensavvikelsen beror på systemets dämpning och snabbheten i frekvensregleringen i relation till frekvensens initiala ändringshastighet. Småsignalstabilitet med avseende på systemfrekvensen handlar i stället om hur känsligt systemet är för små störningar från jämviktsläget. Ett system med goda stabilitetsmarginaler kännetecknas av att en störning snabbt dämpas ut och systemet återvänder till jämviktsläget, medan en störning i ett system med dåliga stabilitetsmarginaler orsakar oscillationer som kvarstår under en längre tid. Om systemet är instabilt så växer en liten störning okontrollerat och systemet kollapsar. Stabilitetsmarginalerna beror på relationen mellan rotationsenergi, dämpning och frekvensregleringens egenskaper. I allmänhet behöver en avvägning ske mellan frekvensregleringens snabbhet och dess stabilitetsegenskaper.

## 4.2 Förmågor i elsystemet

Elsystemet består av en mängd olika enheter som har olika egenskaper och förmågor relaterade till aktiv effekt och frekvens, se Tabell 2.

Tabell 2. Tekniska förmågor som bidrar till att hantera aktiv effekt och frekvens i elsystemet

- Observerbarhet
- Prognostiserbarhet
- Planerbarhet (styrbarhet)
- Nedreglering (förmåga att minska produktion eller öka förbrukning i driftskedet)
- Uppreglering (förmåga att öka produktion eller minska förbrukning i driftskedet)
- Varaktig reglering (energireserv)
- Kontinuerlig reglering (följa ett börvärde)
- Medelsnabb reglering (effektförändring inom några sekunder)
- Snabb reglering (effektändring inom delar av en sekund)

Prognostiserbarhet och planerbarhet möjliggör deltagande i den grundläggande balanseringen som planeras via elmarknaden innan driftskedet. Förmåga till nedreglering, uppreglering och varaktig reglering möjliggör deltagande i balansering i driftskedet och i viss mån deltagande i frekvensreglering. Förmåga till kontinuerlig reglering och medelsnabb reglering möjliggör deltagande i frekvensreglering som frekvenshållningsreserv och automatisk frekvensåterställningsreserv. Förmåga till snabb reglering och rotationsenergi kan stötta systemet transient. Förmåga till dämpning kan stötta systemet både transient och i de lite längre tidsskalorna. Frekvensreglering tillhandahålls i dag till största delen av vattenkraft, men nya resurser i form av efterfrågefleksibilitet, energilager, vätgasproduktion och andra typer av anläggningar är på väg in. HVDC-förbindelser med andra synkronområden bidrar med frekvensreglering vid nöddrifttillstånd. Rotationsenergi kommer till största delen från kärnkraft, vattenkraft och andra direktanslutna synkronmaskiner. Tabell 3 visar olika teknikslags förmågor relaterade till aktiv effekt och frekvens.

Tabell 3. Översiktlig bild av olika teknikslags förmågor relaterade till aktiv effekt och frekvens i dagens elsystem. Vit=förmågan finns. Ljusblå=förmågan finns under vissa förutsättningar. Mörkblå=förmågan finns inte.

Teknikslag	Tröghet mot frekvensändringar	Frekvensreglering	Balansering (inom timmen)	Balansering (inom dygnet)
Vattenkraft	Förmågan finns	Förmågan finns	Förmågan finns	Förmågan finns
Kärnkraft	Förmågan finns	Tekniskt möjligt	Tekniskt möjligt	Tekniskt möjligt
Kraftvärme	Förmågan finns	Förmågan finns	Kan begränsas av behov från ex ett fjärrvärmenät	Kan begränsas av behov från ex ett fjärrvärmenät
Vindkraft	Kräver aktiv styrning	Uppreglering kräver mer spill än nedreglering (spill för att skapa reglermarginal)	Uppreglering kräver mer spill än nedreglering (spill för att skapa reglermarginal)	Kräver spill
Solel	Kräver aktiv styrning och spill eller kompletterande energilagrar	Uppreglering kräver mer spill än nedreglering (spill för att skapa reglermarginal)	Uppreglering kräver mer spill än nedreglering (spill för att skapa reglermarginal)	Kräver spill
Energilagrar - batterier	Kräver aktiv styrning	Förmågan finns	Beror på dimensionering	Beror på dimensionering
Förbrukning	Kräver aktiv styrning	I första hand uppreglering (minskad förbrukning). I vissa fall enbart stegvis reglering	Förmågan finns	Förmågan finns
HVDC	Kräver aktiv styrning	Förmågan finns	Förmågan finns	Förmågan finns
Synkron-kompensator	Förmågan finns	Förmågan finns inte	Förmågan finns inte	Förmågan finns inte

### 4.3 Rättsliga förutsättningar för balansering och frekvensstabilitet

Svenska kraftnät är ansvarig för att hålla systemfrekvensen på 50 Hz. För detta ändamål ska Svenska kraftnät tillsammans med andra TSO:er upprätta ändamålsenliga produktspecifikationer avseende stödtjänster för balansering och upphandla dessa i den uträkning som krävs för att upprätthålla driftsäkerheten. Detta beskrivs och regleras i SO och tillhörande rättsliga metoder samt mer övergripande i elmarknadsdirektivets allmänna bestämmelser för en TSO. Enligt artikel 39 i SO ska TSO:n också förbereda och aktivera avhjälpande åtgärder om det behövs för att inte stabilitetsgränser för dynamisk stabilitet (där frekvensstabilitet ingår) ska överskridas.

För avhjälpande åtgärder gäller att Svenska kraftnät så långt det är möjligt utnyttjar marknadsbaserade mekanismer för nätsäkerhet och nätstabilitet (SO artikel 4.2 d). Stödtjänster för balansering handlas på balansmarknaden vilken omfattas av mer detaljerade regelverk i EB.

Elmarknadsförordningen anger att balansmarknaden ska organiseras så att den säkerställer icke-diskriminering mellan marknadsaktörer, att tjänster definieras på ett transparent och teknikneutralt sätt samt upphandlas på ett öppet och marknadsbaserat sätt. Balansmarknaden ska också respektera behovet av att integrera en ökande andel intermittent produktion, ökande efterfrågefleksibilitet och upprätthålla driftsäkerhet. Balanskapacitet för upp- och nedreglering ska företrädesvis upphandlas var för sig och dagen före tillhandahållandet. Förordningen ställer bland annat krav på 15 minuters avräkningsperiod och motsvarande krav finns i EB.

EB innehåller också detaljerade krav på hur balansmarknaden ska organiseras där det övergripande syftet med den detaljerade harmoniseringen är att främja konkurrens och effektivitet samt att möjliggöra integration av Europas balansmarknader.

Samtidigt utgör även EB i många fall endast ett övergripande rättsligt ramverk och balansmarknadens utformning detaljeras i stället i en mängd specifika metoder som är integrerade delar av rättsakten och styr mycket av den faktiska implementeringen. Metoderna adresserar ofta ett specifikt delområde av balansmarknaden. Exempel på dessa är ramverken för utbyte av balansenergi (ACER, 2020), utbyte av aFRR-kapacitet (ACER, 2020) eller balansavräkning (ACER, 2020) samt kompletterande möjligheter till specifika undantagsregler. Exempel på det sista är undantag för 15 min avräkningsperiod eller tidpunkt för upphandling av balanskapacitet. Balansmarknadens detaljerade utformning är föremål för offentliga samråd och ska slutligen godkännas av Ei, eller relevanta tillsynsmyndigheter (i vissa fall ACER).

EB innehåller också generella regler som syftar till att harmonisera till exempel offentliggörandet av information (transparensplattformen), villkor för balansansvariga, reservförfaranden, upphandlingsförfaranden, allokering av kapacitet, regler för avräkning och rapporteringsförfaranden. EB föreskriver också rätten för en TSO att upprätta marknader för balanskapacitet. I EB finns det krav på flera metoder som ska tas fram och godkännas av antingen ACER eller Ei, till exempel hur kapacitet reserveras mellan elområden.

#### 4.4 Så gör Svenska kraftnät i dag

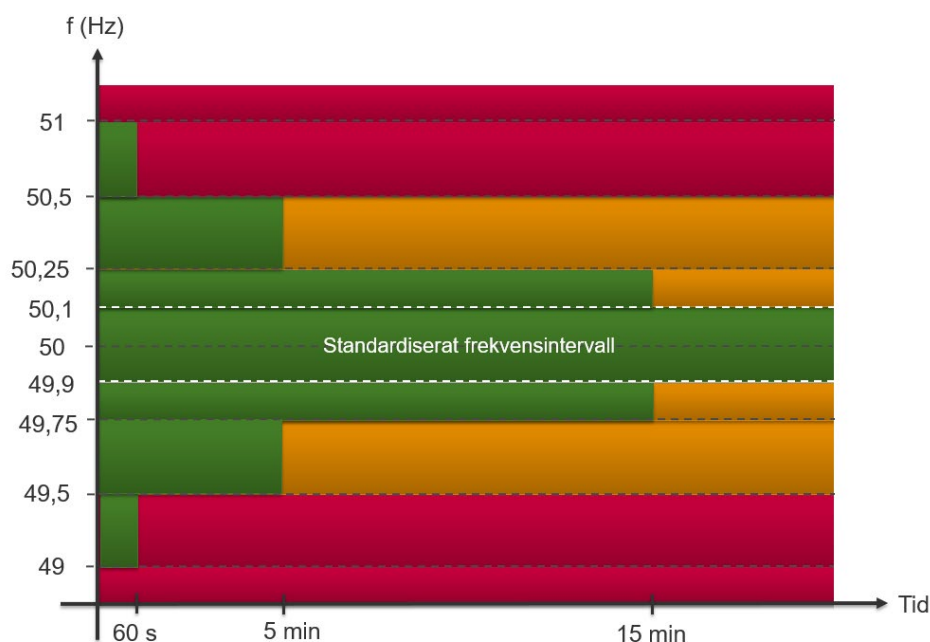
I driftskedet upprätthålls balansen mellan tillförd och uttagen aktiv effekt i elsystemet med hjälp av stödtjänster och avhjälpande åtgärder. Dessa upphandlas från tredje part, tillhandahålls genom avtal med angränsande TSO:er via styrning av HVDC eller av helt integrerade nätkomponenter.

Stödtjänster och avhjälpande åtgärder för aktiv effekt och frekvens är organiserade efter systemdrifttillstånden, som i sin tur beror på frekvensavvikelsens storlek och tillgången på reserver. Svenska kraftnät har definierat gränser för driftsäkerhet och Figur 6 visar hur systemdrifttillståndet beror av frekvensavvikelsens storlek och



varaktighet (se även avsnitt 2.1). Frekvens inom det gröna området är ett nödvändigt men inte tillräckligt villkor för att systemet ska vara i normaldrift. För att systemet ska vara i normaldrift krävs dessutom att tillräckligt med reserver finns för att systemet ska klara en N-1-händelse utan att gå utanför det gröna området. Frekvens inom det gula området innebär att systemet är i (minst) skärpt drifttillstånd och frekvens inom det röda området innebär att systemet är i (minst) nöddrifttillstånd. Tillgången på reserver och tillgängligheten i kritiska IT-system kan också påverka vilket drifttillstånd elsystemet befinner sig i.

Figur 6. Drifttillståndet med avseende på frekvens beror dels på frekvensen och dels på tillgången på reserver samt tillgängligheten i kritiska IT-system.



Källa: Svenska kraftnäts Driftinstruktion för frekvensstabilitet.

Tabell 4 visar hur stödtjänster, avhjälpande åtgärder och skyddstjänster är kopplade till systemdrifttillstånden i Svenska kraftnäts driftinstruktioner<sup>17</sup> för frekvens och balansering. Tabellen är kumulativ, det vill säga de åtgärder som listas för normaldrift kan användas även för skärpt drift och nöddrift, och de åtgärder som listas för skärpt drift kan användas även i nöddrift. Åtgärder för skärp drift och nöddrift kan också användas i normaldrift, men då påverkas drifttillståndet så att systemet hamnar i det tillstånd vars åtgärd aktiverats. De åtgärder som aktiverats i normaldrift respektive skärpt drift bibehålls när systemet går över i skärpt drift

<sup>17</sup> Enligt Svenska kraftnäts Driftinstruktion för balansering D203 och Driftinstruktion för frekvensstabilitet D204.

respektive nöddrift, såvida inte nya åtgärder neutraliserar dem (exempelvis kan automatisk förbrukningsbortkoppling, AFK, innebära att anläggningar som levererar FCR kopplas bort).

Tabell 4. Stödtjänster, avhjälpande åtgärder och skyddstjänster kopplat till systemdrifttillstånden för frekvens och balansering.

Stödtjänster och avhjälpande åtgärder som kan användas i <i>normaldrift</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• FCR-N</li> <li>• FCR-D</li> <li>• FFR (inklusive tillgodoräknad EPC, nödeffekt via HVDC)</li> <li>• aFRR</li> <li>• mFRR</li> <li>• Effektloopar</li> <li>• Produktionsförflyttningar</li> <li>• Import/export via HVDC-länkar</li> <li>• Störningsreserv (för normaldrift i maximalt 15 min.)</li> <li>• Ändring av beredskapstid på effektreserv</li> </ul>
Stödtjänster och avhjälpande åtgärder som kan användas i <i>skärpt drift</i> , utöver det som listats för normaldrift	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Manuell EPC (nödeffekt via HVDC)</li> <li>• Korrigering av intradagkapacitet för att försäkra utbyte av mFRR</li> <li>• Störningsreserv (mer än 15 minuter)</li> <li>• Effektreserv</li> <li>• Oplanerad beordran (exempelvis begäran om produktionsändring som inte planerats i förväg)</li> <li>• Avbryta pågående eller planerade arbeten på SvK:s överföringselement</li> </ul>
Skyddstjänster som kan användas i <i>nöddrift</i> , utöver det som listats för normaldrift och skärpt drift	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Manuell förbrukningsfrånkoppling (MFK)</li> <li>• Automatisk förbrukningsfrånkoppling (AFK) vid <math>f &lt; 48,8</math> Hz</li> <li>• Automatisk EPC via HVDC (<math>f &gt; 51</math> Hz)</li> <li>• Begränsat frekvenskänslighetsläge (LFSM)</li> </ul>

FFR (Fast Frequency Reserve) syftar till att kompensera för brist på rotationsenergi vid plötsliga större obalanser. Den reglerar ut en förutbestämd effekt vid vissa frekvensavvikelser utanför det standardiserade frekvensintervallet, och ska vara fullt aktiverad inom ca en sekund<sup>18</sup>. FFR utvecklades av de nordiska TSO:erna för att tillsammans med införandet av stabilitetskrav på FCR utgöra ett alternativ till att besluta om en minsta möjliga nivå av rotationsenergi enligt SO artikel 39 om dynamisk stabilitet, och introducerades som avhjälpande åtgärd i det nordiska elsystemet i maj 2020. I dag anskaffar de nordiska TSO:erna FFR på nationella marknader men målet är att på sikt etablera en gemensam nordisk FFR-marknad.

FCR (Frequency Containment Reserve, frekvenshållningsreserv) syftar till att motverka frekvensändringar. FCR är indelad i tre produkter: FCR-N, FCR-D uppreglering och FCR-D nedreglering, där den sistnämnda kommer att införas i

<sup>18</sup> De tekniska kraven för FFR beskrivs i Technical Requirements for Fast Frequency Reserve Provision in the Nordic Synchronous Area – External document (ENTSO-E, 2021).

januari 2022. FCR är nordiska stödtjänster som dimensioneras för det nordiska behovet men upphandlas nationellt av respektive TSO baserat på en fördelningsnyckel. FCR-N syftar till att hantera slumpmässiga variationer i produktion och förbrukning samt i viss mån prognosfel och variationer inom avräkningsperioden. FCR-N reglerar ut effekt proportionellt mot frekvensavvikelsen inom det standardiserade frekvensintervallet i Figur 6, och hanterar störningar på minutnivå. Det är i dag en symmetrisk produkt, vilket betyder att leverantören skall klara att reglera upp såväl som ned den volym som är upphandlad av Svenska kraftnät<sup>19</sup>. FCR-D hanterar plötsliga större obalanser till följd av bortfall av produktion, förbrukning eller utlandsförbindelser mellan synkronområden. FCR-D reglerar ut effekt proportionellt mot frekvensavvikelse utanför det standardiserade frekvensintervallet men inom  $\pm 0,5$  Hz.

FRR (Frequency Restoration Reserves, frekvensåterställningsreserv) syftar till att återställa FCR och återställa effektflöden mellan områden i elsystemet. FRR är indelad i två produkter: aFRR och mFRR, som båda är nordiska stödtjänster. aFRR är en automatisk reglering där börvärden beräknas centralt och de deltagande reserverna för närvarande aktiveras pro rata, medan mFRR är en manuell reglering som avropas bud för bud.

Störningsreserven upphandlas av Svenska kraftnät på fleråriga avtal och aktiveras om buden på reglerkraftmarknaden inte räcker till. Störningsreserven är inte detsamma som Effektreserven, denna beskrivs i kapitel 8.

I Tabell 4 framgår också vilka avhjälpande åtgärder som kan användas för frekvenshållning. EPC innebär att den aktiva effektöverföringen på HVDC-länkar ändras för att stötta frekvensen. MFK (manuell förbrukningsbortkoppling) och AFK innebär att delar av nätet kopplas bort för att snabbt minska obalansen i systemet. LFSM (begränsat frekvenskänslighetsläge) är en förmåga som krävs av nya produktionsanläggningar enligt anslutningskoden RfG. Det är en proportionell reglering liknande FCR som aktiveras vid frekvensavvikelse utanför FCR-området.

Produkter för balansering och frekvensstabilitet summeras i Tabell 5. Utförlig information om stödtjänsternas utformning finns på Svenska kraftnäts hemsida (Svenska kraftnät, 2021; Svenska kraftnät, 2021).

---

<sup>19</sup> Regler för FCR - <https://www.svk.se/siteassets/4.aktorsportalen/systemdrift-o-elmarknad/balansansvar/dokument/balansansvarsavtal/avtal-4620/avtal-4620-bilaga-3-fcr.pdf>

Tabell 5. Summering av produkter för balansering och avhjälpande åtgärder (frekvensstabilitet). Notera att förändringar kommer att ske under 2022.

Stödtjänst för balansering och avhjälpande åtgärder	Styrs av	Aktiverings-tid	Hanterar	Ersättning för	Anskaffning	Marknadsmässig upphandling?
<b>FFR (avhjälpande åtgärd)</b>	Frekvens	1 sekund	Effekt	Effekt	Säsongvis upphandling, ersättning vid aktivering	Fri prissättning i upphandlingen
<b>FCR-D</b>	Frekvens	Kravet är 50 % aktivering inom 5 sekunder och 100 % inom 30 sekunder	Effekt	Effekt/ Energi	Kapacitet, D-2 och D-1 handel (Fr.o.m. Q2 2022 sker handel enbart D-1)	Prisreglering, kostnads-baserade bud
<b>FCR-N</b>	Frekvens	Kravet är 63 % aktivering inom 60 sekunder och 100 % inom 3 minuter.	Effekt	Effekt/ Energi	Kapacitet, D-2 och D-1 handel (Fr.o.m. Q2 2022 sker handel enbart D-1) Energiersättning	Prisreglering, kostnads-baserade bud
<b>aFRR</b>	Kontroll-signal som styrs via frekvens	2 minuter (Q1 2022, 5 minuter FAT)	Energi	Effekt/ Energi	Kapacitet, veckohandel (Fr.o.m. Q1 2022 sker handel enbart D-1) Energiersättning	Ja
<b>mFRR</b>	Kontroll-rum	15 minuter	Energi	Effekt/ Energi,  Separat ersättning för energi och kapacitet	Energiersättning	Ja
<b>Störnings-reserv</b>	Kontroll-rum	15 minuter	Energi	Avtal om kapacitet, energi-ersättning (kostnads-baserad)	Långa (10 år), Kostnad + kontrakt + Årskontrakt för kapacitet ~300 MW för aktivering på 15 min (2021/2022),	Direkt-upphandling  Ja

## 4.5 Pågående utvecklingsarbete

Svenska kraftnät arbetar kontinuerligt med att utveckla och tydliggöra de tekniska kraven för befintliga stödtjänster och utveckla nya stödtjänster så att elsystemets behov kan tillgodoses. Många avvägningar behöver göras utifrån elsystemets förändringar och de samhällsekonomiska perspektiv som ligger till grund för utvecklingen. En del av den pågående utvecklingen sker också för att säkerställa att kraven är teknikneutrala så att olika teknikslag kan leverera stödtjänster. För att kvalificera för att delta med frekvenshållnings- eller frekvensåterställningsreserver ska en potentiell leverantör, eller grupp av leverantörer, visa att de tekniska kraven uppfylls genom en förkvalificeringsprocess. I och med ikraftträdandet av SO blev det också ett krav att ha en förkvalificeringsprocess på respektive marknadsplats.

Svenska kraftnät är måna om att de tekniska kraven uppfylls och är tydliga. Samarbete med aktörer ger ökad kunskap om behov och förmågor.

#### 4.5.1 Snabb frekvensreserv (Fast Frequency Reserve, FFR)

En vidareutveckling av FFR-produkten pågår på nordisk nivå. Bland annat utreds frågan om antalet triggernivåer för aktivering av FFR ska minskas, och hur FFR påverkar den tekniskt möjliga storleken på kvoten för stegvis aktiverad FCR-D.<sup>20</sup>

#### 4.5.2 Frekvenshållningsreserv (Frequency Containment Reserve, FCR)

##### **Prissättning av FCR**

Ei skriver i sin rapport ”Genomförandeplan med tidsplan för att förbättra elmarknadens funktion” (Ei, R2020:09) att ”det bör utredas om tillämpningen av ersättning enligt bud (”pay as bid”) vid prissättning inom ramen för FCR-N och FCR-D är den mest ändamålsenliga prissättningsmetoden”.

För att beräkna marknadskoncentration kan Herfindahl-Hirschman Index (HHI) användas. HHI beräknas genom att kvadrera varje leverantörs erbjudna kapacitet i förhållande till det totala utbudet och varierar mellan 0 (väldigt många små leverantörer) och 10 000 (monopol). En marknad anses vara koncentrerad om HHI har ett värde som överstiger 2 000. Några av nackdelarna med HHI är att mätetalet ej tar hänsyn till utbudet i förhållande till efterfrågan samt är känslig för hur marknadens geografiska utbredning är definierad. Svenska kraftnäts beräkningar visar en hög marknadskoncentrationen för FCR-D och FCR-N då HHI uppgår till ca 3 300. FCR marknaderna kan därmed betecknas som oligopol, dvs. det finns endast ett fåtal leverantörer. Under året har Svenska kraftnät med hjälp av externa forskare genomfört fördjupade analyser av alternativ marknadsdesign, främst avseende marknaden för FCR-N.<sup>21</sup> Den första delen av analysen fokuserade på dels övergång till fri prissättning för FCR, dvs. avskaffande av krav på kostnadsbaserade bud, och dels på övergång till marginalprissättning.

Eftersom FCR marknaderna präglas av en hög grad av koncentration på utbudssidan finns potentiella problem kopplade till utövande av marknadsmakt på dessa marknader och incitamenten att utöva marknadsmakt kan förstärkas vid en övergång till marginalprissättning. Prisreglering i form av kostnadsbaserade bud kan vara en åtgärd för att motverka marknadsmakt. Svenska kraftnät har sedan tidigare annonserat en övergång till fri prissättning för FCR från 1 januari 2022. Den fördjupade analysen modellerade hur agerandet från tre aktörer (likt dagens

<sup>20</sup> Detaljer kring dimensionering av FFR och hur den samverkar med FCR-D beskrivs i rapporten FFR Design of Requirements – External document (ENTSO-E, 2020).

<sup>21</sup> Under hösten 2020 genomförde Austrian Institute of Technology en analys av marknaden för FCR-N med primär fokus på avskaffandet av krav på kostnadsbaserade bud samt övergång till marginalpris (Poplavskaya & Leimgruber, 2021). Under 2021 har en fortsatt analys gjorts med fokus på asymmetriska bud samt förslag på plan för förändring av marknadsdesignen för FCR-N (förväntas publiceras under hösten 2021).

FCR-marknad) kan påverkas av övergången från kostnadsbaserad- till fri budgivning och hur kostnaderna kan öka om en av aktörerna agerar strategiskt. Resultaten visade att buden avviker från de sanna alternativkostnaderna under 80 procent av tiden under pay-as-bid eller mer än 60 procent av tiden om marginalprissättning används, givet att tre aktörer är aktiva på marknaden. Denna effekt kan emellertid motverkas med nya marknadsaktörer och ökad konkurrens, dels genom att nya bud tränger ut dyrare bud och dels genom att existerande aktörers budgivning påverkas av en ökad konkurrens.

I den andra fasen av projektet analyserades även hur en förändring av marknadsdesignen bör göras, dvs. i vilken ordning olika steg bör tas. Rekommendationen från den externa analysen är att först genomföra förändringar som kan förbättra konkurrensen på marknaden och först därefter gå över till marginalprissättning. En lägre marknadskoncentrationen på FCR-marknaden kan uppnås genom ett ökat utbud i Sverige och östra Danmark eller genom ett ökat handelsutbyte från angränsande TSO:er. Trots en betydande prisutveckling på marknaden de senaste åren har utbudet i Sverige och östra Danmark inte påverkats i nämnvärd omfattning. Svenska kraftnät bedömer därmed att ett ökat handelsutbyte med omgivande TSO:er är en viktig förutsättning för övergång till marginalpris.

Mot den bakgrunden är Svenska kraftnäts mål att övergå till marginalprissättning för FCR-D och FCR-N under 2024. Syftet med att fastställa en specifik tidpunkt en bit framåt i tid är dels att ge nya aktörer möjlighet att komma in på marknaden, dels att skapa förutsättningar för att fram till dess arbeta med andra åtgärder för att förbättra konkurrensen och öka utbudet.

Åtgärder som avses vidtas under perioden fram till en övergång till marginalprissättning inkluderar:

- > Avskaffande av krav på kostnadsbaserade bud (redan annonserat från 1 januari 2022)
- > Fortsatt arbete med att utveckla en gemensam nordisk marknad för FCR (pågående arbete tillsammans med Fingrid, samt existerande marknad med Danmark)
- > Implementering av nya tekniska krav för FCR på nordisk nivå
- > Vidareutveckling av förkvalificeringsprocessen med syftet att underlätta för nya leverantörer
- > Fortsatt arbete med att få in nya aktörer och mer volym via exempelvis pilotprojekt
- > Utredning av möjligheten till utbyte av FCR med andra synkronområden.

### **Asymmetriska bud för FCR-N**

I ovan nämnda rapport (Ei, R2020:09) skriver Ei också att "Svenska kraftnät bör så snart som möjligt upphöra att ställa krav på symmetriska bud för FCR-N" enligt artikel 6.9 i elmarknadsförordningen. Svenska kraftnät ser dock inte att asymmetrisk FCR-N kan införas ensidigt i Sverige, eftersom de tekniska kraven enligt artikel 154 i SO måste vara gemensamma i hela synkronområdet (Norden). De nordiska tillsynsmyndigheterna och TSO:erna måste därför inleda en diskussion för att hitta en gemensam ståndpunkt gällande symmetrisk eller asymmetrisk FCR-N.

Svenska kraftnät uppfattar att de nordiska tillsynsmyndigheterna har skilda tolkningar av huruvida stödtjänsten FCR-N ska definieras som "balanskapacitet" eller inte. Beroende på tolkning hamnar stödtjänsten FCR-N under olika rättsliga ramverk. Det är inte heller fastställt huruvida stödtjänsterna FCR-D, aFRR och mFRR, kan fungera tillsammans med en asymmetrisk FCR-N. Frågan är därmed av bred karaktär och sträcker sig över flera områden som rättsligt ramverk, kommersiellt perspektiv och tekniskt perspektiv.

I ovan nämnda analys av alternativ marknadsdesign för FCR-N har konsekvenserna av en övergång till asymmetriska bud för FCR-N analyserats. Den externa analysen visar att det ur ett marknadsperspektiv finns fördelar med att dela upp FCR-N i separata produkter för upp- och nedreglering, s.k. asymmetriska bud, vilket också ligger i linje med de europeiska regelverken. Detta beror i stor utsträckning på att det är kostsamt för vissa typer av nya leverantörer, exempelvis vindkraft, att leverera lika stora mängder upp- och nedreglering. Det finns också fördelar för aktörer att sälja både upp- och nedreglering genom symmetriska bud eller kopplade bud då det minskar den aggregerade energivolymen till följd av aktiveringar i båda riktningarna. Vidare analyser av marknadspåverkan vid en förändring behöver göras, men framför allt behöver de rättsliga och tekniska aspekterna klargöras.

Under förutsättning att de nordiska tillsynsmyndigheterna enas om att FCR-N ska vara asymmetrisk, bör nästa steg vara en gemensam nordisk analys av de tekniska konsekvenserna av en asymmetrisk FCR-N. Aspekter som särskilt bör beaktas i en sådan analys är systemets beteende när systemfrekvensen ligger nära 50 Hz där omkoppling mellan de två FCR-N produkterna skulle ske, samt konsekvensen av "extra-volym" av antingen FCR-N uppåt eller nedåt på grund av att många av dagens leverantörer troligen, åtminstone i ett övergångsskede, inte kommer att kunna stänga av FCR-N uppåt eller nedåt ensidigt när de inte sålt volymen till marknaden. Den tekniska analysen bör ligga till grund för ett beslut från de nordiska TSO:erna gemensamt om att antingen gå vidare med införande av asymmetrisk FCR-N eller om att fortsatt söka undantag från detta hos de nordiska tillsynsmyndigheterna. Svenska kraftnät har för närvarande ett tidsbegränsat

undantag enligt artikel 6 i Förordning (EU) att anskaffa FCR-N symmetriskt fram till 2023.

### **Anskaffning av FCR**

I dag upphandlas FCR både D-1 och D-2, men från och med slutet av Q2 2022 kommer all handel att ske D-1. Dock avser Svenska kraftnät att genomföra anskaffningen genom två auktioner även fortsättningsvis. Auktionen kommer att ske före, respektive efter, stängningen av dagen före-marknaden.

### **FCR-D nedreglering**

FCR-D nedreglering är en ny stödtjänst som ska stabilisera frekvensen vid driftstörningar. Det sker genom nedreglering, det vill säga genom att enheter i nätet antingen minskar produktionen eller ökar elförbrukningen. Stödtjänsten ska kunna aktiveras vid situationer då mycket förbrukning i elsystemet försvinner plötsligt, exempelvis vid fel på en exporterande HVDC-förbindelse. Situationer med överfrekvenser väntas öka i takt med att fler och större HVDC-förbindelser byggs i Norden. Svenska kraftnät har föreslagit en utformning av FCR-D nedreglering som Ei godkände i november 2020. Utformningen bygger i princip på samma egenskaper som för FCR-D uppreglering fast i motsatt riktning.

### **Nordisk harmonisering av tekniska krav**

Svenska kraftnät samarbetar med de andra nordiska TSO:erna kring en förändring av de tekniska kraven på FCR-N och FCR-D<sup>22</sup>, med syftet att förbättra frekvensstabiliteten i det nordiska elsystemet. Under hösten 2021 kommer det nordiska förslaget på nya tekniska krav att testas av ett femtontal aktörer i Sverige, såväl aktörer som i dag levererar FCR som aktörer som inte levererar i dag men som är intresserade av att leverera FCR i framtiden. Syftet med testfasen är att utvärdera genomförbarheten av de nya kraven.

Svenska kraftnät arbetar också aktivt med att förenkla för nya aktörer att börja leverera stödtjänster. Historiskt sett har stödtjänster i Sverige levererats av vattenkraft och annan konventionell produktion men det är angeläget att öka antalet leverantörer och att även få in nya typer av leverantörer, exempelvis vindkraft, batterier och flexibel förbrukning, för att öka konkurrensen och dämpa den prisökning som skett under ett antal år, och som förväntas fortsätta. För närvarande pågår en pilot för resurser med en begränsad energireserv för att se över förutsättningarna att få buda in under flera timmar i följd. Analyser genomförs på såväl nordisk som europeisk nivå för att utvärdera vilket behovet av uthållighet och vilka krav på uthållighet som kan ställas på reserver med begränsad energireserv. Framst rör analyserna frekvenshållningsreserven men kan komma att utökas. Vidare pågår förtydligande av den så kallade referenspunkten (eng.

<sup>22</sup> Utvecklingen av de nya kraven för FCR-D beskrivs i rapporten FCR-D design of requirements (ENTSO-E, 2017) och FCR-D design of requirements – phase 2 (ENTSO-E, 2019).

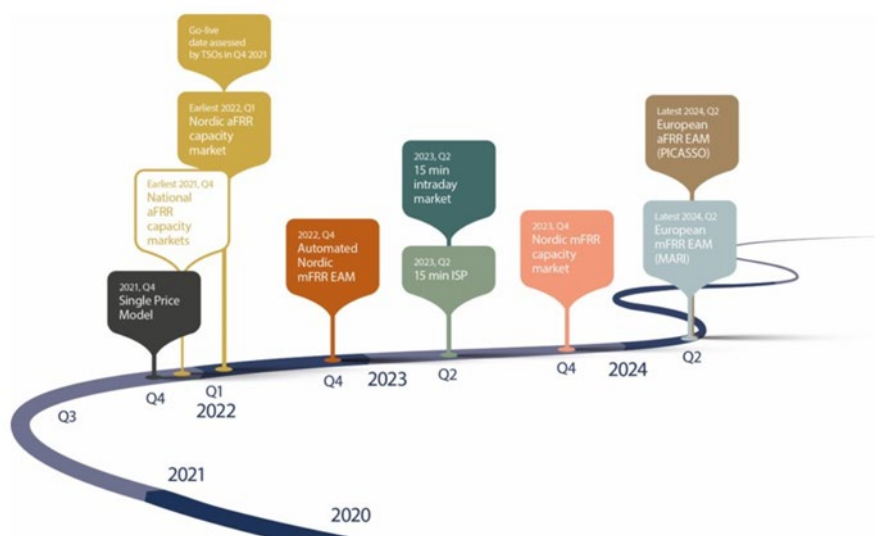


baseline) för reglering av reserver med variabel produktion eller konsumtion. Det handlar om att via förkvalificeringsprocessen säkerställa att upphandlade reserver aktiveras på rätt sätt även om referenspunkten (den underliggande produktionen eller konsumtionen) varierar.

#### 4.5.3 Frekvensåterställningsreserv (Frequency Restoration Reserve, FRR) och den nordiska balanseringsmodellen (NBM)

Som ett steg mot en framtida europeisk balansmarknadskoppling, samt för att anpassa balanseringen utifrån det förändrade elsystemets behov har programmet NBM etablerats. NBM är ett samarbete mellan de nordiska TSO:erna som avser att utforma och implementera ett nytt balanseringskoncept för det nordiska området. Konceptet implementeras stegvis över de kommande åren och utvecklingen är nödvändig för att Norden framöver skall bli del av det europeiska samarbetet på balanseringsområdet. Inom NBM finns milstolpar för energiaktiveringsmarknader och kapacitetsmarknader för mFRR och aFRR, se Figur 7. Dessa milstolpar kommer kort att presenteras i avsnitt 4.5.4 och 4.5.5.

Figur 7. Milstolpar för olika delleveranser inom NBM.



#### 4.5.4 FRR kapacitetsmarknader

##### Nordisk aFRR-kapacitetsmarknad

Införande av en nordisk aFRR-kapacitetsmarknad är under utveckling inom ramen för NBM-programmet. Upphandling kommer att genomföras dagen före (D-1) för alla timmar kommande dygn. Den nya marknadsdesignen möjliggör utbyte av aFRR-kapacitet mellan länder inom Norden. Prissättning kommer att vara marginalprissättning (pay-as-cleared). Anskaffning av aFRR-kapacitet kommer att ske D-1 i samband med att den nordiska marknadskopplingen introduceras Q1

2022. Vidare planeras en fullständig övergång till en nordisk aFRR kapacitetsmarknad att ske tidigast Q1 2022.

### **Nordisk mFRR-kapacitetsmarknad**

Det pågår ett delprojekt inom NBM som syftar till att införa en nordisk D-1 mFRR kapacitetsmarknad. Enligt den tidslinje som finns inom NBM planeras en nordisk D-1 mFRR kapacitetsmarknad att introduceras under Q4 2023. Vid avrop kommer ersättningen att bestämmas enligt marginalprissättning (pay-as-cleared).

Utgångspunkten för utformningen av den nordiska mFRR kapacitetsmarknaden kommer att vara det arbete som genomförts inom NBM för aFRR-kapacitetsmarknad.

### **Förändring av störningsreserven**

Enligt elmarknadsförordningen artikel 6 ska upphandling av balanskapacitet ske i konkurrens och genom separata avtal med en avtalslängd om högst en dag. Avtalen för störningsreserven kombinerar flera tjänster i samma avtal t.ex. aktivering av aktiv effekt inom 15 minuter (likt produkten mFRR), ö-drift och dödnätsstart. Aktivering av störningsreserven med syfte att leverera aktiv effekt inom 15 minuter sker endast efter det att samtliga tillgängliga bud på reglerkraftmarknaden för mFRR energi är uttömda. Aktivering av störningsreserven påverkar i dag inte uppregeringspriset för mFRR utan sker som specialreglering dvs. ”pay-as-bid”.

Vidare har avtalen i störningsreserven inte anskaffats i konkurrens. Med anledning av det legala ramverket behöver därför avtalen för störningsreserven renodlas vilket konkret betyder att tjänsten aktivering av aktiv effekt inom 15 minuter som Svenska kraftnät använt för att hantera behov enligt nuvarande dimensionering i framtiden behöver anskaffas som mFRR-balanskapacitet. Förändringen påverkar också tjänster som ö-drift och dödnätsstart som i dag kan tillhandahållas av störningsreserven. Svenska kraftnät arbetar för närvarande med att uppdatera systemskyddsplanen och återuppbyggnadsplanen där tjänsterna ö-drift och dödnätsstart är en del av detta arbete. Resultatet från behovsanalysen kommer att avgöra om det behövs ytterligare ersättningsmodeller för att säkerställa nödvändiga förmågor i elsystemet. Arbetet kommer att vara klart vid årsskiftet 2022/2023. Majoriteten av avtalen i störningsreserven löper ut 2024-12-31.

### **Kompletterande upphandling av störningsreserv**

Syftet med den kompletterande upphandlingen av störningsreserv är att minska behovet av att reducera tilldelad överföringskapacitet till dagen-före marknaden för att hantera referensincidenten<sup>23</sup> och därmed upprätthålla elsystemet i normaldrift. För att hantera det största dimensionerande felet har Svenska kraftnät tre gånger

---

<sup>23</sup> Den största positiva eller negativa effektavvikelse som uppstår momentant mellan produktion och förbrukning inom ett synkronområde kallas för referensincident. Referensincidenten beaktas vid dimensionering av frekvenshållningsreserver.

sedan 2019 kompletterat störningsreserven med upphandlad kapacitet med en kontraktperiod om 12 månader.

Svenska kraftnät upphandlar kapacitet som kan leverera aktiv effekt inom 15 minuter (likt produkten mFRR) för att komplettera avtalen i störningsreserven då anläggningarna inte är tillgängliga 100 procent av tiden med anledning av underhåll av anläggningar och att tillgänglig kapacitet varierar med temperatur och starttillgänglighet.

Förfarande för aktivering och prissättning av kapacitet i kompletterande upphandling sker på samma sätt som vid aktivering av kapacitet i störningsreserven dvs. levererans av aktiv effekt inom 15 minuter sker enbart efter det att tillgängliga bud på reglerkraftmarknaden för mFRR energi är uttömda. Aktivering av kapacitet i kompletterande upphandling påverkar i dag inte uppregleringspriset för mFRR utan aktivering hanteras som specialreglering dvs. ”pay-as-bid”.

Kompletterande upphandling av störningsreserv ser Svenska kraftnät som ett första steg närmare att upphandla mFRR-balanskapacitet.

#### **Nationell mFRR-kapacitetsmarknad**

För att styra upphandlingen av kompletterande störningsreserv till att upphandla mFRR-balanskapacitet behöver vissa förändringar genomföras för nuvarande avtalsvillkor och införas i avtalen för balansansvariga parter (BRP) och leverantörer av balanseringstjänster (BSP). Exempel på förändringar är godkänd förkvalificering, realtidsmätning och elektroniska avrop. Dessa krav bör införas vid införandet av den nordiska energiaktiveringsmarknaden 1 november 2022.

#### **4.5.5 FRR energiaktiveringsmarknader**

Nedan beskrivs pågående förändringar på energiaktiveringsmarknaderna för FRR inom Norden med fokus på den nordiska och europeiska marknadskopplingen.

#### **mFRR energiaktiveringsmarknad**

Den nordiska energiaktiveringsmarknaden för mFRR, är på väg att bli del av den europeiska marknadskopplingen för mFRR balansenergi. En gränsöverskridande balanseringsmarknad inom EU förväntas leda till stora effektivitetsvinster då TSO:erna kan dela resurser och aktivera de bud som ger lägst balanseringskostnad samt koordinera hanteringen av obalanser som uppstår. Denna förändring förutsätter att hela processen, inte minst de interna processerna hos TSO:erna automatiseras.

EB definierar uppgifter, aktiviteter och en tidslinje för implementering av det europeiska utbytet av balansenergi. I förordningen finns ramarna för gemensamma tekniska, operativa och marknadsrelaterade regler. Förordningen ställer bland annat krav på 15-minuters avräkningsperiod, riktlinjer för hur avräkning mellan

TSO:er ska gå till, principer för obalansavräkning, samt vilken information som ska publiceras av TSO:erna och när det ska ske i tid.

De nordiska TSO:erna förväntas behöva ansöka om undantag från Artikel 20.5 och 21.5 i Balanskoden EB, som anger att TSO:erna ska ansluta sig till den europeiska marknadskopplingen senast juli 2022. De nordiska TSO:erna har tidigare kommunicerat hur anslutningen till den europeiska marknadskopplingen ska gå till men inte när. Anslutningen till de europeiska marknadskopplingen kommer att hanteras inom NBM.

### **Europeisk marknadskoppling för mFRR balansenergi**

MARI är ett europeiskt projekt för att utveckla en marknadskoppling för mFRR balansenergi som syftar till att effektivisera och optimera balansresurserna inom de deltagande länderna. Alla TSO:er mottar bud från aktörer inom sina respektive områden, samtidigt som de prognostiserar sina balanseringsbehov. En TSO vidarebefordrar inkomna bud och balanseringsbehov till den europeiska marknadskopplingen för mFRR balansenergi, som hittar den ekonomiskt optimala sättet att täcka det totala balanseringsbehovet inom området. Flaskhalsar mellan budområden beaktas vid optimeringen, men interna flaskhalsar måste hanteras utanför den europeiska marknadskopplingen för mFRR balansenergi. En TSO får sedan återkoppling om vilka bud som ska avropas och beställer aktivering från aktörerna. Processen upprepas var 15:e minut för schemalagda aktiveringar, men kan ske när som helst om en TSO har behov av direkt aktivering. På den europeiska marknadskopplingen för mFRR balansenergi aktiveras bud efter prisordning och priset på produkterna fastställs utifrån marginalpris ("pay as cleared") (ACER, 2020).

### **Europeisk marknadskoppling för aFRR balansenergi**

De europeiska riktlinjerna för balansering säger att alla TSO:er ska utbyta aFRR-energibud i en gemensam marknad. Inom det europeiska projektet PICASSO utvecklas marknadskopplingen för aFRR. Plattformen är planlagd att vara i drift innan 2022. Marknadskopplingen ska ge en förbättrad ekonomisk och teknisk effektivitet inom gränserna för driftsäkerheten.

Inom NBM utvecklas nu den nya nordiska aFRR-marknaden som bygger på det väl beprövade konceptet ACE (Area Control Error). Tanken är att denna marknad skall vara kompatibel med den europeiska marknadskopplingen. I denna nya aFRR marknad introduceras något som kallas moderniserad ACE (MACE) (Svenska kraftnät, 2019). Jämfört med beprövade ACE nyttjar MACE moderna IT-lösningar, optimeringar, automatiska reserver och tillgänglig överföringskapacitet för att på effektivast möjliga sätt utbyta balanseringsreserver mellan olika elområden för att säkerställa maximal effektivitet och leveranssäkerhet.

Kortfattat kan man säga att på den framtida energiaktiveringsmarknaden för aFRR aktiveras reserverna i prisordning istället för pro rata som i dag. Balansenergibud kommer att kunna lämnas fram till 25 min innan aktiveringstidpunkt. Mellan 10 och 25 minuter efter att budgivningen har stängt behandlar TSO:erna de inkomna buden och systemet avropar de bud som kan tillfredsställa det samlade behovet inom området till lägst kostnad. Aktiveringen sker i prisordning och systemet beräknar ett marginalpris var 4:e sekund.

#### 4.5.6 Fortsatt utveckling av FRR

Den tekniska lösningen för den nordiska balanseringsmodellen kräver stora utvecklingsinsatser och analyser för att målen ska uppnås. Den nya modellen ställer höga krav på digitalisering och till grund för balanseringen ligger såväl realtidsmätning som prognostisering av obalanser samt automatiserade reglerfunktioner för aktivering av reserver. Detta innebär också att de tekniska kraven och förkvalificeringsprocessen för frekvensåterställningsreserverna kommer att påverkas. Tidigare har tyngdpunkten för reserverna varit att leverera rätt energi men med det nya konceptet förflyttas tyngdpunkten till att även säkerställa rätt effekt vid varje tidpunkt via införandet av standardprodukter.

#### 4.5.7 Nödeffekt via HVDC (Emergency Power Control, EPC)

Inom kort kommer en översyn och implementering av nya inställningar för EPC på HVDC-förbindelser att ske. Det grundar sig i ett europeiskt arbete där Svenska kraftnät varit med och utvecklat hur stor volym och på vilket sätt EPC ska utbytas mellan olika synkronområden.

#### 4.5.8 Rotationsenergi och snabb frekvensreglering

Trögheten mot frekvensändringar i elsystemet förväntas minska i takt med den ökande andelen produktion och förbrukning som kopplas till nätet via kraftelektronik. Den minskade trögheten mot frekvensändringar leder till försämrad transient frekvensstabilitet och även till försämrad småsignalstabilitet i frekvensregleringen. Svenska kraftnät har tillsammans med de andra nordiska TSO:erna arbetat med att se över de tekniska kraven för FCR-produkterna, där den nya kravbilden bättre ska spegla både behovet av snabbhet och stabilitet i regleringen. Den nya kravbilden är designad utifrån ett antagande om att rotationsenergin i systemet ska ligga över en viss miniminivå. Om rotationsenergin understiger miniminivån riskerar stabilitetsmarginalerna att vara otillräckliga och driftsäkerheten äventyras. Även FFR, som används för att förbättra den transienta frekvensstabiliteten under de timmar då rotationsenergin är som lägst, är designad utifrån en viss lägstanivå av mekanisk rotationsenergi, och kommer inte att fungera tillfredsställande om miniminivån underskrids.

Svenska kraftnät och de övriga nordiska TSO:erna bedömer inte att miniminivån av mekanisk rotationsenergi i närtid behöver fastställas enligt SO artikel 39.3<sup>24</sup>. Däremot ser Svenska kraftnät att det i framtiden kommer att finnas ett sådant behov och/eller behov av andra kompletterande åtgärder.

Svenska kraftnät avser arbeta med utveckling av stödtjänster och avhjälpande åtgärder för rotationsenergi och snabb frekvensreglering. Detta arbete bör dock i första hand bedrivas gemensamt med övriga nordiska TSO:er. Mekanisk rotationsenergi och snabb frekvensreglering kan delvis bidra med samma nyttor för elsystemet. Därför bör upphandling på lite längre sikt utformas på ett sådant sätt att de kan konkurrera med varandra och att produkterna utformas teknikneutralt. Samtidigt måste hänsyn tas till att exempelvis mekanisk rotationsenergi bidrar med fler nyttor till elsystemet än FFR, och att en viss miniminivå av mekanisk rotationsenergi därför sannolikt kommer att behöva säkerställas.

Svenska kraftnät har övervägt möjligheten att på nationell nivå införa en ersättning för mekanisk rotationsenergi de timmar då FFR avropas, eftersom marginalvärdet av rotationsenergi då i teorin är högre än noll. Bedömningen är dock att det är bättre att i första hand arbeta för att få till stånd en nordisk lösning så snart som möjligt. FFR och rotationsenergi påverkar hela synkronområdet och det önskvärt att nå en lösning där mekanisk rotationsenergi, FFR och eventuellt en ny produkt för snabb frekvensreglering upphandlas tillsammans och tillåts att åtminstone delvis ersätta varandra. Dessa produkter bör då upphandlas alla årets timmar och inte som dagens FFR enbart de timmar då rotationsenergin prognostiseras bli låg i systemet.

När fler produkter införs ökar risken för ineffektiv användning av resurser, eftersom behoven av de olika produkterna i viss mån överlappar varandra. Nya snabba produkter (rotationsenergi och snabb frekvensreglering) kan komma att påverka behovet av FCR-N och FCR-D och även designkriterierna för dessa. På samma sätt finns vissa överlapp mellan behoven av FCR-N och aFRR och även mellan behoven av aFRR och mFRR. Svenska kraftnät avser därför att utreda möjligheten att samordna upphandlingen av olika produkterna. Idealt sett skulle upphandlingen kunna genomföras med hjälp av en optimering som minimerar totalkostnaden för de frekvensrelaterade produkterna givet vissa randvillkor som säkerställer att elsystemets tekniska behov uppfylls. Syftet med en sådan samordnad upphandling skulle vara dels att inte upphandla onödigt stora volymer när produkter har funktionellt överlapp, dels att öka möjligheten för

---

<sup>24</sup> SO artikel 39.3 föreskriver att i händelse alla TSO:er i ett synkronområde gemensamt visar att det finns ett behov av en fastställd miniminivå av rotationsenergi ska de gemensamt utveckla en metod för att göra så, varpå varje enskild TSO ansvarar för att tillämpa metoden i sitt kontrollområde. Den nordiska analysen av situationen 2021 presenteras i rapporten *Requirement for minimum inertia in the Nordic power system*, Nordic Analysis Group, 15 juni 2021.

marknadsaktörerna att delta på marknaden för flera produkter med en och samma resurs. Även på detta område behövs dock samarbete på nordisk nivå.

Svenska kraftnät startar i början av 2022 ett par projekt för att tillsammans med de andra nordiska TSO:erna dels se över FFR i relation till dynamisk stabilitet och dels analysera interaktionen mellan olika frekvensregleringsprodukter.





## 5 Aktiv effekt och överbelastning

En TSO ska tillhandahålla överföringskapacitet på dagen före- och intradagsmarknaden och upprätthålla driftsäkerheten. Tillhandahållande av överföringskapacitet är central för att uppnå den europeiska energunionen vars syfte bland annat är att öka leveranssäkerheten, stärka EU:s konkurrenskraft, bidra till minskade växthusgasutsläpp samt förbättra möjligheten att ta tillvara på de gemensamma energitillgångar som finns inom unionen. En TSO kan behöva förbereda och aktivera avhjälpande åtgärder i form av omdirigering och motköp så att minst 70 procent av överföringskapaciteten kan tillhandahållas.

Överföringskapaciteten i elsystemets olika delar begränsas dels av de enskilda komponenternas förmåga att hantera den elektriska strömmens termiska påverkan, till exempel i form av ledartemperatur, temperatur i isolationsmaterial eller linnedhäng, dels av driftsäkerhetskriterier relaterade till stabilitet i överföringssystemet. För att upprätthålla en säker drift begränsas därför effektöverföringen för enskilda ledningar respektive för korridorer med flera parallella ledningar. Överföringsgränsen kan variera med drifttillståndet, aktuell driftläggning på kritiska komponenter och anläggningar, import-/exportförhållanden och omgivningsförhållandena, till exempel den rådande utomhustemperaturen.

För att överföringssystemet ska vara i normaldrifttillstånd krävs att effektflödena på varje enskild ledning och korridor hålls inom de gränser för driftsäkerhet som fastställts såväl innan som efter en N-1-händelse inträffar, med beaktande av tillgängliga avhjälpande åtgärder (SO artikel 32). De överföringskapaciteter mellan elområden som TSO:erna gör tillgänglig för elmarknaden utan att lämna normaldrifttillståndet bestäms av genomförda avbrotts- och driftanalyser som sker i enlighet med de gemensamma nordiska kapacitetsberäkningsprinciperna (NordPool, 2020).

### 5.1 Kapacitetsberäkning

Kapacitetsberäkningens syfte är att översätta elnätets fysiska och systemmässiga gränser till en enklare beskrivning som marknaden kan använda. I dag används en metod för nettoöverföringskapacitet (Net Transfer Capacity, NTC) för att beräkna kapacitet som kan tilldelas dagen före-marknaden. En flödesbaserad metod, som ska ersätta nettoöverföringskapacitet, är under införande, men ännu inte i drift. En flödesbaserad metod är ett sätt att beräkna och allokera kapacitet där nätet och dess fysiska gränser representeras på ett mer detaljerat sätt jämfört med dagens nettoöverföringskapacitet.

En av de största fördelarna med den flödesbaserade metoden är att en TSO inte behöver göra en fördelning av kapaciteten för överföring mellan olika elområden innan kapaciteten skickas till elbörsen. I stället ges den maximalt tillgängliga

kapaciteten till elbörserna (marknadskopplingsalgoritmen). Därefter tilldelas kapaciteten till de förbindelser som ger mest samhällsnytta när priser och flöden beräknas av elbörserna.

En betydande skillnad mellan den nuvarande metoden med NTC och den flödesbaserade metoden är hur de fysiska gränserna för nätet tilldelas till marknaden. I nuvarande metod anges ett NTC värde per riktning mellan varje elområde. I den flödesbaserade metoden anges begränsningar mellan elområden av fördelningsfaktorer för kraftöverföring (PTDF) och tillgängliga marginaler för kritiska ledningar (RAM). Fördelningsfaktorer för kraftöverföring anger hur en ökad förbrukning eller produktion i olika elområden påverkar de kritiska ledningarna och de tillgängliga marginalerna anger hur mycket ytterligare kapacitet som är tillgänglig på ledningarna. Fördelningsfaktorerna medför att alla utbyten mellan elområden konkurrerar om den tillgängliga kapaciteten, inte bara de elområden som angränsar till varandra. Exempelvis kommer en del av energin från produktionen i SE2 för att tillgodose förbrukningen i SE3 att gå via Norge genom ett så kallat transitflöde. Metoden ger därmed förutsättningar för ett mer effektivt nyttjande av nätet.

Genom att Svenska kraftnät i den flödesbaserade metoden kommer att övervaka alla kritiska ledningar erhålls mer information om exakt var i nätet överföringsbegränsningar uppstår. Det ger förutsättningar för att de motköp och den omdirigering Svenska kraftnät vidtar kan genomföras mer effektivt eftersom de anläggningar som har störst påverkan på de kritiska ledningarna kan användas. Detta förutsätter dock att Svenska kraftnät använder detaljerad information om var anläggningarna finns i elnätet och hur deras ökade alternativt minskade inmatning/uttag påverkar den kritiska ledningen.

Utlandsförbindelserna är viktiga hörnstenar för att integrera elmarknaderna inom EU. Kommissionen har därför i kommissionsförordningar utarbetat miniminivåer för tillgänglig överföringskapacitet för handel mellan elområden. Artikel 16.8 i elmarknadsförordningen anger att miniminivån ska vara 70 procent av driftsäker överföringskapacitet på den begränsande nätkomponenten, med möjlighet till undantag efter Ei:s godkännande (artikel 16.9). Detta gäller oavsett metod (flödesbaserad eller NTC) för att bestämma vilken överföringskapacitet som ska tilldelas marknaden. Den resterande andelen på 30 procent får användas för att upprätthålla normaldrifttillstånd.

## 5.2 Rättsliga förutsättningar att anskaffa avhjälpande åtgärder

Omdirigering och motköp för att hantera överbelastning är enligt elmarknadsdirektivet inte en stödtjänst utan en avhjälpande åtgärd (artikel 2.48). Åtgärderna regleras övergripande i elmarknadsförordningen (artikel 13) och i

CACM. En omdirigering innebär att en TSO motverkar en överbelastning genom att reglera ned inmatningen på överskottssidan eller reglerar upp inmatning på underskottssidan av det nätelement där överbelastningen riskerar att uppstå. För att inte frekvensen ska påverkas ska varje TSO avstå från ensidiga och ej samordnade omdirigerings- och motköpsåtgärder med gränsöverskridande betydelse (artikel 35.4, CACM). Motsvarande åtgärd kan även göras med hjälp av ned- respektive uppreglering av uttag på ömse sidor om samma nätelement. Genom omdirigeringen får flexibla nätanvändare ersättning för att öka eller minska sin förbrukning eller produktion. Om utbytet sker mellan elområden med syftet att minska en överbelastning kallas åtgärden i stället för motköp.

För avhjälpande åtgärder finns inte något generellt krav på att de ska anskaffas via ett marknadsmässigt förfarande. Emellertid gäller för omdirigering att de anläggningar som ska omdirigeras som huvudregel ska väljas bland de resurser som använder sig av marknadsbaserade mekanismer, och de ska ersättas ekonomiskt. När ett mFRR-bud används för att motverka överbelastning får det inte bestämma priset för balansenergi (artikel 13.2, elmarknadsförordningen).

Hittills är det vanligast förekommande att det är en TSO som utför omdirigering eller motköp för att hantera flaskhalsar i det egna kontrollområdet. Elmarknadsförordningen och elmarknadsdirektivet öppnar för möjligheten att omdirigering också kan komma att utföras av DSO.

### 5.3 Så gör Svenska kraftnät i dag

Svenska kraftnät hanterar överbelastning mellan elområden eller enskilda ledningar genom nätförstärkning, ändrade elområden, genom att sätta överföringskapaciteten som tilldelas elmarknaden efter driftförhållandena samt genom omdirigering och motköp. I det kortare tidsperspektivet är det främst överföringskapacitet mellan elområden som görs tillgänglig för marknaden, omdirigering och motköp som används för att hantera överbelastning i överföringssystemet.

I drifttimmen övervakas flödena mellan elområden och ledningarnas belastning före och efter fel i förhållande till tillåtna överföringsgränser. Om en ledning överbelastas eller tillfälligt riskerar att överbelastas behöver kontrollrummet omedelbart vidta åtgärder för att minska överbelastningen genom bl.a. motköp, omdirigering eller justerade kapaciteter i marknaden. Om en N-1-händelse inträffar behöver kontrollrummet vidta avhjälpande åtgärder för att avlasta de ledningar som är överbelastade så att de håller sig inom sina respektive överföringsgränser. Detta ställer krav på att tillräckliga aktiva reserver finns tillgängliga på båda sidor om de överbelastade ledningarna och som kan aktiveras inom 15 minuter.

Svenska kraftnät kan vidta ett antal avhjäljande åtgärder för att hantera överbelastningar. Först aktiveras de åtgärder som har störst påverkan i förhållande till kostnad för att avlasta den enskilda ledningen. Det brukar vanligtvis vara omdirigering av flöden genom förändringar i nättopologin (t.ex. förbikopplingar av seriekondensatorer eller sektioneringar) som för den aktuella driftsituationen är möjliga att göra utan att andra gränser för effektflöden riskerar att överskridas. I de fall det inte är tillräckligt behöver systemdriftoperatören genomföra motköp eller omdirigering genom att aktivera de reglerobjekt som har störst påverkan på överbelastningen. Detta genomförs i dag genom aktivering av mFRR-bud<sup>25</sup> och sker antingen genom att aktivera nästa reglerobjekt på budstegen eller genom specialreglering där en specifik produktionsanläggning beordras att ändra sin produktion.

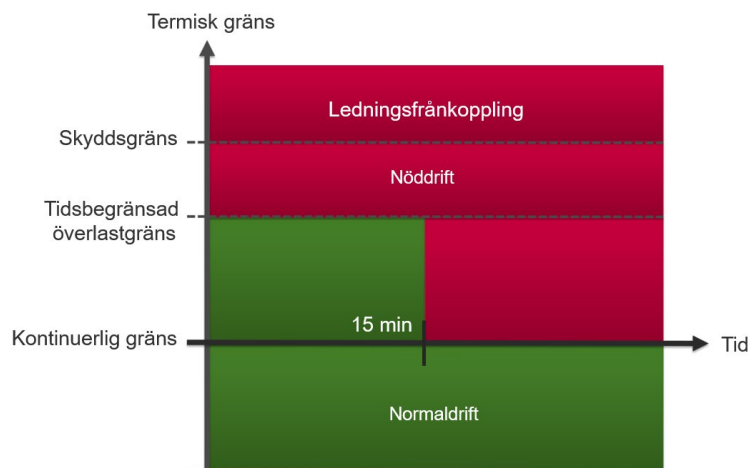
Om dessa åtgärder tar för lång tid (mer än 15 min) eller om tillgängliga reglerobjekt är otillräckliga kan Svenska kraftnät aktivera delar av störningsreservens gasturbiner och/eller aktivera/begära manuell nödeffekt (EPC) på tillgängliga HVDC-förbindelser. Dessa behöver dock i sin tur avlastas med hjälp av motköp eller effektkraftaffärer med andra TSO:er för att återställa deras tillgänglighet. I sista hand, om inga andra avhjäljande åtgärder är tillgängliga, måste systemskyddsplanen aktiveras med manuell fränkoppling (MFK) av förbrukning som följd.

Svenska kraftnät har definierat gränser för driftsäkerhet med avseende på överbelastning kopplat till systemdrifttillstånden (se även avsnitt 3.2). Det finns driftsäkerhetsgränser dels för varje komponent (**Fel! Hittar inte referensskälla.**) och dels för den totala överföringskapaciteten (Total Transfer Capacity, TTC) för varje snitt. Givet TTC och den önskade marginalen (Transmission Reliability Margin, TRM), så bestäms en nettokapacitet (Net Transfer Capacity, NTC) med beaktande av tillgängliga avhjäljande åtgärder, för varje snitt som överlämnas till elmarknaden.

---

<sup>25</sup> Motköp på HVDC-förbindelser sker genom överenskommen kraftaffär med angränsande TSO.

Figur 8. Driftsäkerhetsgränser med avseende på överbelastning för en enskild komponent. Utöver dessa finns driftgränser som beräknas för varje överföringskorridor.



Källa: Svenska kraftnäts Driftinstruktion för överlasthantering.

Tabell 6 visar hur avhjälpande åtgärder och skyddstjänster är kopplade till systemdrifttillstånden i Svenska kraftnäts driftinstruktion för att hantera överbelastning. Tabellen är kumulativ, det vill säga de åtgärder som listas för normaldrift kan användas även för skärpt drift och nöddrift, och de åtgärder som listas för skärpt drift kan användas även i nöddrift. Å andra sidan kan åtgärder för skärp drift och nöddrift också användas i normaldrift, men då påverkas drifttillståndet så att systemet hamnar i det tillstånd vars åtgärd aktiverats.

Tabell 6. Avhjälpan åtgärder och skyddstjänster för att hantera överbelastning i olika systemdrifttillstånd<sup>26</sup>.

<p>Avhjälpan åtgärder som kan användas i <b>normaldrift</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Validera och bekräfta överföringskapacitet</li> <li>• Identifiera och aktivera möjliga HVDC-loopar</li> <li>• Identifiera och aktivera möjliga produktionsförflyttningar</li> <li>• Identifiera och aktivera möjliga förbikopplingar av seriekondensatorer</li> <li>• Identifiera och aktivera möjlig sektionering i överföringssystemet</li> <li>• Identifiera och aktivera möjlig balans- eller specialreglering av tillgängliga marknadsbud (mFRR)</li> <li>• Identifiera och aktivera utlandsaffärer (HVDC)</li> <li>• Identifiera och aktivera EPC (manuell nödeffekt) i maximalt 15 minuter</li> <li>• Identifiera och aktivera lämplig störningsreserv i maximalt 15 minuter</li> </ul>
<p>Avhjälpan åtgärder som kan användas i <b>skärpt drift</b>, utöver det som listats för normaldrift</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aktivera EPC (manuell nödeffekt via HVDC) i mer än 15 minuter</li> <li>• Aktivera lämplig störningsreserv i mer än 15 minuter</li> <li>• Oplanerad beordran (exempelvis begäran om produktionsändring som inte planerats i förväg)</li> <li>• Avbryta pågående eller planerade arbeten på Svk:s överföringselement</li> </ul>
<p>Skyddstjänster som kan användas i <b>nöddrift</b>, utöver det som listats för normaldrift och skärpt drift</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aktivera MFK</li> </ul>

## 5.4 Teori och praktik

Behovet av att hantera överbelastningar är beroende av hur väl den områdesstruktur som tilldelas marknaden förhåller sig till de fysiska förhållandena för nät samt förbruknings- och produktionsmönster. Strukturen kan variera från stora områden (exempelvis Tyskland) till nodprismarknad. Principiellt kan man säga att med en korrekt områdesstruktur utifrån strukturella flaskhalsar optimerar man marknadens möjlighet att nyttja elsystemet och minimerar samtidigt behovet av omdirigering och motköp.

<sup>26</sup> Enligt Svenska kraftnäts Driftinstruktion för överlasthantering D201.

Beroende på vald områdesstruktur till marknaden skiljer sig behovet av omdirigering och motköp. I Tyskland har man omfattande behov av omdirigering och motköpsbehov mot angränsande områden. För intern omdirigering har de en 7-dagars planeringshorisont för att se behoven och möjliga åtgärder. Produktionen omdirigeras efter dagen före-marknaden med en kostnadsbaserad ersättning. Motköp till angränsande områden hanteras bland annat via intradagsmarknaden.

I Sverige är elområdena indelade efter strukturella flaskhalsar vid normalflöden. Detta är en bra grund för att hantera överbelastningar vid normala flöden. Vid större avvikelser från normalflöden kan det uppstå överbelastningar som måste hanteras.

ENTSO-E publicerade i mars 2021 ett diskussionsdokument för konsultation avseende alternativ för den framtida marknadsdesignen i Europa (ENTSO-E, 2021). I dokumentet beskrivs olika ansatser för att hantera flaskhalsar och principer för att bestämma marknadens geografiska upplösning. Fem modeller presenterades, utan att ta ställning för någon av modellerna.

Det första alternativet bygger på dagens zonbaserade modell. En huvudsaklig förbättring i den modellen skulle vara att zonerna (elområdena) formas utifrån områden utan väsentliga interna begränsningar.

Det andra alternativet benämns som en avancerad zonmodell. En förbättring är att olika tekniska lösningar används för att styra flödet i nätet<sup>27</sup> och att dessa inkluderas vid beräkning av kapaciteter i den flödesbaserade metoden. En potentiell ytterligare möjlighet skulle vara att lämna flera olika flödesbaserade domäner till marknadskopplingsalgoritmen, baserat på olika topologiska konfigurationer av nätet.

Ett tredje alternativ benämns som ”dispatch hubs”. Detta alternativ är en vidareutveckling av den avancerade zonmodellen. Dispatch hubs fungerar då som mycket små budområden. Resurser för omdirigering identifieras och placeras i dessa hubbar inom existerande budområden. Optimeringsfunktionen väljer sedan åtgärder, exempelvis omdirigering, om dessa ökar den totala välfärden.

Ett fjärde alternativ bygger på en mer geografiskt upplöst balansmarknad, till skillnad från de zonbaserade europeiska marknadsplattformar för balansering som är under utveckling. Detta skulle bland annat kräva att en detaljerad nätmodell inkluderas i aktiverings- och optimeringsfunktionen, samt att bud lämnas för enskilda resurser och inte på portföljnivå.

---

<sup>27</sup> Exempelvis Phase Shifting Transformers (PST) och HVDC.

Det femte alternativet är införandet av nodbaserade modeller, dvs. s.k. Locational Marginal Pricing (LMP). I beräkning av LMP används en nätmodell som motsvarar den önskade nodupplösningen, typiskt sett överföringssystemet. Bud lämnas per nod och en samoptimering sker av buden med avseende på olika begränsningar för resurserna och nätet, överföringsförluster och vissa stödtjänster. Typiskt sett klareras LMP-marknader dels dagen före och dels i realtid.

Eftersom dagens zonbaserade modell per definition inte tar hänsyn till flaskhalsar inom en zon (elområde) lyfts även modellen med lokala flexibilitetsmarknader fram som ett möjligt alternativ. Denna typ av marknader testas för närvarande på flera håll i Europa, inklusive i Sverige genom projekten CoordiNet och sthlmflex. Lokala flexibilitetsmarknader är ytterligare ett verktyg för TSO:er och DSO:er att hantera flaskhalsar. Särskilt lyfts möjligheten att nyttja småskaliga resurser fram som en fördel. Det finns dock två fundamentala problem. Dels risken för oönskade budbeteenden (s.k. inc-dec gaming) och dels lokal marknadsmakt.

Det finns generellt en förväntan om att det i framtiden kommer behöva tas en ökad hänsyn till var produktion och förbrukning lokaliseras. Det stora spektrum av lösningar som diskuteras visar på ett behov av fortsatt analys- och utredningsarbete.

## 5.5 Så här behöver Svenska kraftnät göra

Svenska kraftnäts behov av att hantera överbelastning beror på hur väl elområdesstrukturen och kapacitetsberäkningsmetoden översätter överföringssystemets fysiska och systemmässiga gränser till handelskapaciteter. Då energiomställningen medför förändrade och mer volatila flöden i överföringssystemet behöver elområdesstrukturen och kapacitetsberäkningsmetoden anpassas för att klara av ett bredare spektrum av normala flöden. Ett exempel är de nya elflöden i öst-västlig riktning i mellersta Sverige. Svenska kraftnät arbetar kontinuerligt för en korrekt och transparent elområdesindelning som ger goda förutsättningar för det nordiska elsystemet.

I och med införandet av den flödesbaserade metoden för kapacitetstilldelning kommer de fysiska och systemmässiga gränserna att representeras på ett mer detaljerat sätt jämfört med dagens kapacitetsberäkningsmetod vilket kommer att innebära att elsystemet nyttjas optimalt.

70-procent-regeln kräver att en TSO kombinerar fysisk överföringskapacitet med avhjälpanande åtgärder för att upprätthålla minst 70 procent av överföringskapaciteten på den begränsande nätkomponenten. I dag har en begränsande korridor identifierats där 70 procent regeln inte uppfylls under vissa driftförhållanden; det s.k. Västkustsnittet. Svenska kraftnät har därför av Ei fått undantag från 70 procent regeln för 2021 då tillräckliga avhjälpanande åtgärder inte kan säkerställas för att upprätthålla driftsäkerheten (Ei, 2020).



Behovet av avhjälpande åtgärder för att hantera överbelastning kommer att öka och information om resursernas placering i elsystemet är avgörande för att kunna nyttja den mest ekonomiskt effektiva åtgärden. Inom den flödesbaserade kapacitetsberäkningen kommer det bland annat att skapas förutsättningar för att identifiera de mest ekonomiskt effektiva åtgärderna för att i planering – och sedan i driftskedet – hantera överbelastningar i överföringssystemet. För att kunna utföra de mest ekonomiskt effektiva åtgärderna behöver Svenska kraftnät i framtiden mer detaljerad information om lokaliseringen av aktiva resurser och deras tillgänglighet.

Under 2021 har nya elflöden i öst-västlig riktning i mellersta Sverige uppträtt. Avsaknaden av erforderliga avhjälpande åtgärder har medfört att den överföringskapacitet som gjorts tillgänglig för marknaden minskat från historiska nivåer. För den specifika utmaningen med förändrade flöden i nätet behövs kontinuerliga motköp eller säkerställande av att resurser finns tillgängliga vid ett fel så att störningsreserven kan lastas av. Framförallt av den anledningen upphandlade Svenska kraftnät inför sommaren 2021 avhjälpande åtgärder ämnade för att avhjälpa bristen på produktion på västra sidan av Sverige. Långsiktigt behövs nästinvesteringar och mer utjämnade flöden över systemet.

Kortsiktigt genomförs vissa investeringar i befintliga ledningar och stationer för att öka överföringskapaciteten, men att helt bygga bort dessa flaskhalsar kräver åtgärder med längre genomförandetid. Svenska kraftnät behöver därför även utveckla arbetet med alternativa åtgärder för att hantera nätbegränsningar. Under 2021 har Svenska kraftnät utvärderat möjligheten att utnyttja batterilager för att hantera de begränsningar som förekommer på ledningarna genom snitt 2. Tyvärr hade ett batterilager inte önskad effekt på de begränsningar som uppstår i dagsläget. På längre sikt kommer den sedan tidigare planerade uppgraderingen av begränsande seriekondensatorer att avhjälpa överbelastningarna ytterligare i väntan på att den första NordSyd-ledningen planeras vara i drift 2028.

## 5.6 Pågående utvecklingsarbete

ACER:s beslut om vilka alternativa elområden som ska utredas vidare väntas i början av 2022. Efter beslutet har Svenska kraftnät och övriga TSO:er ett år på sig att ta fram en rekommendation om att antingen behålla eller förändra nuvarande elområdesindelning. Rekommendationen, som lämnas till berörda medlemsländer eller deras utsedda tillsynsmyndigheter för beslut, ska baseras på en utvärdering av de alternativa elområdena utifrån den EU-gemensamma metoden. Flera perspektiv kommer att vägas in inför beslut om omformning, däribland påverkan på samhällsekonomisk nytta, driftsäkerhet, försörjningstrygghet och marknadslikviditet. De alternativa indelningarna kommer även att samrådas med elmarknadens aktörer. Beslut om en eventuell förändring av nuvarande elområden kommer att innefatta information om tidsplanen för införande. Enligt Svenska

kraftnäts preliminära uppskattningar kommer en eventuell förändring att kunna vara på plats tidigast under 2024. Det bör noteras att en översyn inte automatiskt betyder att det behöver ske en förändring av nuvarande elområdesindelning.

Sedan maj 2021 har de nordiska TSO:erna testat flödesbaserad kapacitetsberäkning internt. Metoden kommer i fortsättningen att köras parallellt med dagens beräkningsmetod. Syftet med parallelldriften är att kunna säkerställa att den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden fungerar som avsett. Detta sker genom att de nordiska tillsynsmyndigheterna följer upp kapacitetsberäkningar och marknadssimuleringar utifrån de prestandakrav som de har definierat. Sex månader efter påbörjad parallelldrift kommer de nordiska TSO:erna att sammanställa resultaten från parallelldriften i en rapport som beskriver prestandan i förhållande till de angivna kraven. Rapporten kommer efter samråd med marknadsaktörer att lämnas till tillsynsmyndigheterna. Om prestandan inte bedöms vara tillfredställande behöver TSO:erna inom den nordiska kapacitetsberäkningsregionen förbättra processen eller metoden.

Förfarandet att aktivera mFRR för motköp kommer att förändras i samband med implementeringen av den europeiska marknaskopplingen för standardprodukter för mFRR energiaktiveringsmarknad. Aktiveringsprocessen kommer att automatiseras och själva avropsförfarandet kommer att ske i en europeisk aktivering- och optimeringsfunktion (AOF). Eventuella avrop för att hantera motköp kan komma att hanteras av denna europeiska AOF.

Innan Norden ansluter sig till den europeiska mFRR energiaktiveringsmarknaden kommer avrop för motköp i den nordiska AOF:n under en övergångsperiod att hanteras tillsammans med avrop för balansering. Detta kommer att medföra att motköpsbehoven kommer att påverka balansenergipriserna för mFRR och i sin tur obalanspriset.

Vidare kommer det att införas standardprodukter för mFRR. De nationella tekniska kraven för standardprodukten för mFRR är ännu inte beslutade. För utbyte mellan TSO:er kommer kraven att innebära kortare aktiveringstid från dagens 15 minuter till 12,5 minuter men även andra krav relaterat till en balanseringsmarknad med 15 minuters upplösning. Detta kan medföra att vissa av dagens mFRR-resurser inte kan delta i mFRR-energiaktiveringsmarknaden efter det att standardprodukter introducerats.

Svenska kraftnät arbetar tillsammans med regionnätssföretagen i två olika forskningsprojekt. Inom sthlmflex samarbetar Svenska kraftnät med Ellevio och Vattenfall Eldistribution med att skapa och testa en flexibilitetsmarknad i Storstockholm, där elanvändare och elproducenter bidrar till att motverka att överbelastning uppstår i elnäten. Inom CoordiNet sker ett liknande samarbete med

E.ON Energidistribution och Vattenfall Eldistribution för att hantera kapacitetsbrist i Skåne, Uppsala, Gotland och Västernorrland.

Ett annat exempel är ”Åtgärds paket Skåne”. I väntan på den nätförstärkning som planeras vara klar 2024 vidtar Svenska kraftnät tillsammans med E.ON flera olika åtgärder för att motverka kapacitetsbrist i Skåne. Åtgärds paketet har från och med 2021 möjliggjort ett ökat effektuttag från överföringssystemet med ca 150 MW och när hela åtgärds paketet är på plats förväntas det totala effektuttaget kunna öka till 1 150 MW. Åtgärds paketet hanterar hela E.ON:s prognostiserade effektuttag fram till 2024 och innebär att efterfrågan om ökade effektuttag som finns i Malmö kan tillgodoses tills överföringssystemet är förnyat.

## 5.7 Ytterligare åtgärder

Svenska kraftnät förväntar sig att behoven av omdirigering och motköp kommer att öka över tid. I framtiden kommer dagens ordning att marknadsbud på reglerkraftmarknaden (mFRR) används för omdirigering och motköp sannolikt inte att vara det ekonomiskt mest fördelaktiga. Detta beror dels på att en europeisk standardprodukt för mFRR kommer att införas med ökade tekniska krav avseende bl.a. kortare aktiveringstid för att få leverera mFRR. Den ökade kravställningen bedöms få till följd att vissa resurser som i dag levererar mFRR inte kommer att kunna delta i framtiden. Det kan då vara lämpligare att använda de resurser som inte uppfyller de nya mFRR-kraven till omdirigering och motköp, så att de högkvalitativa mFRR-resurserna inte uttöms. Därtill är det oklart i vilken utsträckning den framtida europeiska marknadskopplingen för mFRR kommer att kunna nyttjas för omdirigering och motköp.

Svenska kraftnät har därför initierat ett arbete för att analysera alternativa modeller. En arbetshypotes är att utveckla en lista på flexibla resurser där resurser kan registreras och användas för omdirigering och motköp. Deltagande bör inte vara förenat med generella krav gällande förkvalificering utan listan ska utgöra information till Svenska kraftnät om vilka resurser som finns tillgängliga, för vilket pris och under vilken tid. Avrop kommer att ske baserat på den ekonomiska effektiviteten för att lösa situationen och inte enbart baserat på offererat pris. Informationen om resursens lokalisering bör vara relativt detaljerad för att kunna utvärdera de mest ekonomiskt effektiva åtgärderna för en omdirigering eller motköp. En lista med flexibla resurser bör också möjliggöra för aktören att vara aktiv på intradagsmarknaden. Därför ska det vara möjligt för aktören att uppdatera resurserna i listan efter intradagsmarknadens stängningstid. Ett detaljerat förslag på utformning kommer att utarbetas till hösten 2022. Vid utformningen kommer Svenska kraftnät att utvärdera hur dessa resurser kan aktiveras så att inte konkurrensen på elmarknaden snedvrids.

Svenska kraftnät ser också en möjlighet att i förlängningen koppla en sådan lista till lokala flexibilitetsmarknader, vilket skulle möjliggöra för såväl DSO:er som Svenska kraftnät att använda de flexibla resurser som finns på listan för omdirigering och motköp. De alternativa modeller som tas fram ska enligt CACM artikel 25 möjliggöra att tillgängliga resurser för omdirigering och motköp beaktas i kapacitetsberäkningen som sker innan dagen före-marknaden öppnar. Detta förutsätter att alla TSO:er i Norden kommer överens om användningen av avhjälpande åtgärder av gränsöverskridande karaktär. Svenska kraftnät kommer vid implementeringen att beakta hur denna överenskommelse påverkar med vilken planeringshorisont DSO och TSO måste koordinera användningen av flexibla resurser på listan.

## 6 Reaktiv effekt och spänning

I detta kapitel behandlas spänning i form av dess spänningsnivå, ofta relaterad till effektivvärdet (RMS-värde). Vissa egenskaper hos spänningen som i högre grad påverkas av en ökad andel kraftelektronik behandlas i kapitel 7.

### 6.1 Överföringssystemets behov

För att överföra elektrisk effekt behövs en elektrisk spänning, som driver en elektrisk ström. Överföring över ett överföringselement, till exempel en ledning, skapas per automatik när elektrisk effekt tillförs i ena änden och tas ut i den andra. Produktionsanläggningen tillhandahåller erforderlig spänning och belastningen tillsammans med överföringssystemets egenskaper ger strömmen. För att elöverföringen ska bli säker, tillförlitlig, effektiv och hålla god kvalitet behöver spänningen i systemet hållas inom vissa gränser i samtliga driftsituationer<sup>28</sup>, vilket bland annat förutsätter möjlighet till tillförsel eller bortförsl av reaktiv effekt. Det reaktiva effektutbytet är medlet för att upprätthålla säkra och stabila spänningsnivåer inom acceptabla gränsvärden.

Överföringssystemet består till stor del av luftledningar där produktion och konsumtion av reaktiv effekt varierar stort beroende av effektöverföringen. Överföringssystemets ledningskapacitanser tillför, när systemet är spänningssatt, reaktiv effekt. Överföringssystemets ledningsinduktanser förbrukar, vid strömgenomflytning, reaktiv effekt. Vid tomgång eller vid låg aktiv effektöverföring, uppstår ett reaktivt effektöverskott i överföringssystemet som måste tas omhand och vid hög aktiv effektöverföring uppstår ett reaktivt underskott som måste kompenseras för att upprätthålla acceptabel spänning. Reaktivt effektutbyte kan även ske i överföringssystemets anslutningspunkter till produktionsenheter och andra nät.

Vilket spänningsintervall som kan tillåtas för olika punkter i överföringssystemet och olika systemdrifttillstånd ges ytterst av systemkomponenternas spänningstålighet och de gränser som anges i enlighet med artikel 27.1 i SO. En för hög spänning ökar koronaförlusterna (urladdningar från ledaren till den omgivande luften) hos luftledningar och kan orsaka anläggnings- och personsador. En för låg spänning leder till högre överföringsförluster, sänker överföringskapaciteten och höjer risken för stabilitetsproblem vilket kan leda till spänningsskollaps. En TSO strävar därför efter en jämn och stabil spänning i överföringssystemet och för att åstadkomma detta styrs det reaktiva effektflödet. Utgångspunkten är att reaktiv effektkompensering bör ske lokalt så att utbytet av reaktiv effekt i varje anslutningspunkt är litet.

---

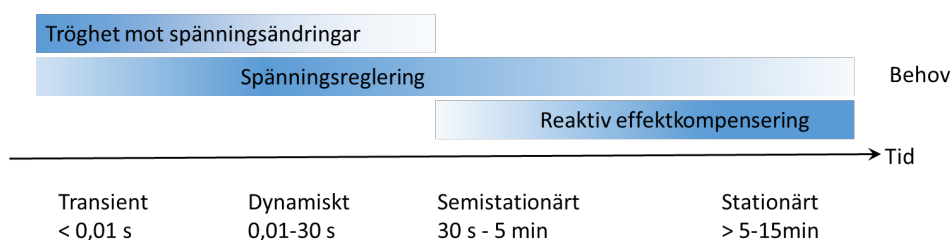
<sup>28</sup> En driftsituation är en möjlig kombination av aktiva och reaktiva effektflöden i överföringssystemet.

En TSO eller DSO behöver hantera reaktiv effekt och spänning i olika tidsskalor vilket framgår av Figur 9. I den transienta, eller riktigt korta, tidsskalan behövs en tröghet mot spänningsändringar (ofta beskrivet i termer av kortslutningseffekt eller felströmsinmatning). Tröghet mot spänningsändringar behandlas vidare i kapitel 7, eftersom utmaningarna på denna tidshorisont har stark koppling till ökningen av kraftelektronikansluten produktion.

På den dynamiska och semistationära tidshorisonten behövs snabb spänningsreglering för att säkerställa stabiliteten och kompensera för plötsliga spänningsändringar i samband med fel eller nätkopplingar, där spänningen i en anslutningspunkt plötsligt ökar eller minskar. Spänningsreglering kan ske stegvis eller steglöst. En viss andel av den snabba spänningsregleringen behöver vara steglös för att spänningen inte ska förändras för mycket vid exempelvis en koppling i nätet. Spänningsreglering är ett generellt samlingsbegrepp för manuella eller automatiska regleråtgärder som syftar till att upprätthålla den önskade spänningsnivån.

På den semistationära och stationära tidshorisonten behövs också spänningsreglering för att exempelvis motverka långsam spänningsinstabilitet. Den långsammare spänningsregleringen kan för den stationära tidshorisonten benämnas som reaktiv effektkompensering för att tydliggöra att det i denna tidshorisont handlar om en långsam kompensering. Reaktiv effektkompensering behövs för att kompensera för spänningsvariationer som uppstår på grund av variationer i produktion, elhandel och elanvändning över dygnets och årets timmar.

Figur 9. Tidsskala för överföringssystemets behov avseende reaktiv effekt och spänning.



Den reaktiva effekten måste utbytas lokalt eller regionalt, eftersom spänningen, i motsats till frekvensen, är en storhet som varierar i olika delar av överföringssystemet även i stationärt tillstånd. Medan ändringar i den aktiva effekten ger en frekvenspåverkan i hela synkronområdet så ger ändringar av den reaktiva effekten en lokal spänningspåverkan, där räckvidden hos ändringen beror på impedansen i det omgivande systemet. Reaktiva effektresurser behöver alltså finnas på rätt plats i överföringssystemet för att göra nytta. Både den geografiska placeringen och spänningsnivån har stor betydelse, inte minst för att lindningskopplare kan särkoppla spänning och reaktiv effekt på respektive sida om

en transformator genom att ändra lindningsomsättningen vid transformering mellan olika spänningsnivåer.

## 6.2 Förmågor i elsystemet

Det finns olika sätt att påverka spänningen i överföringssystemet. Antingen direkt genom styrning av reaktiva resurser eller indirekt via ändring av aktiva effektlöden t.ex. genom nätkopplingar eller motköp.

Huvuddelen av den reaktiva effektkompenseringen som svarar mot överföringssystemets behov tillgodoses av brytarkopplade shuntkondensatorer och shuntreaktorer samt i viss mån av seriekondensatorer. Brytarkopplade shuntkondensatorer och shuntreaktorer är stegvisa i sin reglering medan den reaktiva effektkompenseringen från seriekondensatorer är steglös. En viss andel av den snabbare spänningsregleringen behöver vara steglös vilket kan tillgodoses av SVC:er och STATCOMs, synkronkompensatorer, HVDC-VSC samt anslutna produktionsanläggningar. Även brytarkopplade shuntkondensatorer och shuntreaktorer kan användas för snabbare spänningsreglering när det inte finns krav på steglös reglering.

Lindningskopplare på transformatorer som är anslutna till överföringssystemet påverkar också det reaktiva effektutbytet med överföringssystemet. Ett typiskt exempel är den påverkan som erhålls när lindningskopplare används för att reglera spänningen på underliggande nät som saknar produktion. Ett annat exempel är om det finns spänningsreglerande produktion i det underliggande nätet. Då kan det reaktiva effektutbytet med överföringssystemet styras genom att koordinerat ändra lindningskopplarläget och därmed transformatorernas omsättning tillsammans med spänningsregleringen hos produktionen i det underliggande nätet.

En översikt av olika teknikslags förmågor relaterade till (snabbare) spänningsreglering och (långsammare) reaktiv effektkompensering ges i Tabell 7.

Tabell 7. Olika teknikslags förmågor relaterade till (snabbare) spänningsreglering och (långsammare) reaktiv effektkompensering. Vit=förmågan finns. Ljusblå=förmågan finns under vissa förutsättningar.

Teknikslag	Spänningsreglering	Reaktiv effektkompensering
Synkronmaskiner	Steglös reglering	Önskvärt att över längre tid ha ett litet utbyte av reaktiv effekt för att minska förluster och ha marginal för spänningsreglering
Produktion inkopplad via kraftelektronik	Steglös reglering	Önskvärt att över längre tid ha ett litet utbyte av reaktiv effekt för att minska förluster och ha marginal för spänningsreglering
Brytarkopplade shuntkondensatorer	Endast stegvis reglering	Förmågan finns
Brytarkopplade shuntreaktorer	Endast stegvis reglering, även om lindningskopplade shuntreaktorer möjliggör små steg	Förmågan finns
Seriekondensatorer	Proportionell mot strömmen genom seriekondensatorn i kvadrat	Proportionell mot strömmen genom seriekondensatorn i kvadrat
SVC, STATCOM, synkronkompensatorer, batterier	Steglös reglering	Önskvärt att över längre tid ha ett litet utbyte av reaktiv effekt för att minska förluster och ha marginal för spänningsreglering
Lindningskopplare på transformatorer	Behöver styras & koordineras ändamålsenligt	Behöver styras & koordineras ändamålsenligt
Ändring av aktiva effektflöden	Ej primär åtgärd	
Frånkoppling av ledning	Ej primär åtgärd	Ej primär åtgärd

### 6.3 Rättsliga förutsättningar

Tillgång till förmågor för att hantera spänning och reaktiv effekt kan kravställas genom anslutningsförordningarna RfG, DCC och HVDC, nationella anslutningsföreskrifter samt via villkor i anslutningsavtalen som beskrivs i avsnitt 3.1. Driftförordningarna SO och ER kompletterar med krav kring hur förmågorna får och ska användas och omfattar förmågor hos såväl nya som befintliga anläggningar. Anslutningsavtalen innehåller i dag också villkor om hur förmågorna ska användas, men det finns inga rättsliga hinder för att bryta ut och hantera dessa delar i andra avtal.

Anslutningsförordningarna, -föreskrifterna och -avtalen anger vid vilka spänningsnivåer och under hur lång tid en anläggning ska kunna tåla en viss spänningsnivå och fortsätta vara ansluten till elsystemet. De ger också möjlighet att ställa krav på vilken förmåga till reaktivt effektutbyte anläggningar ska ha och på



vilka sätt den reaktiva effekten ska kunna regleras, exempelvis genom spänningsreglering. Kraven är betydligt strängare för större produktionsanläggningar än för mindre produktionsanläggningar och distributionssystem. I dag ansluts ny produktion ofta till överföringssystemet via en DSO. Detta innebär att DSO:er snarare än Svenska kraftnät får ansvaret för anslutningskraven enligt RfG, och att det i stället blir DCC-koden som gäller i anslutningspunkten mot överföringssystemet.

Avdelning 1, kapitel 2 i SO innehåller bestämmelser gällande spänningsreglering och hantering av reaktiv effekt samt skyldigheter för TSO, DSO och betydande nätanvändare. Kapitlet anger bland annat de intervall som en TSO ska hålla spänningen inom. En TSO ska komma överens med varje ansluten DSO om börvärden/intervall för reaktiv effekt, effektfaktorerna och de förinställda parametrarna för spänningsreglering i anslutningspunkten. Vidare fastställs att en DSO ska använda sina reaktiva resurser för att hålla sig inom uppsatta gränser och har rätt att ge instruktioner till betydande nätanvändare. Vidare fastställs att en TSO ska säkerställa en tillräckligt stor reaktiv reserv för att hålla spänningen inom fastställt intervall och använda icke-frekvensrelaterade stödtjänster, egna åtgärder i nätet samt avhjälpande åtgärder om spänningen ligger utanför intervallet. SO artikel 29 anger att en TSO ska hantera resurser och fastställa åtgärder för reaktiv effekt inom hela sitt kontrollområde, i samordning med DSO:er, i syfte att upprätthålla gränserna för driftsäkerhet och förhindra ett spänningssammanbrott i överföringssystemet. Denna skyldighet medför också en rättighet för en TSO:s att använda all tillgänglig kapacitet för reaktiv effekt som är ansluten till överföringssystemet inom kontrollområdet för att effektivt hantera reaktiv effekt med syfte att hålla spänningen inom det fastställda intervallet. SO artikel 29 och ER artikel 19 ger också möjlighet för en TSO att begära att en betydande nätanvändare som är ansluten till distributionssystemet följer anvisningar om spänningsreglering. ER artikel 17 ger en TSO möjlighet till flera åtgärder som del av en automatisk plan mot spänningssammanbrott. Åtgärderna omfattar bland annat möjlighet att aktivera automatisk förbrukningsfrånkoppling, blockering av lindningskopplare samt aktivering av systemskydd utifrån spänning.

I avdelning 5 i SO finns ytterligare bestämmelser om stödtjänster såväl generellt som specifikt för reaktiv effekt. Svenska kraftnät behöver övervaka den tillgängliga kapaciteten av såväl aktiv som reaktiv effekt. Där finns också bestämmelser om att förbereda och aktivera avhjälpande åtgärder då volymen av icke-frekvensrelaterade stödtjänster för reaktiv effekt inte är tillräcklig för att upprätthålla driftsäkerheten.

## 6.4 Så gör Svenska kraftnät i dag

I dag gäller som praxis och grundprincip i elsystemet att varje DSO och TSO ska sköta sin egen reaktiva effektbalans. Svenska kraftnät hanterar sin reaktiva effektbalans med helt integrerade nätkomponenter och med bidrag från

produktionsanläggningarnas spänningsreglering. I anslutningspunkten mellan TSO och DSO har grundregeln varit att det vid intakt nät ska vara nollutbyte av reaktiv effekt. I driftskedet, exempelvis vid planerade avbrott eller fel, så hjälps alla dock åt med balansering av reaktiv effekt.

Svenska kraftnät har också slutit bilaterala avtal med leverantörer. Svenska kraftnät ingick sommaren 2020 ett tillfälligt avtal med ett antal producenter i södra Sverige om att de skulle bidra med att vara tillgängliga för att erbjuda sin reaktiva förmåga och kortslutningseffekt. Ett bilateralt avtal slöts även under sommaren 2021 med Ryaverket för att bidra med sin reaktiva förmåga och kortslutningseffekt för att hantera att Ringhals 3 var under revision längre än planerat. Den förlängda revisionen medförde att båda Ringhalsreaktorerna var bortkopplade från nätet under ca en månad, mellan 26 juli och 27 augusti.

Svenska kraftnät analyserar löpande behovet av reaktiv effektkompensering i samband med anslutningsärenden, förnyelser av stationer och ledningar, vid systemutredningar samt när problem uppmärksammas i driftsituationen. Dessa analyser fokuserar i första hand på att spänningsnivån före och efter ett fel ska kunna hållas inom acceptabla gränser, och utgår ifrån att det innan felet råder nollutbyte av reaktiv effekt med anslutna parter. Om en utredning visar att det saknas tillräckligt med reaktiva resurser så investerar Svenska kraftnät i helt integrerade nätkomponenter för att tillgodose behovet och underlätta att kraven i SO uppfylls. Det tar i dag ett par år från det att behovet av en helt integrerad nätkomponent har identifierats till dess att den är installerad och kan bidra i överföringssystemet.

I tillägg till att analysera spänningsnivån i olika punkter i nätet före och efter fel har Svenska kraftnät i en pågående förstudie<sup>29</sup> identifierat behov av att i högre grad studera spänningsstabilitet (spänningskollaps), spänningsändringar vid koppling av shuntar (spänningsgradienter) samt N-1-redundans, exempelvis kopplat till avbrottsplanering och fel på reaktiva apparater, på såväl kort, medelfristigt som långt tidsperspektiv (se avsnitt 6.6.4).

Av historiska skäl saknas anslutningsavtal för flertalet anslutningspunkter då det var Svenska kraftnät som införde krav på anslutningsavtal. I de punkter som saknar anslutningsavtal arbetar Svenska kraftnät för att komma överens med den anslutna parten för att kunna teckna ett anslutningsavtal. För samtliga anslutningspunkter finns dock stationsavtal och nyttjandeavtal. I vissa fall där anslutningsavtal finns kan också efterlevnaden vara bristfällig. Det sistnämnda visar på behov såväl av en bättre uppföljning som att komplettera kraven med

---

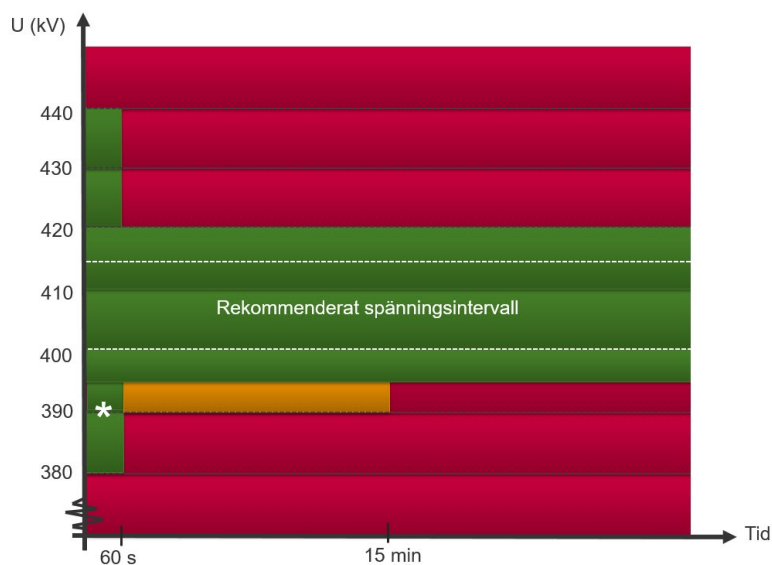
<sup>29</sup> Svenska kraftnät 2021, Förstudie spänning och reaktiv effekt 2020, ärendenummer 2020/3311.

ekonomiska incitament. Andelen befintliga anslutningspunkter med anslutningsavtal är för närvarande 35 procent.

I dag existerar inga produkter i kategorin icke-frekvensrelaterade stödtjänster i Sverige. I driftskedet upprätthålls spänningen och den reaktiva effektbalansen i överföringssystemet med hjälp av avhjälpande åtgärder som tillhandahålls av helt integrerade nätkomponenter och av anslutande parter. De avhjälpande åtgärderna är organiserade efter systemdrifttillstånden, som i sin tur beror på spänningsavvikelsens storlek och tillgången på reaktiva reserver.

Svenska kraftnät har definierat gränser för driftsäkerhet med avseende på spänning och Figur 10 visar ett exempel på hur systemdrifttillståndet beror av spänningsnivån i en 400 kV-station (se även avsnitt 3.2). Systemet är i normaldrifttillstånd med avseende på spänning om spänningen ligger i det gröna området i samtliga stationer och inga åtgärder för skärpt drifttillstånd eller nöddrifttillstånd är aktiverade. Enligt SO ska systemdrifttillståndet även bestämmas av spänningen efter en N-1-händelse, detta har Svenska kraftnät inte implementerat ännu. Systemet är i skärpt drifttillstånd om spänningen ligger i det gula området i någon station eller om någon ledning kopplats från av spänningsskäl. Systemet är i nöddrifttillstånd om spänningen ligger i det röda området i någon station eller om oplanerad beordran eller MFK aktiverats. Otillgänglighet i kritiska IT-system kan också försätta systemet i skärpt drifttillstånd eller nöddrifttillstånd.

Figur 10. Exempel på gränser för driftsäkerhet med avseende på spänningshållning.



Källa: Svenska kraftnäts Driftinstruktion för spänningshållning.

Tabell 8 visar hur avhjälpande åtgärder och skyddstjänster är kopplade till systemdrifttillstånden i Svenska kraftnäts driftinstruktion för spänningshållning. Tabellen är kumulativ, det vill säga de åtgärder som listas för normaldrift kan användas även för skärpt drift och nöddrift, och de åtgärder som listas för skärpt drift kan användas även i nöddrift. Å andra sidan kan åtgärder för skärpt drift och nöddrift också användas i normaldrift, men då påverkas drifttillståndet så att systemet hamnar i det tillstånd vars åtgärd aktiverats. Driftinstruktionen för spänningshållning fokuserar på manuellt aktiverade åtgärder. Det finns också automatiskt aktiverade åtgärder, exempelvis automatisk in-/urkoppling av shuntkondensatorer och shuntreaktorer vid höga respektive låga spänningsnivåer.

Tabell 8. Avhjälpande åtgärder och skyddstjänster kopplat till systemdrifttillstånden för spänningshållning.<sup>30</sup>

Avhjälpande åtgärder som kan användas i <i>normaldrift</i>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tillkoppling av ledningar som är frånkopplade av spänningsskäl</li> <li>• Till-/frånkoppling av shuntkondensatorer</li> <li>• Till-/frånkoppling av reaktorer</li> <li>• Ändring av spänningsbörvärde på HVDC-VSC, STATCOM eller SVC</li> <li>• Beordring att anslutande part ska förändra inmatning/uttag av reaktiv effekt upp till aktuellt krav enligt avtal</li> <li>• Tillkoppling/förbikoppling av seriekondensatorer</li> <li>• Motköp eller omdirigering av aktiv effekt</li> </ul>
Avhjälpande åtgärder som kan användas i <i>skärpt drift</i> , utöver det som listats för normaldrift	<p>Åtgärder vid överspänning:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Frånkoppling av lågt lastade ledningar</li> </ul> <p>Åtgärder vid underspänning:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Aktivering av gasturbiner eller annan produktionsanläggning i synkron drift</li> <li>• Reaktiv stöttning från AC-förbindelse med grannland</li> <li>• Avbrytande av arbeten på Svk:s överföringselement</li> </ul>
Skyddstjänster som kan användas i <i>nöddrift</i> , utöver det som listats för normaldrift och skärpt drift	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Frånkoppling av enstaka stationer där spänning är utanför gällande driftsäkerhetskriterier och anslutningsavtal</li> <li>• Oplanerad beordran (exempelvis begäran om ändrat utbyte av reaktiv effekt som inte planerats i förväg)</li> <li>• MFK</li> </ul> <p>Åtgärder vid överspänning:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Aktivering av gasturbiner eller annan produktionsanläggning i synkron drift</li> <li>• Reaktiv stöttning från AC-förbindelse med grannland</li> </ul>

## 6.5 Teori och praktik

Appendix A innehåller en omvärldsanalys där anskaffning av och ersättning för reaktiv effekt redovisas för nio TSO:er och Svenska kraftnät. En av slutsatserna

<sup>30</sup> Enligt Svenska kraftnäts Driftinstruktion för spänningshållning D202.

från omvärldsanalysen är att Svenska kraftnät i dagsläget särskiljer sig då ingen ersättning utgår till nätanvändare som bidrar med reaktiv effekt och spänningsreglering<sup>31</sup>. Det finns heller inget tariffelement som påför nätanvändare de kostnader kopplade till reaktiv effekt och spänning som de eventuellt orsakar överföringssystemet. Baserat på ett fåtal exempel på marknadsbaserad anskaffning visade omvärldsanalysen att det finns utmaningar förknippade med att utforma välfungerande marknader för reaktiv effekt, utifrån dess lokala karaktär. Valet av marknadsdesign och tidshorisont spelar därför stor roll för utfallet. Det vanligaste är i stället att anskaffning sker via en kravställning, ofta kombinerad med någon form av tariffliknande ersättningsmodell. Även detta förfarande är förknippat med utmaningar.

Sammanfattningsvis är Svenska kraftnäts bedömning att ett marknadsbaserat förfarande med en konkurrensutsatt upphandling har fördelen att den kan attrahera nya leverantörer. Kontrakten bör sträcka sig över en längre period (fleråriga avtal), samt ge möjlighet för nya aktörer att genomföra investeringar innan leveransperioden startar. En sådan process kräver detaljerade analyser för att kunna prognostisera framtida behov och krav för varje specifik elektrisk punkt eller område. Denna typ av upphandling är sannolikt mest lämpad att genomföra där det finns specifika behov identifierade, snarare än som en generell modell som genomförs över hela landet.

Om syftet däremot är att ge ekonomisk ersättning och incitament till existerande leverantörer (producenter, DSO:er) är det mer ändamålsenligt att tillämpa någon typ av administrativt bestämd ersättning. En sådan modell är tillämplig nationellt och bör sannolikt användas som ett första steg.

I det fall kortsiktiga, ej förutsedda behov, uppstår kan det också vara nödvändigt att säkerställa de nödvändiga förmågorna genom ett förhandlat förfarande med bilaterala avtal.

## 6.6 Pågående utvecklingsarbete

Det pågår flertalet aktiviteter inom Svenska kraftnät relaterade till spänning och reaktiv effekt. Genom löpande utredningar och återkoppling från driften analyseras behovet av spänningsreglering och reaktiv effektkompensering i olika punkter i överföringssystemet. Baserat på detta vidtas åtgärder genom installation av helt integrerade nätkomponenter och samordning med nätanvändare och DSO:er. Några exempel på pågående utvecklingsarbeten ges i detta avsnitt.

---

<sup>31</sup> Detta bekräftas också i en översyn gjord av Anaya & Pollit (2020).

### 6.6.1 Etablering av forum för systemfrågor

Givet separationen av transmissionsnät och regionnät i Sverige är en tydlig ansvarsfördelning och ett gott samarbete mellan TSO och DSO nödvändigt för att åstadkomma ett driftsäkert och samhällsekonomiskt kostnadseffektivt elsystem. Svenska kraftnät startade därför i juni 2021 ett forum för systemfrågor (Svenska kraftnät, 2021). Forumet syftar till att skapa samsyn och samverkan i frågor kopplade till systemansvaret för överföringssystem, regionnät och lokalnät, tolkningar av regelverk samt till att initiera fördjupade analyser där så krävs. Den övergripande målsättningen är att säkerställa leveranssäkerhet och systemstabilitet.

### 6.6.2 Kravställning i anslutningsavtal

I anslutningsavtalet fastställs plats- och anläggningsspecifika krav gällande exempelvis förmåga till spänningsreglering och kapacitet för reaktivt effektutbyte vilket ges i Bilaga 3 till anslutningsavtalet. Under våren 2021 har Svenska kraftnät arbetat med att utveckla och uppdatera arbetsprocessen såväl som kravställningen i nya anslutningsavtal. Detta arbete kommer att fortsätta under hösten 2021 genom bland annat ökad samverkan med branschen och anslutande parter.

### 6.6.3 Anslutningsförfarandet enligt RfG och DCC

Inom arbetet med anslutningsförfarandet utvecklas och implementeras processer för anslutning av kraftproduktionsmoduler och distributionssystem till överföringssystemet samt för verifiering enligt kraven i RfG och DCC. För RfG har Svenska kraftnät tagit fram en process för anslutning av kraftproduktionsmoduler av typ D som gäller när Svenska kraftnät är berörd systemansvarig (Svenska kraftnät, 2021). En DSO som ansluter kraftproduktionsmoduler behöver arbeta enligt motsvarande processer. Vid anslutning av kraftproduktionsmoduler är det berörd systemansvarig som bedömer kravuppfyllnaden och ägaren av kraftproduktionsmodulen som är ansvarig för att verifiera kravuppfyllnaden. RfG-processen som Svenska kraftnäts tagit fram kan tillämpas av andra berörda systemansvariga som ansluter kraftproduktionsmoduler av typ D, oavsett spänningsnivå. Arbetet med anslutningsförfarandet för RfG fortgår under hösten 2021 och för DCC påbörjades arbetet under våren 2021.

Genom anslutningsförfarandet säkerställs att anläggningar som ansluts till elsystemet har rätt förmågor och att dessa förmågor provas.

Anslutningsförfarandet omfattar alla typer av förmågor, vilket exempelvis inkluderar förmåga till spänningsreglering och kapacitet till reaktivt effektutbyte.

### 6.6.4 Förstudie spänning och reaktiv effekt

Sedan hösten 2020 har Svenska kraftnät bedrivit en förstudie om spänning och reaktiv effekt med målet att skapa en samlad överblick, beskriva tekniska risker i dag och i framtiden samt belysa de rättsliga och ekonomiska förutsättningarna att hantera dessa risker (Svenska kraftnät, 2021). Förstudien har till uppgift att

tydliggöra behov och utmaningar och utifrån dessa bidra till att formulera ett gemensamt mål för vad Svenska kraftnät vill uppnå inom området. Förstudien har under arbetet identifierat ett stort antal aktiviteter, initiativ och projekt som relaterar till spänning och reaktiv effekt och som bedrivs på olika håll inom Svenska kraftnät. Vidare har förstudien till uppgift att sammanställa en färdplan som omfattar både pågående och nya förändringsaktiviteter och åtgärder. Förstudien färdigställs parallellt med detta regeringsuppdrag under hösten 2021.

## 6.7 Ytterligare utvecklingsarbete och nya åtgärder

### 6.7.1 Ansvarsfördelning

Historiskt sett så har en stor andel av både spänningsreglering och reaktiv effektkompensering kommit från produktionsanläggningar. I och med omregleringen på 1990-talet och separeringen av transmissionsnät, regionnät och produktionsanläggningar så minskade dock möjligheten till samordning. En konsekvens av att klassificera 130 kV-nätet som DSO-nät är att en stor andel av de stora produktionsanläggningarna ansluts via en DSO i stället för via en TSO. Här skiljer sig Sverige från vad som är normen åtminstone i ett nordiskt perspektiv, där 130 kV-nätet typiskt sett ägs av en TSO. Detta komplicerar situationen i Sverige då Svenska kraftnät därigenom har mer begränsade möjligheter att styra kravställningen på många av de större produktionsanläggningarna. En DSO som har huvudansvaret för kravställningen på de större produktionsanläggningarna kan prioritera behov för distributionssystemets funktion snarare än överföringssystemets samlade driftsäkerhet. Överföringssystemet har dock fortfarande behov av den spänningsreglering och reaktiva effektkompensering som produktionsanläggningarna skulle kunna bidra med. I framtiden kommer detta problem att öka, eftersom ny, landbaserad produktion nästan uteslutande ansluts via en DSO.

#### **Rättsligt stöd för att upprätthålla driftsäkerhet med avseende på spänningsreglering.**

Ansvarsfördelningen mellan TSO och DSO avseende kravställning på anslutande produktionsanläggningar behöver ses över, dels för att ge anslutande produktionsanläggningar större möjligheter att bidra med icke-frekvensrelaterade stödtjänster och avhjälpande åtgärder och dels för att ge Svenska kraftnät tillräckliga förutsättningar att upprätthålla driftsäkerheten i överföringssystemet med avseende på spänningsreglering och felströmsinmatning. Svenska kraftnät ser ett problem i att större nya produktionsanläggningar i dag ofta ansluts på en lägre spänningsnivå (t ex 30 kV), vilket leder till suboptimal reglering av exempelvis spänningen. Svenska kraftnät ser också ett problem med att ägare till anslutningsledning för produktionsanläggningar blir klassade som DSO:er, i stället för att ledningarna är en del av produktionsanläggningen. Detta skapar problem eftersom det innebär att den DSO som ställer krav på

produktionsanläggningen och den produktionsanläggning som blir kravställd hamnar under samma huvudman och med en osäker åtskillnad i ägarskap. Mer övergripande så finns det en risk att produktionsanläggningar inte kommer att kunna leverera icke-frekvensrelaterade stödtjänster och avhjälpan åtgärder till överföringssystemet eftersom de är anslutna via en DSO, och att Svenska kraftnät därför måste täcka en större del av överföringssystemets behov med helt integrerade nätkomponenter till en potentiellt högre kostnad för samhället. Svenska kraftnät behöver i detalj tillsammans med branschen och Ei se över hur detta ska hanteras för att Svenska kraftnät ska ges förutsättningar att upprätthålla en kostnadseffektiv driftsäkerhet i överföringssystemet. Svenska kraftnät avser att driva denna fråga inom forum för systemfrågor (se avsnitt 6.6.1).

### 6.7.2 Införande av driftavtal

Vilka förmågor som ska finnas för att få ansluta till elsystemet regleras av de europeiska anslutningsförordningarna, nationella anslutningsföreskrifter tillsammans med anslutningsavtal som upprättas mellan systemansvarig och anslutande part. Anslutningsavtalen gäller dock tillsvidare och är mindre lämpliga för att reglera hur förmågorna ska användas. Svenska kraftnät ser en fördel med att renodla anslutningsavtalen och införa ett driftavtal som harmoniseras med anslutningsförordningarna respektive driftförordningarna. Medan anslutningsavtalet har en stark och tydlig koppling till anslutningsförordningarna skulle driftavtalet ha motsvarande koppling till driftförordningarna SO och ER.

Till skillnad från anslutningsförordningarna så omfattar driftförordningarna även befintliga anläggningar och hur tillgängliga förmågor hos dessa anläggningar får och ska användas för att upprätthålla driftsäkerheten. Genom att införa ett driftavtal skapas en struktur som underlättar överenskommelser och tydlighet mellan olika parter gällande när och hur olika förmågor ska användas, exempelvis i vilket systemdrifttillstånd. Det underlättar också, i förekommande fall, överenskommelser av hur användning av förmågorna ska ersättas, vilket förslagsvis kan regleras genom kopplingar till nyttjandeavtal och marknadsplattformer. Svenska kraftnät bedömer att den rättsliga grunden för det föreslagna innehållet i driftavtalet finns i SO och ER, vad driftavtalet gör är att tydliggöra, strukturera och nå överenskommelser om vad som gäller.

Anslutnings-, drift- och nyttjandeavtal ska vara harmoniserade och knutna till varandra så att det skapas en tydlighet för alla inblandade parter, se en översikt av tänkt innehåll i Tabell 9. En DSO ska enligt förslaget vara skyldig att ta fram driftavtal med de betydande nätanvändare som är anslutna till dess distributionssystem, där driftavtalen utformas enligt principer som utformas av Svenska kraftnät. Svenska kraftnät kommer även att behöva godkänna dessa driftavtal. En färdplan gällande detta ska tas fram liksom vilka SGU:er som ska prioriteras (förslagsvis anläggningar av typ D).



Driftinstruktioner hos Svenska kraftnät, DSO:er och SGU:er bör utgöra grundstommen i driftavtalen och kan vid behov behöva uppdateras. Användandet av förmågorna bör beaktas och ev justeras vid åtminstone de årliga driftsäkerhetsanalyserna som beskrivs i SO (artikel 75).

Tabell 9. Översikt av föreslaget innehåll i olika avtal respektive marknadsplattformar.

<p>Anslutningsavtal (+ anslutningskoder)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Hanterar vilka förmågor som ska finnas för att få ansluta till elsystemet</li> <li>• Påverkar framförallt CAPEX hos anslutande anläggningar</li> <li>• Provning av förmågorna sker enligt anslutningsförfarandet</li> <li>• Stark koppling till anslutningsförfaranden RfG, DCC &amp; HVDC och tillhörande föreskrifter</li> <li>• Svenska kraftnät skriver anslutningsavtal med nätanvändare som ansluter till Svenska kraftnät. DSO skriver anslutningsavtal med nätanvändare som ansluter till DSO.</li> <li>• Gäller tills vidare eller tills anläggningen modifieras så att förmågorna påverkas</li> </ul>
<p>Driftavtal (+ driftkoder)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Hanterar hur tillgängliga förmågor ska användas i driftskedet</li> <li>• Påverkar framförallt OPEX hos berörda anläggningar</li> <li>• Etablerar struktur och kontaktvägar vilket underlättar överenskommelser mellan parter</li> <li>• Förmågorna kategoriseras efter systemdrifttillstånd i avhjälpande åtgärder, stödtjänster, systemskyddstjänster och återuppbyggnadstjänster</li> <li>• Tydliggör vilka förmågor i systemskyddsplanen och återuppbyggnadsplanen som behöver provas</li> <li>• Stark koppling till driftförfarandena SO &amp; ER och tillhörande föreskrifter</li> <li>• Svk skriver driftavtal med nätanvändare som är anslutna till Svk. DSO skriver driftavtal med SGU:er anslutna till DSO, åtminstone typ D.</li> <li>• Revideras årligen eller vid förändringar inom året</li> </ul>
<p>Nyttjandeavtal</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Hanterar nätkundens nyttjande av överföringssystemet och, i förekommande fall, hur användning av förmågor enligt Driftavtalet ska ersättas</li> <li>• Stark koppling till Elmarknadsdirektivet via Ellagen</li> <li>• Svk skriver nyttjandeavtal med nätanvändare som är anslutna till Svk. DSO skriver nyttjandeavtal med SGU:er anslutna till DSO, åtminstone typ D.</li> <li>• Tecknas årligen (det sker inga förändringar i själva huvudavtalet under året men däremot kan nätkunden ändra sitt abonnemang under året, förutsatt att nätkunden uppfyller villkoren för ändringen).</li> </ul>

Marknadsplattformar	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Hanterar ersättning för förmågor som upphandlas löpande</li> <li>• Förkvalificering av förmågor sker vid behov för att få delta på marknaden</li> <li>• Primär koppling till BSP och BRP</li> <li>• Villkor för balansansvarig part</li> <li>• Villkor för att leverera balanstjänster</li> <li>• Stark koppling till Elmarknadsdirektivet, marknadskoderna EB &amp; CACM</li> </ul>
---------------------	---

### 6.7.3 Överordnat styrsystem för automatisk reaktiv effektkompensering

Det faktum att vissa DSO-nät är maskade med flera anslutningspunkter till överföringssystemet försvårar styrning av utbyte i enskilda anslutningspunkter mot exempelvis nollutbyte av reaktiv effekt eller mot ett fast spänningsbörvärde. För att kunna utnyttja resurser i elsystemet optimalt ska Svenska kraftnät utreda och, baserat på utredningsresultatet, införa ett styrsystem för en överordnad och automatisk reaktiv effektkompensering<sup>32</sup> på TSO-nivå. Styrsystemet syftar till att bestämma och kommunicera lämpliga spänningsbörvärden till anslutna parter samt till att koppla reaktiva shuntresurser. Ett sådant styrsystem skulle avlasta dagens kontrollrumsoperatörer och möjliggöra introduktionen av mer effektiva ekonomiska incitament, vilket kräver ett tydligt spänningsbörvärde i varje anslutningspunkt. Spänningsbörvärden finns för produktionsanläggningar som är direktanslutna till Svenska kraftnät, men det saknas för nästan alla DSO-anslutningar där ett spänningsintervall i stället används.

### 6.7.4 Utveckling av ekonomiska incitament

Förmågor som bidrar till att upprätthålla en jämn och stabil spänning i överföringssystemet är generellt inte prissatta i dag. Detta är en konsekvens av den samplanering som rådde före omregleringen då stora synkrona elproduktionsanläggningar anslutna på höga spänningsnivåer kunde tillhandahålla dessa förmågor till låg marginalkostnad. Med de förändringar som sker i elsystemet bedömer Svenska kraftnät att det är fördelaktigt att införa ekonomiska incitament. Ekonomiska incitament i form av tariffelement och icke-frekvensrelaterade stödtjänster, som påverkar hur olika aktörer använder sina förmågor i driftskedet, kompletterar rättsliga krav i SO samt driftsrelaterade villkor och överenskommelser. Dessa ekonomiska incitament skapar, om förmågorna används på rätt sätt i driftskedet, intäkter för de relaterade förmågor som kravställs i anslutningsfasen via anslutningsförordningar, anslutningsföreskrifter och

<sup>32</sup> Automatisk reaktiv effektkompensering kallas ibland för sekundär eller tertiär spänningsreglering. Detta eftersom det kan ses som en långsammare spänningsreglering genom att styr signaler då och då skickas till den snabbare (primära) spänningsregleringen för att finjustera denna.

anslutningsavtal. Ekonomiska incitament bidrar därmed till att befintliga såväl som nya aktörer kan fatta samhällsekonomiskt effektiva investerings- och driftsbeslut relaterade till reaktiv effekt och spänning. Detta är särskilt viktigt om aktören har en alternativkostnad för att leverera en förmågor relaterade till reaktiv effekt och spänning (se avsnitt 3.1.2). Svenska kraftnät avser att introducera ekonomiska incitament i tre delar, vilket framgår av Tabell 10. Oberoende av ekonomiska incitament så har Svenska kraftnät i egenskap av TSO en möjlighet i enlighet med SO artikel 29.6 att vid behov använda anläggningarnas tillgängliga förmågor för att bibehålla normaldrifttillstånd eller snarast möjligt återgå till normaldrifttillstånd.

Tabell 10. Tre ekonomiska incitament för reaktiv effekt och spänning.

<b>Ekonomiskt incitament</b>	<b>Ersättningsmodell</b>
Nätтарiff som uppmuntrar nätanvändarna att bidra med reaktiv effektkompensering i enlighet med överföringssystemets behov.	Nätтарiffen utgår från Svenska kraftnäts kostnader för att utföra reaktiv effektkompensering i egen regi.
Icke-frekvensrelaterad stödtjänst i form av temporär eller varaktig spänningsreglering.	Administrativt fastställd ersättning som utgår från Svenska kraftnäts kostnader för att utföra temporär respektive varaktig spänningsreglering.
Vid behov utforma och genomföra en kompletterande pilotupphandling av reaktiv effekt.	Ersättningen för ett avtalat reaktivt effektutbyte inom ett elektriskt begränsat område där ersättningen bestäms av marknaden

### **Reaktiv effektkomponent i nätтарiffen**

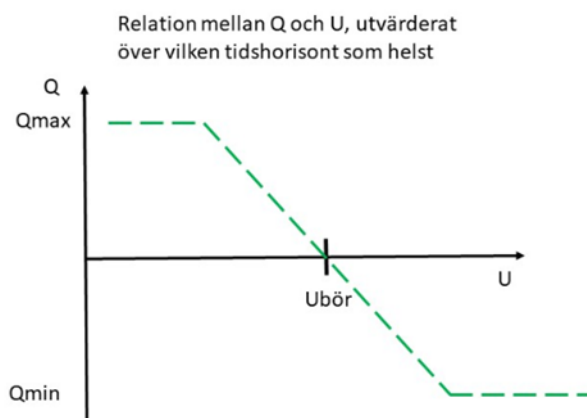
Svenska kraftnät arbetar inom ramen för en pågående tarifföversyn med att ta fram ett förslag på hur reaktiv effektkompensering kan inkluderas i nätтарiffen. Målet är att dels ge incitament för att anslutande parter ska utbyta reaktiv effekt på ett sätt som minskar kostnaden i elsystemet och dels att hålla nollutbyte när det är lämpligt. Ett första förslag avseende en reaktiv effektkomponent i nätтарiffen har presenterats under hösten 2021 och en faktisk tariff kan som tidigast införas 2024, och Svenska kraftnät behöver även säkerställa att föreslagen tariffkomponent är i linje med Ei:s kommande föreskrifter för effektivt utnyttjande av elnäten.

### Icke-frekvensrelaterad stödtjänst för spänningsreglering

Likt reaktiv effektkompensering är spänningsreglering av lokal karaktär vilket leder till att en administrativt bestämd ersättning kan vara att föredra framför marknadsbaserade priser, givet bristen på likviditet i de olika noderna. Svenska kraftnät avser införa en icke-frekvensrelaterad stödtjänst för spänningsreglering med två ersättningsnivåer; en nivå för temporär och en för varaktig spänningsreglering<sup>33</sup> i anslutningspunkten. Svenska kraftnät ska arbeta för att utforma den icke-frekvensrelaterade stödtjänsten och nättariffen för reaktiv effektkompensering så att korrekt inställd varaktig spänningsreglering möjliggör ersättningar via tariffen, och inte straffavgifter.

Varaktig spänningsreglering illustreras i Figur 11, och innebär att anslutande part snabbt och varaktigt reglerar sitt reaktiva effektutbyte proportionellt mot spänningen. Denna typ av reglering kan typiskt åstadkommas av en produktionsanläggning i spänningsreglerande driftmod eller av en DSO med ett överordnat spänningsreglersystem som skickar börvärden till spänningsregulatorerna hos underliggande produktion, exempelvis omriktarna i en närliggande vindkraftpark.

Figur 11. Illustration av varaktig spänningsreglering.

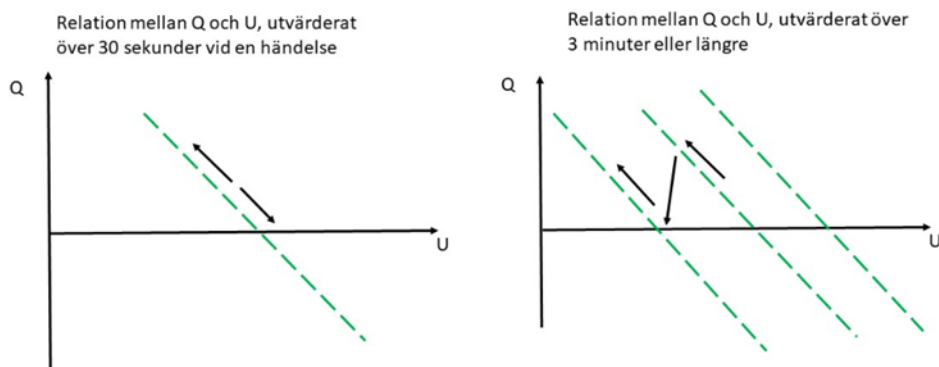


Temporär spänningsreglering illustreras i Figur 12, och innebär att utbytet av reaktiv effekt från anslutande part snabbt men inte varaktigt minskar när spänningen ökar, och ökar när spänningen minskar. Det reaktiva effektutbytet

<sup>33</sup> Med temporär spänningsreglering avses spänningsreglering där bidraget av någon anledning avtar med tiden. Med varaktig spänningsreglering avses spänningsreglering där bidraget inte avtar med tiden utan bidraget fortsätter att levereras till dess att andra signaler ges. Varaktig spänningsreglering är att föredra, men vissa nätanvändare som ansluter till Svenska kraftnät kan i dagsläget bara bidra med temporär spänningsreglering.

visar då ett proportionellt förhållande mot spänningen om dessa utvärderas över 30 sekunder vid en händelse i nätet som gör att spänningen förändras i anslutningspunkten, men spänningsreglerstyrkelinjen parallellförskjuts över tid när det snabba svaret i reaktiv effekt gradvis regleras bort. Denna typ av reglering kan typiskt åstadkommas av en DSO med underliggande produktion som ligger i spänningsreglerande driftmod men där lindningskopplare efter hand korrigerar spänningen i distributionssystemet så att det reaktiva effektbidraget från den underliggande produktionen ändras. Den kan också åstadkommas av produktionsanläggningar med en inre (snabbare) spänningsreglering och en yttre (långsammare) reaktiv effektreglering.

Figur 12. Illustration av temporär spänningsreglering.



Bedömning av om ersättning för levererad icke-frekvensrelaterad stödtjänst kan erhållas sker retroaktivt. Genom att analysera uppmätt spänning och reaktiv effekt i en punkt under till exempel 30 sekunder och under 3 minuter vid tillfällena när spänningen ändrats i punkten så kan man i efterhand avgöra om temporär eller varaktig spänningsreglering har levererats i punkten och anslutande part har rätt till ersättning. Metod för att avgöra vad som är en godkänd leverans av varaktig respektive temporär spänningsreglering behöver dock detaljeras ytterligare.

Svenska kraftnät har ännu inget detaljerat förslag på hur ersättningarna kan fastställas, men Svenska kraftnäts kostnader för att sköta spänningsregleringen i egen regi bör vara vägledande. En preliminär bedömning är att temporär spänningsreglering bidrar med nytta till elsystemet, men denna nytta är inte lika stor som nyttan med varaktig spänningsreglering. Därför bör temporär spänningsreglering ges en lägre ersättning än varaktig spänningsreglering.

#### **Pilotupphandling av reaktiv effekt**

De incitament som Svenska kraftnät redogör för ovan träffar de nätanvändare som är anslutna till överföringssystemet. Det är framförallt DSO:er men det finns också

några producenter som är direktanslutna. Det är sedan upp till DSO:erna att skicka prissignalerna vidare till nätanvändarna i sina respektive nät. För att stimulera nya förmågor i överföringssystemet kan Svenska kraftnät behöva genomföra kompletterande marknadsbaserad anskaffning av ett på förhand avtalat reaktivt effektutbyte genom öppet upphandlingsförfarande med längre kontraktperiod.

Tillvägagångssättet för anskaffning av resurser beror delvis på tidshorizonten för behovet. Om behovet identifieras så nära i tid att det inte är möjligt att installera helt integrerade nätkomponenter, eller för nya marknadsaktörer att investera i olika typer av utrustning för att kunna leverera tjänsterna, är möjligheterna att genomföra en upphandling med öppet förfarande mycket begränsade. I dessa situationer är det sannolikt mer samhällsekonomiskt effektivt att anskaffa resurser genom ett förhandlat förfarande med existerande aktörer.

Om behovet identifieras i god tid exempelvis genom Svenska kraftnäts egna utredningar för exempelvis ledningsbyggnader finns det tillräckligt med tid för att överväga installation av helt integrerade nätkomponenter. Installations- och driftkostnaden för helt integrerade nätkomponenter kan då ställas mot kostnaden för ett marknadsmässigt anskaffande genom en upphandling där funktionskrav såsom volym och tillgänglighet kan ställas mot totalkostnaden. I en sådan situation är det också möjligt att genomföra upphandlingar med en framförhållning som möjliggör för aktörer att investera i olika typer av utrustning för att kunna tillhandahålla tjänsterna. Förutsättningarna för en anskaffning med välfungerande konkurrens är då väsentligt bättre.

Avsikten med pilotupphandlingarna är att möjliggöra för nya och existerande aktörer på olika spänningsnivåer<sup>34</sup> att bidra till att tillgodose identifierade behov och att upphandlingen kan göras med en rimlig grad av konkurrens. För att möjliggöra deltagande från aktörer på olika spänningsnivåer samt utvärdering av deras bidrag till spänningshållningen i överföringssystemet är det viktigt med samverkan mellan TSO och DSO. Samverkan behöver också ske i samband med driftskedet så att inte driftsäkerhet och ingångna avtal äventyras.

Svenska kraftnäts bedömning är att vid en sådan marknadsmässig anskaffning behöver åtminstone två centrala krav vara uppfyllda. För det första behöver kontrakten ingås i god tid innan leverans för att möjliggöra för nya aktörer att erbjuda lösningar. För det andra behöver kontrakten vara fleråriga. Svenska kraftnät kan i nuläget inte bedöma den exakta längden som sådana kontrakt lämpligen bör ha. I piloter som genomförts av National Grid ESO i Storbritannien har nioåriga kontrakt ingåtts, vilket ger en indikation på kontraktslängden. Svenska kraftnät har för avsikt att initiera ett arbete för att i ett första steg utforma piloter

---

<sup>34</sup> Med hänsyn tagen till pris och hur aktörens reaktiva effektutbyte bidrar till spänningshållningen i överföringssystemet.

för marknadsmässig anskaffning i ett eller flera områden/anslutningspunkter med särskilt stort behov. Behovsidentifiering och utformning av piloter kommer att göras under 2022, med målet att kunna genomföra upphandlingar under 2023. Leveransperioden förväntas inledas ca 2025.

## 7 Elsystem med en hög andel kraftelektronik

Det elsystem och den elmarknad som har utvecklats sedan 1890-talet, då trefassystemet först introducerades, domineras av roterande maskiner och i synnerhet synkrongeneratorn och de tjänster som behövs för att stötta ett sådant system. Den elkraftsteori som beskriver stora elsystem är till stor del baserad på egenskaper hos synkrongeneratorn, och hur den interagerar med resten av elsystemet avseende utbyte av aktiv och reaktiv effekt. Uppbyggnaden och utvecklingen av elsystemen och elmarknaderna under 1900-talet har i stort skett hand i hand med utvecklingen av synkrongeneratorn. Stora elsystem är i dag designade så att de kräver en viss andel roterande maskiner för att vara stabila och driftsäkra.

Teknikutvecklingen och utbyggnaden av förnybar elproduktion har inneburit att allt mer produktion och även förbrukning ansluts till elsystemet via kraftelektronik. En låg andel anläggningar som ansluts på detta sätt har en begränsad systempåverkan men en hög andel förändrar elsystemet och dess egenskaper. Det finns andra förändringar i elsystemet som också påverkar behoven och förmågorna i elsystemet, exempelvis förändrade och mer varierande effektflöden, en ökad mängd väderberoende produktion och en ökad andel produktion ansluten till distributionssystem. Dessa förändringar kan i huvudsak sägas påverka mängden förmågor som behövs (volymen) medan en ökande andel kraftelektronikansluten produktion skapar behov av nya förmågor. Kraftelektronikansluten produktion kan med rätt design bidra till att tillgodose både de behov som diskuterats i tidigare avsnitt och de nya behov som de ger upphov till i systemet. Det är därför viktigt att de nya behoven tydliggörs och att rätt krav ställs vid anslutning och drift.

### 7.1 Överföringssystemets behov

För att på ett driftsäkert sätt överföra el i ett trefas växelströmssystem krävs trefas sinusformade växelspänningar som är symmetriska<sup>35</sup>, icke-distorderade och trögföränderliga sett till sinusvågornas amplitud, frekvens och vinkel. Ett exempel ges i Figur 13 nedan.

Om växelspänningarna är osymmetriska och/eller distorderade<sup>36</sup> leder det till sämre elkvalitet. Detta gör elöverföringen mindre effektiv genom ökade förluster och det kan även leda till att enskilda komponenter skadas. Om växelspänningarnas grundton (50 Hz) inte är trögföränderliga sett till amplitud,

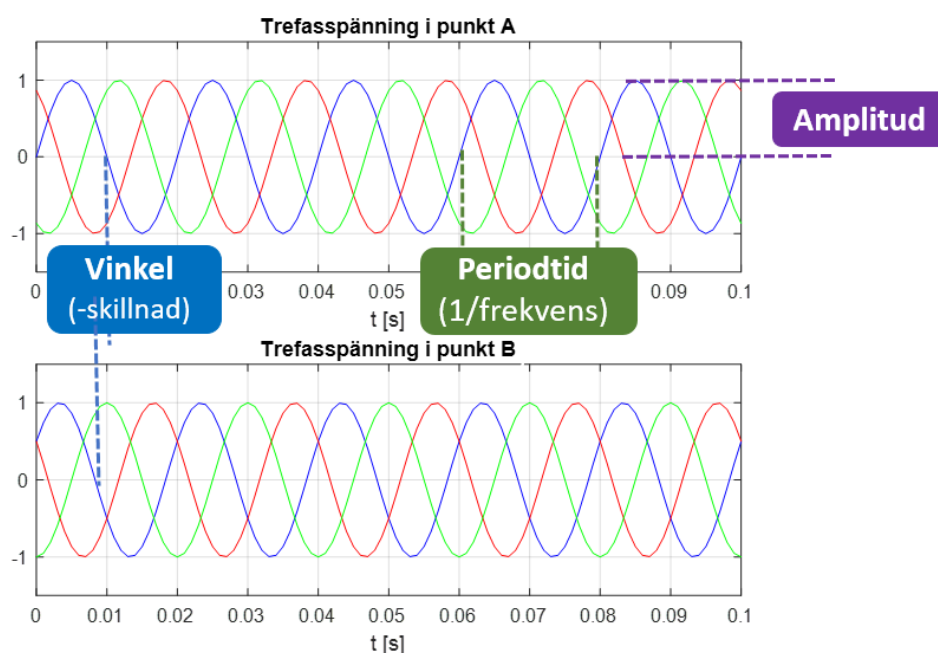
<sup>35</sup> Trefasiga symmetriska växelspänningar har samma amplitud i alla faserna och alla vinkelskillnader mellan fasvisarna är 120°. Växelspänningar är osymmetriska om amplituden i alla tre faserna inte är lika eller om någon vinkel mellan faserna är skild från 120°.

<sup>36</sup> Växelspänningar är distorderade om de inte är helt sinusformade sett till grundtonsfrekvensen (50 Hz), exempelvis om det finns en överlagrad 250 Hz-sinusvåg utöver grundtonskomponenten.



frekvens och vinkel, utan hastigt och kraftigt ändras pga. olika händelser, är det svårare att upprätthålla den dynamiska stabiliteten, och därmed driftsäkerheten, i överföringssystemet. Det är samverkan mellan olika elektriska anläggningar i elsystemet, bl.a. synkrogeneratorer, förbrukning, kraftelektronikriktare och nätkomponenter, som i grunden driver olika stabilitetsfenomen, men trögföränderliga växelspänningar är en förutsättning för en stabil drift.

Figur 13. Schematisk bild av trefas växelspänningar i två punkter i elsystemet med tillhörande amplitud (höjd), frekvens (periodtid) och vinkel(-skillnad).



## 7.2 Förmågor i elsystemet

Roterande maskiner såsom synkrogeneratorer har inneboende energilager i form av rotationsenergi hos rotorn och turbinen samt magnetiskt upplagrad energi i bl.a. rotor- och statorlindningar. I kombination med generatorns höga termiska tålighet mot kortvariga överbelastningar kan den lagrade energin utnyttjas för att skapa tröghet och motverka snabba förändringar av växelspänningarnas sinusvågor. Roterande maskiner kan därför på ett inneboende sätt sägas tillföra tröghet och motståndskraft mot förändringar i elsystem.

Kraftelektronikriktare med dagens standarddesign har i jämförelse med synkrogeneratorer väldigt begränsade energilager och en låg termisk tålighet. En kraftelektronikriktares regler- och skyddssystem behöver därför vara väldigt snabba för att hantera olika händelser i elsystemet utan att skada själva omriktaren. Det finns dock stora möjligheter att designa kraftelektronikriktare så att både hårdvara och mjukvara utformas enligt en önskad kravställning, även om detta kan vara kostnadsdrivande.

Ovan beskrivna skillnad mellan synkrogeneratorer och dagens kraftelektronikomriktare är huvudorsaken till att t.ex. frekvensändringshastigheten blir högre i elsystem när synkron produktion ersätts med kraftelektronikansluten produktion. Detta eftersom trögheten avseende frekvensändringar minskar då rotationsenergin i elsystemet minskar.

På motsvarande sätt medför skillnaden mellan synkrogeneratorer och dagens kraftelektronikomriktare också att t.ex. kortvariga spänningssänkningar kan få en större utbredning och blir djupare när synkron produktion ersätts med kraftelektronikansluten produktion (Thengius, 2020). Detta eftersom trögheten och motståndskraften avseende kortvariga och djupa spänningssänkningar, vilket motsvarar trögheten mot ändringar av växelspanningarnas amplitud, minskar då felströmsinmatningen i elsystemet minskar. Ett annat exempel är att tröghet avseende vinkeländringar är garanterad på ett inneboende sätt för synkrogeneratorer genom kopplingen mellan den elektriska vinkeln och den mekaniska rotorpositionen. Motsvarande inneboende garanti finns inte för kraftelektronikomriktare, utan trögheten måste säkerställas genom dess tekniska utformning vilken påverkas av kravställning och ekonomiska incitament.

### 7.3 Rättsliga förutsättningar för anskaffning

De rättsliga förutsättningarna gällande anskaffning av förmågor som behövs för att hantera ett elsystem med en hög andel kraftelektronikomriktare skiljer sig inte från vad som nämns i tidigare avsnitt, exempelvis avsnitt 6.3.

### 7.4 Teori och praktik

ENTSO-E har definierat sju förmågor, så kallade "Grid forming capabilities", som är viktiga att upprätthålla driftsäkerheten i ett kraftsystem med hög andel kraftelektronikansluten produktion (se Tabell 11). Svenska kraftnät har valt att inte översätta listan till svenska eftersom det i dagsläget saknas etablerade svenska begrepp för vissa av förmågorna.

Tabell 11. Grid forming capabilities enligt två tekniska rapporter från ENTSO-E (ENTSO-E, 2019; ENTSO-E, 2021).

### Grid forming capabilities

1. Creating (forming) system voltage.
2. Contributing to fault level (short circuit power).
3. Contributing to total system inertia (limited by energy storage capacity and the available power rating of the PPM or HVDC converter station).
4. Supporting system survival to enable the effective operation of low frequency demand disconnection for rare system splits.
5. Acting as a sink to counter harmonics and inter-harmonics in system voltage.
6. Acting as a sink to counter any unbalance in system voltage.
7. Preventing adverse control system interactions.

Funktionellt kan förmågorna i Tabell 11 tillhandahållas av kraftelektronikomriktare som inte är beroende av en snabb synkronisering (en phase-locked-loop, PLL) med det externa nätet samt har tillräckliga energilager och tillräcklig termisk tålighet. Kraftelektronikomriktare med dagens standarddesign har inte dessa förmågor, även om det kan finnas undantag gällande enskilda förmågor och anläggningar. Direktanslutna roterande maskiner som synkrogeneratorer och synkronkompensatorer tillhandahåller däremot på ett inneboende sätt helt eller delvis dessa förmågor. Även om kraftelektronikomriktare med dagens standarddesign inte har liknande förmågor är det tekniskt möjligt att påverka egenskaperna hos kraftelektronikomriktare så att dessa efterliknar beteendet hos roterande maskiner, och därmed bidrar med liknande eller förbättrade förmågor. Det pågår för närvarande mycket utvecklingsarbete inom detta område.

## 7.5 Utvecklingsarbete och åtgärder

**Lägsta andel direktanslutna roterande maskiner.** I enlighet med SO utreder Svenska kraftnät regelbundet tillsammans med de andra nordiska TSO:erna om det behöver sättas en miniminivå av rotationsenergi i elsystemet. Utöver dessa utredningar avser Svenska kraftnät på nordisk nivå utreda vad som på längre sikt är den lägsta andel direktanslutna roterande maskiner som kan hanteras i elsystemet utan att driftsäkerheten äventyras, givet dagens systemdesign och kravställning på kraftelektronik.

**Utvecklad kravställning.** För att kunna driva elsystemet i olika systemdrifttillstånd med hög andel kraftelektronikansluten produktion krävs att vissa kraftelektronikomriktare helt eller delvis har liknande nyttiga egenskaper som roterande maskiner har, vilka alltså kan benämnas grid-forming capabilities. För att åstadkomma detta behöver Svenska kraftnät och DSO:er anpassa och skärpa kraven på såväl egna anläggningar, t.ex. HVDC och STATCOM, som på produktionsanläggningar med kraftelektronikomriktare såsom vind- och solkraft.

**Synkronkompensatorer.** Behovet av grid forming capabilities kan också hanteras genom att använda synkronkompensatorer eller synkrongeneratorer med på-/avkopplingsbar turbin eller att upphandla synkrongeneratorer som alltid körs. På kort sikt behöver Svenska kraftnät installera och utreda ytterligare installationer av synkronkompensatorer för att på ett driftsäkert sätt möjliggöra energiomställningen med fortsatt expansion av vindkraft, solkraft och annan kraftelektronikansluten produktion. På lång sikt kommer teknik- och kostnadsutvecklingen att avgöra vad som är den mest driftsäkra och kostnadseffektiva lösningen.

**Icke-frekvensrelaterad stödtjänst för felströmsinmatning.** En icke-frekvensrelaterad stödtjänst som definieras i elmarknadsdirektivet och vars behov tydliggjorts till följd av en högre andel kraftelektronikomriktare är *kortslutningsström*. Svenska kraftnät ser en fördel i att benämna detta för *felströmsinmatning* snarare än *kortslutningsström*. Felströmsinmatning som förmåga innebär en mycket snabb inmatning av ström i syfte att påverka spänningen under eller direkt efter ett fel, till exempel en kortslutning. Svenska kraftnät ser ett behov av att som första steg tydliggöra kravställningen avseende felströmsinmatning på kraftparksmoduler (produktionsanläggning) av åtminstone typ D. Därefter bör ekonomisk ersättning för felströmsinmatning och lämpliga modeller utredas. Felströmsinmatning har precis som reaktiv effekt en lokal påverkan, och ett tillvägagångssätt liknande Svenska kraftnäts förslag avseende spänningsreglering i avsnitt 6.7.4 vore en första ansats. Det finns dock vissa skillnader som gör att samma principer inte rakt av kan användas, och detaljer behöver därför utredas vidare.

## 8 Resurstillräcklighet

Det här kapitlet behandlar resurstillräcklighet, tillräcklighetsnorm och under vilka förutsättningar en kapacitetsmekanism får införas och aktiveras.

### 8.1 Elsystemets behov

Elsystemets grundläggande behov avseende resurstillräcklighet är att i varje stund kunna balansera uttagen och inmatad aktiv effekt. Traditionellt har detta huvudsakligen skett genom att produktionen har följt förbrukningen. Framöver kommer elsystemet att i mycket högre grad bestå av produktionsanläggningar som är väderberoende. Förmågan att balansera elsystemet med en större andel väderberoende produktion blir beroende av 1) reglerbara produktionsresurser, 2) förbrukningens flexibilitet, 3) tillgången till energilager på olika tidshorisonter, 4) ett väl utbyggt elnät och 5) tillhandahållande av överföringskapacitet till dagen före- och intradagsmarknaden. Lyckas inte det uppstår effektbrist.

Svenska kraftnät analyserar fortlöpande elsystemets resurstillräcklighet för olika tidshorisonter. Vissa av dessa analyser genomförs i samarbete med övriga europeiska TSO:er. ENTSO-E har under ett antal år publicerat Mid-term Adequacy Forecast (MAF) på årlig basis. I november 2021 kommer för första gången European Resource Adequacy Assessment (ERAA) att publiceras. Implementeringen av den fullständiga metoden som ska tillämpas i ERAA kommer dock att sträcka sig över flera år. När ERAA är fullt implementerad ska den årliga analysen sträcka sig 1–10 år framåt i tiden.

I Sverige analyserar Svenska kraftnät resurstillräckligheten i exempelvis den årliga Kraftbalansrapporten, samt i kortsiktiga- och långsiktiga marknadsanalyser (KMA och LMA). Analyserna visar på en försämrad resurstillräcklighet och en något ökad risk för effektbrist på kort sikt. På lång sikt pekar analyserna på stora utmaningar vad gäller resurstillräckligheten, särskilt i scenarier med hög grad av elektrifiering och 100 procent förnybar elproduktion. LMA 2021 pekar på att i ett sådant scenario är elsystemet beroende av efterfrågefleksibilitet för att balansera uttagen och inmatad effekt. Svenska kraftnäts uppdrag handlar om överföringssystemet, inte om elproduktion. Svenska kraftnät kan göra bedömningar om Sverige behöver mer produktion på olika platser samt inrätta elområdesgränser efter långsiktiga strukturella överbelastningar i överföringsnätet, men det ingår inte i Svenska kraftnäts uppdrag att bygga ny produktion.

### 8.2 Så gör Svenska kraftnät i dag

Under mycket kalla vinterdagar kan det tillfälligt uppstå situationer då den prognostiserade elförbrukningen överstiger den tillgängliga elproduktionen och möjligheten att importera el. Vid dessa tillfällen kan de tillgängliga resurserna på elmarknaden bli uttömda. Svenska kraftnät har vid effektbristsituationer i

överföringssystemet möjlighet att använda en effektreserv som handlats upp i förväg. Effektreserven har nära släktskap med den strategiska reserv som beskrivs i artikel 22.2 elmarknadsförordningen.

Effektreserven har historiskt varit baserad på avtal med elproducenter om att ställa ytterligare produktionskapacitet till förfogande samt avtal om minskad elförbrukning. Effektreserven kan för närvarande avropas på antingen dagen före-marknaden eller i drifttimmen, givet att alla kommersiella bud redan har antagits. Effektreserven budas på dagen före-marknaden av Svenska kraftnät och kan endast avropas efter avkortning, dvs. när utbud och efterfrågan av el inte möts. I dag är det bara Fingrid och Svenska kraftnät som upphandlar effektreserver inför kalla vintrar i Norden. Resurser i effektreserven som avropas på dagen före-marknaden prissätts i enlighet med det tekniska maxpriset på dagen före-marknaden som för närvarande är 3 000 Euro/MWh.

Svenska kraftnät ska säkerställa att en effektreserv finns tillgänglig mellan den 16 november och den 15 mars. I svensk lag (2003:436) framgår de detaljerade kraven för upphandling av effektreserv, där även volymen finns angiven.

Elmarknadsförordningen förhindrar Svenska kraftnät att upphandla ytterligare kapacitet till effektreserven efter år 2020. Svenska förordningen (2016:423) som hanterar effektreserven upphör därmed att gälla 2025 då gällande avtal löper ut. För att säkerställa tillgången på effektreserv under en övergångsperiod till dess en strategisk reserv är godkänd, förlängde Svenska kraftnät hösten 2019 gällande avtal om ökad elproduktion för effektreserven till 2025.

### 8.3 Så här behöver Svenska kraftnät göra

Elmarknadsförordningen reglerar möjligheten för Sverige att införa en strategisk reserv. För att undvika konflikt med elmarknadsförordningen har Energimarknadsinspektionen till regeringen lämnat förslag på ändringar i den nationella lagstiftningen för effektreserven. För Svenska kraftnät innebär elmarknadsförordningen bland annat begränsade möjligheter att kontraktera effekt, utöver redan tecknade avtal, till effektreserven efter den 1 januari 2020. För att upphandla så kallade strategiska reserv, kräver elmarknadsförordningen att en probabilistisk metod används för att genomföra en resurstillräcklighetsbedömning risken för effektbrist beräknas. Detta förutsätter att det finns ett mål för leveranssäkerhet, en så kallad tillförlitlighetsnorm, som risken kan värderas mot. Energimarknadsinspektionen har lämnat förslag gällande tillförlitlighetsnorm för Sverige till regeringen. Ei föreslår att tillförlitlighetsnormen för Sverige ska uppgå till 0,99 timmar per år (Ei, R2021:05).

ENTSO-E ska göra en europeisk resurstillräcklighetsbedömning, EERA, med anledning av artikel 20 i elmarknadsförordningen. Medlemsstaten kan även göra en nationell resurstillräcklighetsbedömning som kompletterar den europeiska

bedömningen. Ytterligare perspektiv som inte beaktas kan då beaktas i den nationella bedömningen. Den nationella bedömningen ska tydligt redogöra för eventuella skillnader mellan de två bedömningarna och de bakomliggande antagandena. En medlemsstat med konstaterade resurstillräcklighetsproblem ska utveckla och offentliggöra en genomförandeplan med en tidsplan för antagande av åtgärder för att undanröja alla konstaterade snedvridningar till följd av lagstiftning eller marknadsmisslyckanden. Som sista utväg kan medlemsstats införa en kapacitetsmekanism beroende på medlemsstats behov (t.ex. en strategisk reserv) under tiden som genomförandeplanen implementeras. EU-kommissionen har de slutgiltiga avgörandet om en medlemsstats ansökan att få införa en kapacitetsmekanism. Ett exempel på införande av kapacitetsmekanism efter ikraftträdande av elmarknadsförordningen är medlemstaten Belgien. I slutet av augusti 2021 godkände EU-kommissionen Belgiens ansökan om att en kapacitetsmekanism ska införas med syfte att hantera underskott på produktion med anledning av utfasning av kärnkraft (Europeiska Kommissionen, 2021).

Ei har tagit fram ett förslag till genomförandeplan (Ei, R2020:09). Majoriteten av åtgärderna i genomförandeplanen fokuserar på balansmarknaden och Svenska kraftnät delar uppfattningen om att åtgärderna i den föreslagna planen som fokuserar på balansmarknaden bör genomföras. Ett undantag är asymmetriska bud för FCR som kräver nordisk samsyn för att kunna verkställas. Svenska kraftnät ser att de föreslagna åtgärderna kommer vara bra för att utveckla balansmarknaden men ser dock inte att genomförandet av dessa åtgärder på något väsentligt sätt kommer att påverka resurstillräckligheten.

## 8.4 Pågående utvecklingsarbete

Effektreserven kommer att genomgå stora förändringar de kommande åren med anledning av elmarknadsförordningen. I dag kan effektreserven aktiveras på dagen före-marknaden om utbudet inte kan möta efterfrågan. Den kan också användas för motköp och omdirigering. Aktivering enligt elmarknadsförordningen är mer strikt eftersom den enbart ska ske när en TSO sannolikt kommer att uttömma alla balansresurser. Detta kommer att medföra att effektreserven inte längre kan aktiveras på dagen före-marknaden samt att tillgängliga resurser för att hantera motköp och omdirigering kommer att minska. Det senare relaterar till kapitel 5 om Aktiv effekt och överbelastning.

Vidare ska obalanser<sup>37</sup> vid aktivering av effektreserven avräknas till högsta av värdet av icke levererad energi eller till ett värde som är högre än det tekniska

---

<sup>37</sup> Artikel 20.2 elmarknadsförordningen.

maxpris på intradagsmarknaden<sup>38</sup>. I dag prissätts mFRR uppreglering till 3000 €/MWh vid aktivering av effektreserven.

---

<sup>38</sup> Artikel 10.1 elmarknadsformordningen.



## 9 Konsekvensanalys

I detta kapitel analyseras de konsekvenser som de föreslagna åtgärderna bedöms ha för berörda aktörer och samhällsekonomin i stort.

### 9.1 Förbättrad transparens avseende framtida behov

**Åtgärd 1:** Svenska kraftnät ska initiera ett arbete för att ta fram och publicera prognoser avseende behovet av stödtjänster och avhjälpande åtgärder i överföringssystemet på 1–5 års sikt.

#### 9.1.1 Samhällsekonomisk bedömning och konsekvenser för aktörer

Processerna förknippade med att investera i resurser som kan leverera stödtjänster och avhjälpande åtgärder till överföringssystemet kan i många fall vara förenade med långa ledtider. Transparens och förutsägbarhet minskar osäkerheten i investeringskalkylen vilket skapar bättre förutsättningar för nya förmågor att komma till stånd. För aktörerna är nyttan av den ökade information som prognoserna innebär i form av minskade sökkostnader uppenbar. Kostnaderna för Svenska kraftnät att genomföra analyserna är i sammanhanget försumbara och övervägs med råde av det ökade utbud som åtgärden förväntas få.

### 9.2 Övergång till marginalpris för FCR

**Åtgärd 2:** Dagens krav på kostnadsbaserade bud på FCR avskaffas i januari 2022. Svenska kraftnät har som mål att gå över från betalning enligt bud till marginalprissättning för FCR-D och FCR-N under 2024.

#### 9.2.1 Samhällsekonomisk bedömning

En övergång från betalning enligt bud till marginalpris för FCR kan kvalitativt förväntas ha flera olika samhällsekonomiska effekter, som delvis går åt motsatta håll.

##### **Från betalning enligt bud till marginalpris – allmänt/teori**

Med en marknadsmodell med marginalpris, och en väl fungerande konkurrens, är det rationellt för varje aktör att lämna bud i enlighet med sin egen marginalkostnad. Den erhållna betalningen kommer sedan att bero dels på om budet har antagits eller inte och dels på priset på det högsta bud som har antagits, vilket bestämmer marginalpriset i auktionen. Med en marknadsmodell med betalning enligt bud kan vinstmaximerande aktörer förväntas eftersträva att lägga bud som ligger precis under det högsta antagna budet, givet att aktörens kostnader för att leverera tjänsten är lägre än denna prislåda. Under antagande om att aktörerna har fullständig information skulle detta innebära att samtliga aktörer

med kostnader under denna nivå lägger sina bud exakt på marginalpriset och konsekvensen skulle vara att marknadsutfallet för betalning enligt bud och marginalpris skulle vara identiska.

### **Från betalning enligt bud till marginalpris med välfungerande konkurrens men ofullständig information**

I verkligheten råder dock en betydande osäkerhet på grund av ofullständig information. Med marginalpris förändras inte det grundläggande resonemanget att det är rationellt för den enskilda aktören att lägga bud utifrån sina egna marginalkostnader. Med betalning enligt bud kommer däremot aktörer att behöva prognosticera upphandlingens förväntade marginalpris och utifrån en sådan prognos lägga sitt bud. Sannolikt kommer olika aktörer att göra olika prognoser och utifrån detta lägga sina bud. Detta innebär att det inte kommer att finnas någon direkt koppling mellan en aktörs kostnader och vilket bud som aktören lägger. Konsekvensen är att det är sannolikt att vissa bud med högre underliggande kostnader kommer att accepteras framför vissa bud med lägre underliggande kostnader. Det kan därför förväntas att betalning enligt bud ger ett sämre samhällsekonomiskt utfall i form av ökad resursåtgång än betalning enligt marginalpris. Utifrån denna aspekt är det därmed sannolikt att en övergång till marginalpris kommer att leda till en ökad samhällsekonomisk effektivitet. Det är dock svårt att kvantifiera hur stor denna effekt är.

Med betalning enligt bud ökar också betydelsen för en enskild aktör att kunna prognosticera prisnivåerna och att lägga optimala bud utifrån dessa prognoser. Större aktörer kommer att ha ett informationsöverläge exempelvis genom att de kan lägga många bud på olika nivåer och därmed ha lättare att lära sig vilka bud som accepteras eller inte. Denna typ av informationsasymmetri mellan större och mindre aktörer är svår att eliminera helt. Under marginalpris kommer däremot betydelsen av dessa informationsasymmetrier att minska, eftersom behovet av att kunna prognosticera marginalpriset minskar i betydelse. Minskade insatser för att prognosticera FCR-priserna utgör därmed en samhällsekonomisk vinst.

För FCR är prisvariationerna under året mycket stora. I viss mån kan dessa prisvariationer prognosticeras men det kräver en relativt sofistikerad analys, och prognosen kommer aldrig att bli perfekt. Särskilt för mindre aktörer kommer detta att innebära att en del av den potentiella intäktsströmmen aldrig kommer att kunna realiseras, vilket sannolikt motverkar inträde på marknaden. Även ur denna aspekt kan man därmed förvänta sig att den ökade pristransparens som en övergång till marginalpris resulterar i ger en mer välfungerande marknad och ökad effektivitet, men återigen är det svårt att kvantifiera hur stor denna effekt är.

### **Från betalning enligt bud till marginalpris – effekten av marknadsmakt**

FCR-marknaden präglas av en hög grad av koncentration på utbudssidan. På en sådan marknad ger marginalpris generellt starkare incitament till att utöva

marknadsmakt jämfört med betalning enligt bud. Genom att hålla tillbaka volymer, eller lägga ett högre bud på en marginell volym, kan en aktör med marknadsmakt pressa upp priset på hela den sålda volymen. Visserligen finns andra mekanismer som kan motverka ett sådant beteende i viss grad, men sannolikt är det svårt att förhindra fullt ut.

Effekten på den samhällsekonomiska effektiviteten är dock svår att bedöma. Om utövande av marknadsmakt sker enbart genom att priset på det marginella budet höjs, är den direkta påverkan på samhällsekonomisk effektivitet sannolikt försumbar, givet den prisokänsliga efterfrågan. Eftersom volymen som ska köpas är oberoende av priset uppstår ingen direkt dödviktsförlust.

En viss negativ påverkan på effektiviteten kan uppstå genom att bud inte nödvändigtvis läggs utifrån aktörens kostnader och att fel bud accepteras utifrån en underliggande kostnadsaspekt. Till exempel kan utfallet bli att dyrare resurser hos en aktör utan marknadsmakt kan komma att accepteras före billigare resurser hos en aktör med marknadsmakt (som håller tillbaka volym). I detta sammanhang bör dock framhållas att incitamenten att lägga bud som avviker från den sanna kostnaden generellt sett är större i en modell med betalning enligt bud, eftersom dessa incitament finns även i frånvaro av marknadsmakt.

### **Fördelningseffekter**

Bortsett från den direkta påverkan på samhällsekonomisk effektivitet kan en övergång från betalning enligt bud leda till en omfördelning mellan aktörer. På kort sikt kan övergången leda till högre priser genom att hela volymen prissätts efter det marginella budet, även om den samhällsekonomiska effektiviteten förbättras. Detta skulle innebära en omfördelning från nätanvändare och balansansvariga (ytterst elförbrukare) som får bära eventuellt ökade kostnader genom tariffer och avgifter, till leverantörer av FCR. I en situation där aktörer har marknadsmakt är det troligt att en sådan effekt uppstår.

Denna typ av fördelningseffekter kan dock uppstå även utan marknadsmakt, genom att samtliga leverantörer får betalning enligt marginalpris istället för enligt bud. Dock är det rimligt att förvänta sig att i och med att kravet på kostnadsbaserade bud kommer att tas bort den 1 januari 2022 kommer aktörer att lägga bud nära ett förväntat marginalpris. Detta innebär att fördelningseffekten av en övergång till marginalpris, i avsaknad av marknadsmakt, kan vara liten givet att fördelningseffekten redan har uppstått i samband med sloandet av kostnadsbaserade bud.

### **Från betalning enligt bud till marginalpris – sammanfattning**

Sammanfattningsvis finns det faktorer som talar för att en övergång till marginalpris från betalning enligt bud medför en ökad samhällsekonomisk effektivitet i form av minskad resursåtgång, men givet marknadens höga

koncentration på utbudssidan kan problem med marknadsmakt förstärkas. I ett kortsiktigt perspektiv är sannolikt fördelningseffekterna större än påverkan på effektiviteten, medan effektivitetsvinsterna växer över tid genom att inträde på marknaden från nya aktörer stimuleras. För att reducera riskerna kopplat till marknadsmakt ser Svenska kraftnät ett behov av att likviditeten på FCR marknaden kan förbättras såväl genom ytterligare leverantörer i Sverige, som genom ett ökat handelsutbyte av FCR.

### 9.2.2 Konsekvenser för aktörer

#### **Existerande leverantörer av FCR**

I ett kortsiktigt perspektiv kommer existerande leverantörer av FCR sannolikt att få en högre ersättning i genomsnitt eftersom hela den accepterade volymen prissätts till det marginella budet. Detta kan bidra positivt till lönsamheten i de aktuella anläggningarna.

På lång sikt är konsekvenserna mer svårbedömda i och med att en förändring bedöms stimulera att nya aktörer träder in på marknaden, vilket kan ge ökad konkurrens och i förlängningen lägre priser.

#### **Nya leverantörer av FCR**

Övergången till marginalpris bedöms leda till en ökad pristransparens. Detta medför förbättrade förutsättningar för nya leverantörer att bedöma lönsamheten i nödvändiga investeringar, vilket minskar risken vid investeringsbeslut.

Effekten avseende en förbättrad pristransparens gäller i synnerhet mindre aktörer som med sina begränsade resurser drabbas relativt hårdare av informationsasymmetrier som uppstår på grund av bristande pristransparens.

På samma sätt som för existerande leverantörer av FCR kommer effekten av en förbättrad pristransparens att på kort sikt förstärkas av den högre ersättningen för FCR som en övergång till marginalpris bedöms leda till.

Sammantaget bedöms förslaget leda till förbättrade förutsättningar för inträde på marknaden.

Konsekvenserna på lång sikt är mer svårbedömda i och med att en förändring bedöms stimulera nya aktörer att träda in på marknaden, vilket kan ge ökad konkurrens och i förlängningen lägre priser.

#### **Balansansvariga och nätanvändare**

På kort sikt är det sannolikt att Svenska kraftnäts anskaffningskostnader för FCR ökar. Detta har ingen direkt ekonomisk påverkan på Svenska kraftnät, utan kostnaderna vidareförs till balansansvariga (FCR-D, FCR-N) och nätanvändare (FCR-D).

Långsiktigt är konsekvenserna mer svårbedömda i och med att en förändring bedöms stimulera nya aktörer att träda in på marknaden, vilket kan ge ökad konkurrens och i förlängningen lägre priser, vilket ytterst gagnar balansansvariga och nätanvändare.

### **Konkurrens**

Effekten på konkurrensen kan vara olika på kort och lång sikt. På kort sikt kan en övergång till marginalpris, på en marknad präglad av hög koncentration på utbudssidan, leda till förstärkta incitament att utöva marknadsmakt.

På lång sikt kan förändringen ha en positiv inverkan på konkurrensen och marknadens funktionssätt. Förändringen bedöms ha en positiv påverkan på inträde på marknaden av nya leverantörer. Med marginalpris har också aktörerna ett grundläggande incitament att lägga bud utifrån sina kostnader, i stället för att prognosticera marginalpriset och lägga bud utifrån en sådan prognos.

### **Offentlig sektor**

Förslaget kommer inte att påverka statsbudgeten på grund av att systemansvaret och nätverksamheten är avgiftsfinansierad.

## **9.3 Införande av ersättning för rotationsenergi**

**Åtgärd 3:** Svenska kraftnät avser att inom ramen för det nordiska samarbetet arbeta för en vidareutveckling av den snabba frekvensreserven (FFR) samt för att denna kompletteras med en ersättningsmodell för rotationsenergi och snabb frekvensreglering.

### **9.3.1 Samhällsekonomisk bedömning**

Sedan sommaren 2020 finns den snabba frekvensreserven (FFR) som upphandlas för timmar då rotationsenergin i det nordiska synkrona systemet förväntas vara låg. Det finns ett samband mellan vilken volym rotationsenergi som finns i systemet och behovet av FFR. Detta indikerar att rotationsenergin har ett marginalvärde som överstiger noll under de timmar då det finns ett behov av FFR. Eftersom detta värde inte prissätts i dagsläget finns det en risk att utbudet från anläggningar som levererar rotationsenergin blir för lågt jämfört med vad som är samhällsekonomiskt optimalt. Mot den bakgrunden gör Svenska kraftnät bedömningen att det skulle vara ändamålsenligt att införa någon typ av ersättning för rotationsenergi.

Den samhällsekonomiskt mest effektiva lösningen bör vara att koordinerat på nordisk nivå upphandla relaterade förmågor som krävs för frekvensstabiliteten, i detta fall snabb reserv samt mekanisk och syntetisk rotationsenergi.

Mot den bakgrunden har Svenska kraftnät övervägt olika möjliga lösningar.

En modell som bedöms vara relativt snabb att genomföra skulle vara att på nationell nivå införa en ersättning för rotationsenergi under de timmar då FFR upphandlas (dvs. under timmar med låg rotationsenergi). I dagsläget bygger upphandlingen av FFR på en prognos avseende systemets rotationsenergi. Denna prognos är dock inte helt tillförlitlig och metoderna för upphandling av FFR behöver utvecklas.

Rotationsenergin har ett gemensamt värde i det samlade nordiska systemet. Ett ensidigt införande av ersättning för rotationsenergi i Sverige kan således få negativa effekter på den samhällsekonomiska effektiviteten i ett nordiskt perspektiv. En ersättning endast i Sverige kommer att påverka konkurrensförhållandena mellan svenska producenter och producenter i det övriga nordiska systemet. Detta kan både på kort och lång sikt leda till en omfördelning av produktion från andra länder till Sverige genom att producenter i Sverige tar hänsyn till en ersättning för rotationsenergin när de lägger sina bud på energimarknaden.

Fördelen med ett nationellt införande skulle vara att man relativt snabbt skulle kunna införa en ersättning som skulle korrigera för den positiva externalitet som rotationsenergin innebär för elsystemet.

Den primära fördelen med ett nationellt införande är således att det potentiellt kan genomföras snabbare och nyttorna därmed uppstå tidigare.

Svenska kraftnät gör dock bedömningen att en gemensam nordisk modell som inkluderar en ersättning för rotationsenergi bör resultera i den samhällsekonomiskt mest effektiva lösningen. Frågan bör därmed i första hand utredas gemensamt med övriga nordiska TSO:er.

Såväl på nationell som nordisk nivå är det tänkbart med någon form av stegvis införande där det i ett första steg ges ersättning utifrån en förenklad ersättningsmodell med administrativt bestämda priser. I steg två kan ersättningen bestämmas enligt ett mer marknadsbaserat förfarande genom exempelvis en upphandling.

### 9.3.2 Konsekvenser för aktörer

Mängden rotationsenergi påverkar den dynamiska frekvensstabiliteten i elsystemet. Frekvensen är, i avsaknad av överföringsbegränsningar, en global variabel vilket innebär att nättaktörer på alla spänningsnivåer kan leverera tjänsten, givet att de tekniska kraven är uppfyllda.

#### **Leverantörer av rotationsenergi**

Leverantörer av mekanisk och syntetisk rotationsenergi (beroende på vilka tekniker som uppfyller definierade krav) skulle få en extra intäktsström. Ersättnings

storlek har inte beräknats i det här projektet utan beror på hur ersättningsmodellen utformas.

### **Nät kunder**

Kortsiktigt kommer Svenska kraftnäts kostnader att öka motsvarande den ersättning som utgår till leverantörer av rotationsenergi. Denna kostnadsökning kommer att behöva finansieras via nättariffen, vilket innebär att nätanvändarna får ökade kostnader. Långsiktigt är det sannolikt att andra åtgärder kommer behöva vidtas för att kompensera för en minskad rotationsenergi i elsystemet, vilket även det skulle medföra kostnader för nätkunderna.

### **Svenska och nordiska aktörer**

Vid ett nationellt införande kan en omfördelning ske mellan svenska och nordiska aktörer. Utan en nordisk harmonisering kan svenska elkunder få betala för en större andel av rotationsenergin/frekvensstabiliteten i det nordiska synkrona systemet. Med ett nordiskt införande kommer kostnaderna att fördelas mellan samtliga nordiska elkunder.

## **9.4 Införande av lista på flexibla resurser för aktiv effekt och överbelastning**

**Åtgärd 5:** Svenska kraftnät har initierat ett arbete för att analysera alternativa modeller för hantering av omdirigering och motköp och avser att utveckla en lista på flexibla resurser för registrering av resurser för omdirigering och motköp. Ett detaljerat förslag på utformning kommer att utarbetas till hösten 2022.

### **9.4.1 Samhällsekonomisk bedömning och konsekvenser för aktörer**

Svenska kraftnät bedömer att åtgärden kommer att förenkla deltagande för leverantörer av flexibla resurser så att de kan bidra till att hantera överbelastning i överföringssystemet. Den ökade konkurrensen på grund av det ökade deltagandet kan leda till minskade kostnader för omdirigering och motköp samt möjliggöra en högre nyttjandegrad av överföringssystemet. Dessa båda effekter leder i förlängningen till minskade kostnader för kundkollektivet.

Ett förenklat deltagande kan innebära att leverantörer av flexibla resurser kan få en extra intäktsström. En möjlig sammanlänkning med lokala flexibilitetsmarknader som organiseras av DSO:er har även potential att leda till ett mer effektivt resursutnyttjande och ökad likviditet för deltagande resurser.

## 9.5 Införandet av en reaktiv effektkomponent i nättariffen

**Åtgärd 6:** Svenska kraftnät avser att inom ramen för den pågående tarifföversynen ta fram ett detaljerat förslag till hur en reaktiv effektkomponent kan inkluderas i nättariffen. Förslaget tas fram under hösten 2021 och en sådan tariff kan som tidigast införas från 1 januari 2024.

Svenska kraftnät har kostnader för reaktiv effektkompensering i egen regi i syfte att hålla spänningen inom acceptabla gränsvärden. Denna kostnad socialiseras för närvarande på kundkollektivet genom effektagiften<sup>39</sup>, det vill säga utan hänsyn till hur enskilda kunder påverkar dessa kostnader. Eftersom Svenska kraftnät använder flera olika typer av apparater för detta ändamål, och dessa apparater även används för andra syften, har det inom ramen för det här uppdraget inte varit möjligt att särskilja hur stor andel av effektagiften som går att relatera till spänning och reaktiv effekt. Kostnaderna förväntas dock öka i absoluta tal i takt med att de spänningsrelaterade utmaningarna blir allt fler i överföringssystemet. Svenska kraftnät arbetar med att ta fram ett metodförslag på hur reaktiv effektkomponent kan inkluderas i nättariffen. Detta innebär att det inte är möjligt att göra en detaljerad samhällsekonomisk bedömning eller konsekvensanalys innan ett sådant metodförslag är framtaget. En sådan analys kommer att göras när metodförslaget är framtaget.

## 9.6 Anskaffa temporär och varaktig spänningsreglering genom en administrativt bestämd ersättning

**Åtgärd 7:** Svenska kraftnät avser att införa en icke-frekvensrelaterad stödtjänst med administrativt fastställd ersättning för spänningsreglering med två ersättningsnivåer; en nivå för temporär och en för varaktig spänningsreglering i anslutningspunkten. Svenska kraftnät har tagit fram ett förslag till teknisk utformning av den icke-frekvensrelaterade stödtjänsten men ett fortsatt utredningsarbete är nödvändigt. Svenska kraftnät har för avsikt att samråda med branschen och vidareutveckla förslaget under 2022.

Svenska kraftnät avser att införa en stödtjänst för spänningsreglering med två ersättningsnivåer; en nivå för temporär och en för varaktig spänningsreglering i anslutningspunkten. Temporär spänningsreglering bidrar med nytta till elsystemet, men denna nytta är inte lika stor som nyttan med varaktig spänningsreglering. Därför bör temporär spänningsreglering ges en lägre ersättning än varaktig spänningsreglering.

Likt reaktiv effektkompensering är spänningsreglering av lokal karaktär vilket leder till att en administrativt bestämd ersättning kan vara att föredra framför

<sup>39</sup> Effektagiften beror på var i landet anslutningspunkten är belägen samt om det rör sig om inmatning eller uttag (Svenska kraftnät, 2020).



marknadsbaserade priser, givet bristen på likviditet i de olika noderna. Svenska kraftnät förordar därför att en fast ersättning proportionell mot spänningsreglerstyrkan kan erhållas till anslutningspunkter som bidrar med spänningsreglering som efterfrågas av Svenska kraftnät. Vid utformningen behöver exempelvis godkänd leverans av varaktig respektive temporär spänningsreglering definieras. Svenska kraftnät har ännu inget detaljerat förslag på hur en sådan ersättning kan fastställas, men Svenska kraftnäts kostnader för spänningsreglering i egen regi bör vara vägledande.

### 9.6.1 Samhällsekonomisk bedömning

Åtgärden innebär att Svenska kraftnät indikerar sin betalningsvilja för spänningsreglering i anslutningspunkten. Anslutande part har att ta ställning till vilken kapacitet och volym spänningsreglering som den vill erbjuda, givet ersättningen.

Eftersom spänningsreglering inte är prissatt i dag kan vi utgå från att en någorlunda korrekt prissättning kommer att bidra till ett mer effektivt resursutnyttjande på kort sikt och effektivare investeringar i spänningsreglerande förmågor på längre sikt. Effekterna för en DSO är också att de uppmuntras att ta ett större ansvar för spänningskvaliteten i anslutningspunkten mot Svenska kraftnät, kanske genom en bättre dialog med sina nätanvändare.

Nackdelar med förslaget är att det i hög utsträckning är en TSO-DSO-lösning och att prissignalen till nätanvändare i underliggande nät är avhängigt hur en DSO utformar nättariffen gentemot sina nätanvändare. Det finns också en risk att Svenska kraftnät fastställer en felaktig ersättning som överkompenserar<sup>40</sup> leverantörer av spänningsreglering med överutbud som följd i förhållande till Svenska kraftnäts behov. Detta går dock att åtgärda genom att justera ersättningen över tid.

### 9.6.2 Konsekvenser för aktörer

Det incitament som förslaget innebär träffar de nätaktörer som är anslutna direkt till överföringssystemet. Det är framförallt DSO:er men det finns också några producenter som är direktanslutna. Det är sedan upp till DSO:erna att skicka prissignalen vidare till nätanvändarna i sina respektive nät.

Ersättningen är ensidig i det att den bara ger ersättning till de aktörer som bidrar med temporär eller varaktig spänningsreglering.

Aktörer som kan bidra med någon aspekt av spänningsreglering kommer att få en intäcksström som den inte har i dag. Denna intäcksström finansieras genom

---

<sup>40</sup> Eftersom deltagandet är frivilligt kommer en eventuell underkompensation endast leda till minskat utbud.

kundkollektivet som initialt kan få en marginellt högre nätavgift beroende på att flera av dessa icke-frekvensrelaterade stödtjänster inte är prissatta i dagsläget. På längre sikt kommer incitamentet att leda till en mer kostnadseffektiv systemdrift vilket kommer alla nätkunder till del i form av lägre nätavgifter.

Svenska kraftnät behöver också kartlägga behovet av reaktiv effekt i olika punkter i nätet för att på så vis kunna beräkna marginalvärdet av reaktiv effekt.

## 9.7 Anskaffa reaktiv effekt genom pilotupphandlingar

**Åtgärd 8:** Svenska kraftnät har för avsikt att initiera ett arbete för att utforma piloter för marknadsmässig anskaffning av reaktiv effekt i ett eller flera områden/anslutningspunkter med särskilt stort behov. Behovsidentifiering och utformning av piloter kommer att göras under 2022, med målet att kunna genomföra upphandlingar under 2023. Leveransperioden förväntas inledas under 2025.

De incitament avseende spänning och reaktiv effekt som Svenska kraftnät redogör för ovan träffar de nätanvändare som är anslutna till överföringssystemet. Det är framförallt DSO:er men det finns också några producenter som är direktanslutna. DSO:erna skickar prissignalerna vidare till nätanvändarna i sina respektive nät. Svenska kraftnät ser ett behov av att genomföra en pilotupphandling av reaktiv effekt som är öppen för ett mer direkt deltagande från aktörer, oavsett spänningsnivå, med beaktande av deras bidrag till att upprätthålla spänningen i olika punkter i överföringssystemet.

En kompletterande pilotupphandling av reaktiv effekt bör därför sannolikt införas. Innan en sådan modell införs krävs dock ett omfattande utvecklingsarbete och tydliggörande av Svenska kraftnäts behov i olika punkter. Detta arbete inkluderar översyn av om balansansvaret behöver omdefinieras samt hur datautbyte, verifiering och samordning med berörda DSO:er ska utformas.

## 9.8 Införande av driftavtal

**Åtgärd 9:** Svenska kraftnät renodlar anslutningsavtalen och inför ett driftavtal som skapar en struktur som underlättar överenskommelser och tydlighet mellan olika parter gällande när och hur olika förmågor ska användas, exempelvis vid vilket systemdrifttillstånd. Svenska kraftnät har för avsikt att samråda med branschen och ta fram en ny avtalsstruktur. Arbetet inleds under hösten 2021.

### 9.8.1 Samhällsekonomisk bedömning och konsekvenser för aktörer

Åtgärden förväntas ge en tydlighet och är viktig för att skapa bättre förutsättningar för att införa ersättningsmodeller för reaktiv effekt och spänning. Om man

betraktar åtgärden separat så har den begränsade konsekvenser för Svenska kraftnät och aktörer varför ingen fördjupad samhällsekonomisk analys genomförs.

## 9.9 Icke-frekvensrelaterad stödtjänst för felströmsinmatning

**Åtgärd 10:** Svenska kraftnät avser att införa en icke-frekvensrelaterad stödtjänst för felströmsinmatning. Lämplig teknisk utformning och valet av ersättningsmodell kräver fortsatt utredningsarbete och Svenska kraftnät har för avsikt att samråda med branschen och vidareutveckla förslaget under 2023. Fram till 2023 sker förberedande utredningsarbete.

### 9.9.1 Samhällsekonomisk bedömning och konsekvenser för aktörer

Åtgärden har stora likheter med åtgärderna kopplade till ersättningsmodeller för reaktiv effekt och spänning. Konsekvenserna bedöms vara likartade och en separat konsekvensanalys har därför inte gjorts (se avsnitt 9.6).

## Litteraturförteckning

- ACER. (den 15 juli 2020). *ACER Decision on the imbalance settlement harmonisation methodology: Annex I*. Hämtat från acer.europa.eu:  
[https://extranet.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Annexes%20to%20the%20DECISION%20OF%20THE%20AGENCY%20FOR%20THE%20C15/ACER%20Decision%2018-2020%20on%20balancing%20ISHP%20-%20Annex%20I.pdf](https://extranet.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Annexes%20to%20the%20DECISION%20OF%20THE%20AGENCY%20FOR%20THE%20C15/ACER%20Decision%2018-2020%20on%20balancing%20ISHP%20-%20Annex%20I.pdf)
- ACER. (den 17 augusti 2020). *ACER publishes four decisions creating a Nordic electricity balancing capacity market*. Hämtat från acer.europa.eu:  
<https://documents.acer.europa.eu/Media/News/Pages/ACER-publishes-four-decisions-creating-a-Nordic-electricity-balancing-capacity-market-.aspx>
- ACER. (den 24 januari 2020). *Decision 01-2020 on the Methodology for pricing balancing energy that results from the activation of balancing energy bids*. Hämtat från acer.europa.eu:  
[https://documents.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2001-2020%20on%20the%20Methodology%20for%20pricing%20balancing%20energy.pdf](https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2001-2020%20on%20the%20Methodology%20for%20pricing%20balancing%20energy.pdf)
- ACER. (den 24 januari 2020). *Decision No 02/2020 of the European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators*. Hämtat från acer.europa.eu:  
[https://documents.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2002-2020%20on%20the%20Implementation%20of%20a%20FRR%20Platform.pdf](https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual%20decisions/ACER%20Decision%2002-2020%20on%20the%20Implementation%20of%20a%20FRR%20Platform.pdf)
- Anaya, K. L., & Pollit, M. G. (2020). Reactive power procurement: A review of current trends. *Applied Energy*, 114939.
- Chao, H.-P., & Wilson, R. (2002). Multi-dimensional procurement auctions for power reserves: Robust incentive-compatible scoring and settlement rules. *Journal of Regulatory Economics* 22.2, 161-183.
- Da Silva, E. L., Hedgecock, J. J., Mello, J. C., & Ferreira da Luz, J. C. (2001). Practical Cost-Based Approach for the Voltage Ancillary Service. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS* 16.4, 806-812.
- Ei. (2019). *Godkännande av regler för tillfälligt avbrytande och återupptagande av marknadsaktiviteter, dnr 2018-102598*.
- Ei. (den 17 12 2020). *Prövning av Affärsverket svenska kraftnäts ansökan om undantag från kravet att göra 70 procent av sammanlänkingskapacitet tillgänglig för marknadsaktörer, dnr 2020-102975*. Hämtat från ei.se:  
<https://ei.se/download/18.22acd6711784a1f3a5b1554/1616413999691/2020-102975.pdf>
- Ei. (R2020:09). *Genomförandeplan med tidsplan för att förbättra elmarknadens funktion*.
- Ei. (den 31 maj R2021:05). *Ei:s förslag till tillförlitlighetsnorm för Sverige*. Hämtat från Ei föreslår en tillförlitlighetsnorm för Sverige: <https://www.ei.se/om-oss/nyheter/2021/2021-05-31-ei-foreslar-en-tillforlitlighetsnorm-for-sverige>
- Elia. (2018). *Study on the future design of the ancillary service of voltage and reactive power control*.
- ENTSO-E. (den 5 juli 2017). *FCR-D design of requirements*. Hämtat från svk.se:  
<https://www.svk.se/contentassets/e5a38b7a16a443b290f5d49d42ea03co/2---fcr-d-design-of-requirements.pdf>
- ENTSO-E. (den 13 januari 2019). *FCR-D design of requirements – phase 2*. Hämtat från svk.se:  
<https://www.svk.se/contentassets/8c9449a914f848a0b258cf8c1d189c84/fcr-d-design-of-requirements--phase-2.pdf>
- ENTSO-E. (2019). *High Penetration of Power Electronic Interfaced Power Sources and the Potential Contribution of Grid Forming Converters*.
- ENTSO-E. (2020). *FFR Design of Requirements – External document*.
- ENTSO-E. (2021). *Grid-Forming Capabilities: Towards System Level Integration*.

- ENTSO-E. (2021). *Options for the design of European Electricity Markets in 2030 - Discussion Paper for Stakeholder Consultation*.
- ENTSO-E. (den 11 januari 2021). *Technical Requirements for Fast Frequency Reserve Provision in the Nordic Synchronous Area – External document*. Hämtat från svk.se: <https://www.svk.se/siteassets/4.aktorsportalen/systemdrift-om-elmarknad/information-om-stodtjanster/ffr/technical-requirements-for-ffr-v1.1.pdf>
- Europeiska Kommissionen. (den 27 augusti 2021). *Competition Policy*. Hämtat från SA.54915 ( 2019/N - 2020/C ) Market wide capacity mechanism in Belgium: [https://ec.europa.eu/competition/elojade/isef/case\\_details.cfm?proc\\_code=3\\_SA\\_54915](https://ec.europa.eu/competition/elojade/isef/case_details.cfm?proc_code=3_SA_54915)
- National Grid ESO. (den 13 september 2021). *Network Option Assessment (NOA) Pathfinders*. Hämtat från nationalgrideso.com: <https://www.nationalgrideso.com/future-energy/projects/pathfinders>
- NordPool. (den 22 09 2020). *Principles for determining the transfer capacities in the Nordic power market*. Hämtat från nordpoolgroup.com: [https://www.nordpoolgroup.com/4aad73/globalassets/download-center/tso/principles-for-determining-the-transfer-capacities\\_2020-09-22.pdf](https://www.nordpoolgroup.com/4aad73/globalassets/download-center/tso/principles-for-determining-the-transfer-capacities_2020-09-22.pdf)
- Papalexopoulos, A., & Angelidis, G. A. (2006). Reactive power management and pricing in the California market. *MELECON 2006-2006 IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference. IEEE*.
- Pollit, M. (2018). Electricity network charging in the presence of distributed energy resources: principles, problems and solutions. *Economics of Energy and Environmental Policy*.
- Poplavskaya, K., & Leimgruber, F. (2021). *ANALYSIS OF THE SWEDISH FCR-N MARKET DESIGN - Effects of transition to marginal pricing and free bidding*.
- Svenska kraftnät. (den 24 juni 2019). *Utvecklar gemensamma lösningar för att möta behov i ett kraftsystem i förändring*. Hämtat från svk.se: <https://www.svk.se/press-och-nyheter/press/utvecklar-gemensamma-losningar-for-att-mota-behov-i-ett-kraftsystem-i-forandring---3258770/>
- Svenska kraftnät. (den 25 maj 2020). *Definition av observerbarhetsområdet, Ärendenr: SvK 2020/672*. Hämtat från svk.se: [https://www.svk.se/siteassets/4.aktorsportalen/mot-svenska-kraftnat/samrad-datautbyte/definition-av-observerbarhetsområdet.pdf?\\_t\\_id=qWowEhUA1rBRRNtzXdqH-w==&\\_t\\_uuid=U4YulVrdQEeJKmu2utGag&\\_t\\_q=tilltr%C3%A3%C2%A4de+svk+huset&\\_t\\_tags=language:en,siteid:40c](https://www.svk.se/siteassets/4.aktorsportalen/mot-svenska-kraftnat/samrad-datautbyte/definition-av-observerbarhetsområdet.pdf?_t_id=qWowEhUA1rBRRNtzXdqH-w==&_t_uuid=U4YulVrdQEeJKmu2utGag&_t_q=tilltr%C3%A3%C2%A4de+svk+huset&_t_tags=language:en,siteid:40c)
- Svenska kraftnät. (den 30 september 2020). *Prislista 2021 för transmissionsnätet*. Hämtat från svk.se: [https://www.svk.se/siteassets/4.aktorsportalen/systemdrift-om-elmarknad/transmissionsnatstariff/aktuella-prislistor/transmissionsnat\\_prislista\\_2021.pdf](https://www.svk.se/siteassets/4.aktorsportalen/systemdrift-om-elmarknad/transmissionsnatstariff/aktuella-prislistor/transmissionsnat_prislista_2021.pdf)
- Svenska kraftnät. (2020). *Regler för FCR, 2015/1057*.
- Svenska kraftnät. (den 28 10 2020). *Svenska kraftnäts provningsplan, Ärendenr: 2019/3367*. Hämtat från svk.se: [https://www.svk.se/siteassets/1.om-kraftsystemet/legalt-ramverk/eu-lagstiftning/provningsplan\\_er\\_v1.0.pdf?\\_t\\_id=qWowEhUA1rBRRNtzXdqH-w==&\\_t\\_uuid=x-i4DqtjRQOggmBXNqMvAg&\\_t\\_q=ied&\\_t\\_tags=language:en,siteid:40c776fe-7e5c-4838-841c-63d91e5a03c9,querymatch&](https://www.svk.se/siteassets/1.om-kraftsystemet/legalt-ramverk/eu-lagstiftning/provningsplan_er_v1.0.pdf?_t_id=qWowEhUA1rBRRNtzXdqH-w==&_t_uuid=x-i4DqtjRQOggmBXNqMvAg&_t_q=ied&_t_tags=language:en,siteid:40c776fe-7e5c-4838-841c-63d91e5a03c9,querymatch&)
- Svenska kraftnät. (2021). *Förstudie spänning och reaktiv effekt 2020, ärendenummer 2020/3311*.
- Svenska kraftnät. (den 10 september 2021). *Information om stödtjänster*. Hämtat från svk.se: <https://www.svk.se/aktorsportalen/systemdrift-elmarknad/information-om-stodtjanster/>

- Svenska kraftnät. (den 13 september 2021). *Nätanslutning av generatorer (RfG)*. Hämtat från svk.se: <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/legalt-ramverk/eu-lagstiftning-/natanslutning-av-generatorer-rfg/>
- Svenska kraftnät. (den 17 juni 2021). *Ökad branschsamverkan i systemfrågor*. Hämtat från svk.se: <https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/allmannan-nyheter/2021/okad-branschsamverkan-i-systemfragor/>
- Svenska kraftnät. (den 10 september 2021). *Översiktlig kravbild för stödtjänster*. Hämtat från svk.se: <https://www.svk.se/siteassets/4.aktorsportalen/systemdrift-o-elmarknad/information-om-stodtjanster/marknader-for-stodtjanster.pdf>
- Thema Consulting Group AS. (2019). *Review of the Swedish transmission grid tariff model*. Konsultrapport på uppdrag av Svenska kraftnät.
- Thengius, S. (2020). *Fault current injection from power electronic interfaced devices*.

## Appendix A. Omvärldsanalys avseende ersättning för reaktiv effekt

Behovet av resurser för spänningsreglering och reaktiv effektkompensering uppstår relativt lokalt eftersom det inte är särskilt effektivt att överföra reaktiv effekt över längre avstånd eller mellan spänningsnivåer. Behovets lokala karaktär reducerar antalet potentiella leverantörer av reaktiva resurser i en viss punkt, vilket är en viktig marknadsförutsättning att ta hänsyn till vid utvärdering av olika framtida krav och incitament för att säkerställa reaktiva resurser.

En omvärldsanalys av metoder för att säkerställa reaktiva resurser i Finland, Danmark, Norge, Frankrike, England, Australien, Belgien, Irland och Brasilien visade att anskaffning med några få undantag sker med reglerade förfaranden, till exempel genom krav i anslutningsavtal eller lagkrav, och genom administrativt bestämda avgifter och ersättningar. Flera TSO:er anger till exempel att det är obligatoriskt för primärt producenter och DSO:er att leverera tjänsten, ibland utan ersättning. Andra TSO:er kombinerar krav med en ersättning för installerad kapacitet eller vid aktivering enligt en administrativt fastställd ersättning. Det framgår inte alltid hur ersättningen bestäms men den kan i princip utgå från producenternas eller den systemansvariges alternativkostnad för att hålla reaktiva resurser i egen regi. I vissa länder är kopplingen till faktiska kostnader relativt svag men i andra länder bygger ersättningen på detaljerade kostnadsanalyser. Den vanligaste metoden är att kombinera krav med en avgift eller ersättning om nätanvändaren ligger utanför ett fördefinierat intervall. I Tabell 12 ges en översikt av hur de olika ländernas TSO:er säkerhetsställer tillgång på reaktiva resurser.

Tabell 12. Summering av omvärldsanalys – anskaffning och ersättning av reaktiv effektkompensering.

	<i>Reglerat som en obligatorisk tjänst, del av anslutningsavtal</i>	<i>Upphandling genom anbudsprocess</i>	<i>Aministrativt bestämd ersättning för reaktiv effekt</i>	<i>Ersättning vid leverans av reaktiv effekt utanför grundläggande krav i anslutningsavtal</i>
<i>Sverige</i>	Delvis <sup>41</sup>			
<i>Finland</i>	Ja		Ja	Ja (reglerat)
<i>Danmark</i>	Ja			Ja (anbud)
<i>Norge</i>	Ja		Ja	Ja (reglerat)
<i>Frankrike</i>	Ja		Ja	Ja (reglerat)
<i>Storbritannien</i>	Ja	Ja (pilot)	Ja	Ja (anbud)
<i>Australien</i>		Ja		Ja (anbud)
<i>Belgien</i>		Ja (avses avvecklas)	Ja (kommande)	
<i>Irland</i>	Ja		Ja	Ja
<i>Brasilien</i>	Ja	Ja, delvis	Nej	Nej

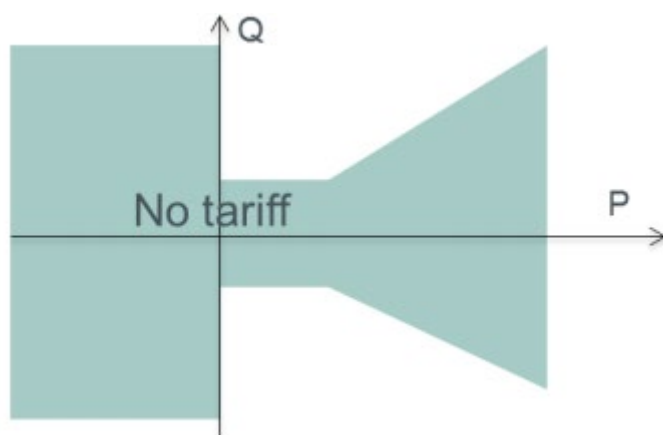
I de fall krav kombineras med en avgift eller ersättning om nätanvändaren ligger utanför ett fördefinierat intervall för reaktivt effektutbyte är kraven definierade i avtal liknande anslutningsavtal eller nyttjandeavtal som Svenska kraftnät använder. I anslutningsavtalet i andra länder definieras oftast ett intervall (P/Q-fönster eller Q/U-fönster), se exempel i Figur 14 nedan, inom vilket anslutande part skall hålla sin produktion respektive konsumtion av reaktiv effekt. Flera TSO:er kravställer också hur produktionsanläggningar ska styras t.ex. i spänningsreglering med börvärde kommunicerat av en TSO. Efter godkännande från en TSO kan en aktör ges utrymme att anta annat spänningsvärde att styra mot. Det betyder att en

<sup>41</sup> Det är i princip bara "obligatoriskt" för synkrona produktionsanläggningar som är direkt anslutna till Svenska kraftnät, inte för några andra anläggningar, varken produktion eller DSO.



TSO har möjlighet att bestämma var i spänningsintervallet anslutande part skall befinna sig. Detta kan förhållandevis enkelt hanteras av TSO:n för produktionsanläggningar som är direktanslutna till TSO:n, medan det är svårare för TSO:n om produktionsanläggningarna är anslutna till en DSO. I omvärldsanalysen har det inte framkommit indikationer på att olika funktionaliteter för spänningsreglering t.ex. responstid eller varaktighet prissätts baserat på dess spänningsreglerande karaktär, utan det handlar primärt om reaktiv effektkompensering.

Figur 14. Exempel från Elia för område i ett P/Q-diagram där ingen avgift belastar anslutande part.



Källa: Elia (2018).

Även om det inom forskningen finns flera förslag på marknadsbaserade modeller som syftar till att optimera aktiveringen av tillgängliga reaktiva resurser i driftskedet<sup>42</sup> så visar vår omvärldsanalys att det inte är så vanligt i praktiken. Australien, Danmark och Belgien är exempel på undantag, även om Belgien håller på att avveckla sin modell för att i stället helt övergå till administrativt bestämda ersättningar.

I omvärldsanalysen identifierades ett fåtal länder som har en mer renodlad marknadsbaserad anskaffning av reaktiv effekt genom en upphandlingsprocess. För att planera inför större produktionsstörningar eller andra avvikelser och då en TSO har ett extra behov av reaktiva reserver eller spänningsreglering, är det några länder i analysen som upphandlar denna via anbudsförfarande med kort varsel (Danmark och Storbritannien) eller via en administrativt bestämd ersättning (Norge och Finland).

<sup>42</sup> Se till exempel Elia (2018)

Modellen i Belgien bygger på relativt korta kontrakt (årsvisa) med kort framförhållning mellan kontraktsskrivande och leveransstart. Exempelvis gäller för upphandlingen inför 2022 (med leverans från 1 januari till 31 december 2022) att anbuden ska vara giltiga fram till 31 december 2021. Bakgrunden till situationen i Belgien är att anskaffandet av tjänster för spänningshållning/reaktiv effekt från producenter har byggts på ett frivilligt deltagande, medan en tariffmodell använts för att ge förbrukningssidan incitament att hålla sig inom ett visst Mvar intervall. För producenterna genomfördes årliga upphandlingar med i grunden fri budgivning. Den belgiska tillsynsmyndigheten bedömde dock regelmässigt att de inkomna anbuden var oskäligt högt prissatta, och priserna fastställdes därför på en lägre nivå genom s.k. "Royal decree". 2018 genomförde den belgiska TSO:n Elia en analys av anskaffningen av dessa tjänster. Mot bakgrund av att priserna regelmässigt fick fastställas regulatoriskt bedömdes inte den marknadsmässiga anskaffningen vara effektiv. Eftersom anslutningskoden RfG krävställer nya anläggningar och liknande krav sedan tidigare finns för större befintliga anläggningar, bedömdes det som rimligt med obligatoriska reaktiva bidrag, till en administrativt bestämd ersättning. För resurser som inte omfattas av dessa krav föreslogs att det fortsatt skulle vara frivilligt att delta, men till en administrativt bestämd ersättning. I dagsläget är det endast vissa av de föreslagna förändringarna som genomförts, genom att det blivit obligatoriskt för anläggningar med den tekniska förmågan att delta i upphandlingarna. Fortsatt gäller dock samma upphandlingsprocess i övrigt.

I Storbritannien genomför National Grid ESO utvecklingsprojekt för att utveckla kommersiella lösningar för att möta olika framtida behov. För reaktiv effektkompensering har Storbritannien sedan länge haft en tariffliknande modell där det är tvingande att leverera reaktiv energi från alla generatorer enligt anslutningskrav för generatorer större än 50 MW. Ett ökande problem har dock varit att anläggningarna inte nödvändigtvis producerar och därmed inte heller levererar reaktiv effektkompensering. National Grid ESO har därmed fått spendera avsevärda summor på att hantera den aktiva effekten för att säkerställa reaktiv effektkompensering. Mot denna bakgrund har man sett på andra möjligheter att säkerställa reaktiv effektkompensering, som komplement till övriga incitamentsstrukturer. Avseende reaktiv effekt har ett pilotprojekt genomförts i ett område (Mersey) och ett är pågående (Pennines).

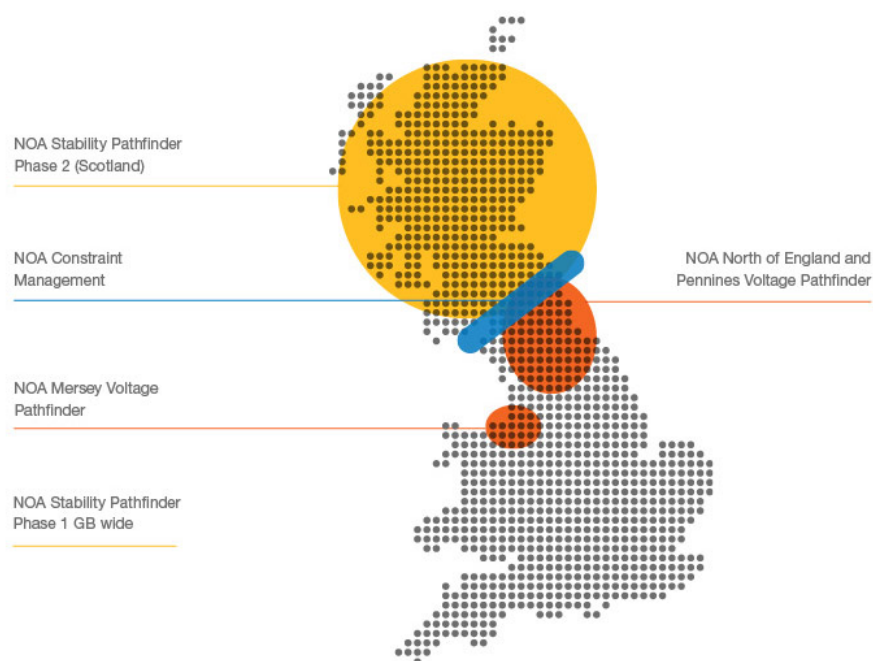
Den marknadsbaserade anskaffningen har skett inom ramen för ett program NOA43 Pathfinder, med syftet att hitta nya sätt att driva elsystemet. Det finns tre övergripande Pathfinder projekt:

---

<sup>43</sup> Network Option Assessment är National Grid ESO:s process för att ta fram rekommendationer för vilka nätförstärkningsprojekt som ska genomföras under kommande år.

- NOA High Voltage Pathfinder, med syftet att hitta nya lösningar på regionala problem i högspänningsnätet.
- NOA Stability Pathfinder, med syftet att adressera omedelbara behov kopplade till nationell rotationsenergi och kortslutningseffekt i Skottland.
- NOA Constraint Management Pathfinder med syftet att adressera nätbegränsningar.

Figur 15. National Grid ESOs projekt inom NOA Pathfinder.



Källa: National Grid ESO (2021).

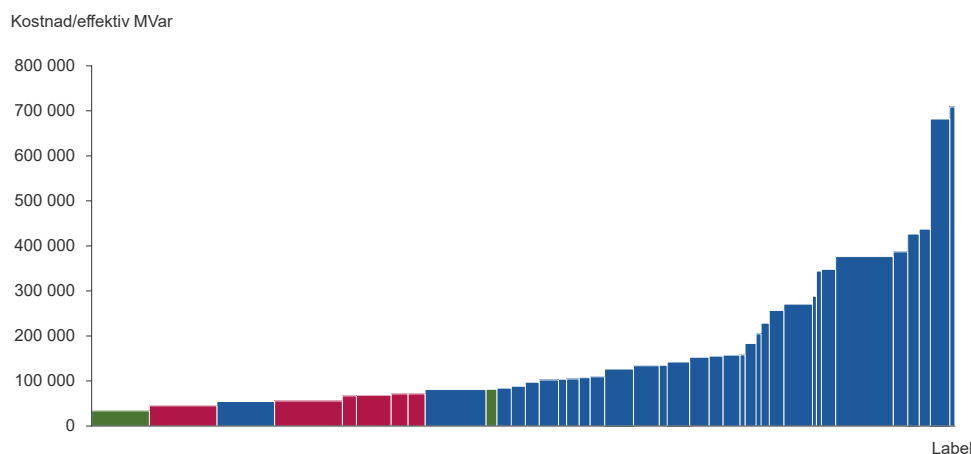
Inom ramen för High Voltage Pathfinder har en upphandling genomförts i Mersey-regionen och ytterligare en är pågående i norra England och Penninerna. För båda dessa fall finns ett behov av konsumtion av reaktiv effekt på den stationära tidsskalan. I båda fallen sker upphandlingen för väl avgränsade elektriska områden och det är möjligt för aktörer anslutna såväl till överföringssystemet som distributionsnätet att lämna anbud.

Kontrakten i Mersey avser en 9-årig leveransperiod från 1 april 2022 till 1 april 2031, medan kontrakten i norra England/Penninerna avser 10-åriga kontrakt med start 1 april 2024.

Upphandlingen i Mersey genomfördes i två steg. Först ett tekniskt steg där deltagarna fick information kring anslutning samt effektiviteten i deras föreslagna lösningar. Därefter ett kommersiellt steg där deltagarna fick lämna kommersiella

bud baserat på informationen från det tekniska steget. Buden utvärderades utifrån vilken kombination av lösningar som var ekonomiskt mest fördelaktiga.

Figur 16. Anbud i upphandlingen i Mersey.



Not: Grönmarkerade bud är accepterade bud, rödmarkerade bud är avvisade bud pga att den totala kostnaden av accepterade lösningen, blåmarkerade bud är avvisade eftersom volymen möttes av mer kostnadseffektiva lösningar.

Källa: National Grid ESO

Figur 16 visar de inkomna anbudna ordnade utifrån kostnad per effektiv Mvar. De två grönmarkerade buden utgjorde kombinationen för den lägsta samlade kostnaden för att möta behovet. Det var en reaktor på 200 Mvar (lägst pris) samt ett batteri med reaktiv kapacitet på 38 Mvar. Det totala nuvärdet av kontrakten uppgår till ca 9,9 miljoner pund (6,8 miljoner pund för 200 Mvar reaktor och 3,1 miljoner pund för batterilösningen).

Australien är ett av de länder i analysen som har kommit längst med att införa ett marknadsbaserat förfarande och genomför upphandling av reaktiv effekt baserat på en anbudsprocess där kontrakten sträcker sig från 12 månader upp till 5 år. Dock skall det tilläggas att konkurrenssituationen är begränsad även i Australien. I Brasilien måste elproducenterna ställa befintliga resurser till den systemansvariges förfogande utan ersättning. I noder där befintliga reaktiva resurser inte är tillräckliga eller saknas, anskaffar den systemansvarige lämpliga resurser baserat på en upphandling.

## För- och nackdelar med marknadsmässig anskaffning

Vid en reglerad anskaffning av reaktiva resurser genom krav och administrativt bestämda ersättningar och avgifter eller ersättning om nätanvändaren ligger utanför ett fördefinierat intervall finns en uppenbar risk att tjänsterna blir felaktigt prissatta med över- eller underkompensation till leverantörerna som följd (Anaya & Pollit, 2020).

Om man jämför reglerad anskaffning med erfarenheten från Belgiens och Storbritanniens marknadsbaserade anskaffning framgår vissa tydliga för- och nackdelar med den marknadsbaserade anskaffningen. Valet av marknadsdesign spelar stor roll för utfallet. Det bör dock nämnas att syftet med lösningarna i Belgien och Storbritannien i viss mån förefaller vara olika.

De belgiska upphandlingarna syftar i första hand till att säkerställa leveranser av tjänster från existerande anläggningar, inte primärt till att få in nya (typer) av leverantörer. Kontrakten är därmed också utformade med relativt korta leveransperioder (ett år) med leverans kort efter att avtalen ingås. Det ger möjlighet att justera och genomföra nya upphandlingar ofta. En tydlig nackdel med denna ansats är dock att förutsättningarna för att få välfungerande konkurrens är mycket dåliga, eller till och med obefintliga. Om syftet primärt är att ge ekonomisk ersättning och incitament för redan existerande resurser förefaller det osannolikt att en konkurrensutsatt upphandling kommer att vara framgångsrik, vilket talar för någon form av administrativt bestämd ersättning framför marknadsbaserade upphandlingar.

Som exemplet från Storbritannien visar är det dock långt ifrån säkert att en administrativt bestämd ersättning kommer att ge tillräckligt starka incitament för en anläggning att vara ansluten och i drift för att leverera tjänsterna, vilket kan innebära att den systemansvarige behöver vidta andra åtgärder för att säkerställa tillgängligheten. I Storbritannien innebar detta att den systemansvarige fick ta kostnader för att stimulera produktion av aktiv effekt. I Sverige ingick Svenska kraftnät inför sommaren 2020 och under juli sommaren 2021 på ett liknande sätt bilaterala avtal för att säkerställa tillgängligheten av bl.a. spänningsreglering i södra Sverige.

Modellen i Storbritannien är därmed i hög grad fokuserad på att få in nya typer av leverantörer. Eftersom den alternativa avsättningen för de investeringar som dessa nya leverantörer behöver göra är dålig är en viktig förutsättning att de kontrakt som ingås är långsiktiga. Detta är ett centralt element i National Grids upphandlingar (9- eller 10-åriga kontrakt). För att möjliggöra för andra än redan existerande aktörer krävs också att det finns tillräcklig tid för att exempelvis genomföra nödvändiga investeringar innan leverans ska ske. I den redan genomförda upphandlingen är det en period på ca 2 år från dess att kontrakt tilldelats till leveransstart.

Sammanfattningsvis är Svenska kraftnäts bedömning att under förutsättning att syftet är att attrahera nya leverantörer kan ett marknadsbaserat förfarande med en konkurrensutsatt upphandling vara att föredra. Sådana kontrakt bör sträcka sig över en längre period (fleråriga avtal), samt ge möjlighet för nya aktörer att genomföra investeringar innan leveransperioden startar. En sådan process kräver detaljerade analyser för att kunna prognosticera framtida behov och krav för varje

specifik elektrisk punkt eller område. Denna typ av upphandling är sannolikt mest lämpad att genomföra där det finns specifika behov identifierade, snarare än som en generell modell för hela landet.

Om syftet däremot är att ge ekonomisk ersättning och incitament till existerande leverantörer (producenter, DSO:er) är det mer ändamålsenligt att tillämpa någon typ av administrativt bestämd ersättning. En sådan modell är tillämplig nationellt och bör sannolikt användas som ett första steg.

I det fall kortsiktiga, ej förutsedda behov, uppstår kan det också vara nödvändigt att via bilaterala avtal säkerställa de nödvändiga resurserna.

## Appendix B. Ordlista

Automatisk förbrukningsbortkoppling, AFK	Åtgärd där förbrukning kopplas bort under en händelse då frekvensen är låg, i syfte att återställa balansen mellan förbrukning och produktion och återställa systemfrekvensen inom godtagbara gränser.
Aktiv effekt	Den elektriska effekten delas upp i en aktiv och en reaktiv del. Den aktiva är den del av effekten som kan utföra arbete och där spänning och ström är i fas.
Area Control Error, ACE	Summan av ett områdes obalans, vilken är skillnaden mellan det uppmätta och det planerade effektutbytet för ett specifikt LFC-område eller LFC-block, justerat med ett frekvensregleringsfel.
Avhjälpande åtgärder	Definieras enligt CACM artikel 2.13 som ”alla åtgärder som manuellt eller automatiskt tillämpas av en eller flera TSO:er i syfte att upprätthålla driftsäkerhet” och vidare i SO artikel 20-23.
Balansansvarig	Dagens roll som balansansvarig är uppdelad i två roller: Balansansvarig part och Leverantör av balanseringstjänster, se definitioner nedan.
Balansansvarig part (BRP, Balancing Responsible Party):	Enligt ellagen får en elleverantör bara leverera el i uttagspunkter där en part har åtagit sig det ekonomiska ansvaret för att det nationella elsystemet tillförs lika mycket el som tas ut i uttagspunkten. Denna roll kallas för balansansvarig part.

Leverantör av balanseringstjänster (BSP, Balancing Service Provider):	En marknadsaktör som tillhandahåller balanseringstjänster till systemansvarige.
Balansering	Definieras enligt EB som "Alla åtgärder och processer, inom alla tidsramar, genom vilka TSO:er säkerställer dels att systemfrekvensen hålls inom ett fördefinierat stabilitetsområde, dels att det finns nödvändiga reserver". I tekniska sammanhang används begreppet balansering mer specifikt för åtgärder och processer i tidsramen 5 minuter och längre.
Balansmarknad	Kombinationen av institutionella, kommersiella och driftrelaterade bestämmelser som skapar en marknadsmässig hantering av balanseringen.
Dagen-före marknaden	På dagen före-marknaden matchas timvis köp- och säljbud för leverans kommande dag.
Distributionssystem	I Sverige lokal- och regionnät.
Driftsäkerhet	Överföringssystemets förmåga att bibehålla ett normaldrifttillstånd eller återvända till ett normaldrifttillstånd så snart som möjligt, där normaldrifttillståndet definieras genom gränser för driftsäkerhet.
Dynamisk stabilitet	Definieras enligt SO som "en allmän beteckning som omfattar rotorvinkelstabilitet, frekvensstabilitet och spänningsstabilitet".
Elområde	Indelning av överföringssystemet i områden där det indelade området



	anses vara utan interna flaskhalsar. Begränsningar i överföringskapacitet existerar mot omkringliggande elområden.
Elsystem	Med elsystemet avses samtliga sammankopplade produktionsanläggningar, ledningar och stationer för överföring och distribution såväl som energilagransanläggningar och elanvändare. Elsystemet kallas ibland också för kraftsystemet.
Frekvenshållningsreserv	Definieras enligt SOGL som ”FCR, Frequency Containment Reserves: De aktiva reserver som finns tillgängliga för att upprätthålla systemfrekvensen efter att en obalans inträffat”.
Frekvensåterställningsreserv	Definieras enligt SOGL som ”FRR, Frequency Restoration Reserves: De aktiva reserver som finns tillgängliga för att återställa systemfrekvensen till nominell frekvens och, för ett synkronområde som består av mer än ett kontrollområde för lastfrekvensreglering, för att återställa effektbalansen till det planerade värdet”.
Flaskhals	Uppstår när överföringsbehovet i nätet överskrider överföringsgränserna mellan två elområden.
Helt integrerade nätkomponenter	Systemansvariges egna anläggnings- komponenter i överföringssystemet som används

	för att säkra en tillförlitlig drift av systemet.
HVDC	Högspänd likström (high voltage direct current).
Icke-frekvensrelaterad stödtjänst	Definieras enligt Elmarknadsdirektivet som ”en tjänst som används av en TSO eller DSO för spänningsreglering i stationärt tillstånd, snabba inmatningar av reaktiv effekt, tröghet för upprätthållande av stabiliteten i lokala nät, kortslutningsström, förmåga till dödnätsstart och till ö-drift”.
Intradagsmarknaden	Intradagsmarknaden kan ses som ett komplement till dagen föremarknaden där marknadsaktörer kan handla sig i balans fram till en timme före driftperioden.
Lindningskopplare	En utrustning som används för att styra omsättningen på en transformator.
MACE	Användandet av moderna IT-lösningar, optimeringar, automatiska reserver och tillgänglig överföringskapacitet för att reglera ACE.
Maskade nät	Ett elnät som innehåller slutna slingor (maskor). Motsatsen är ett radiellt nät.
Motköp	Definieras enligt Elmarknadsförordningen som ”ett utbyte mellan elområden som initieras av systemansvariga mellan två elområden för att minska fysisk överbelastning”

N-1-händelse	En händelse från den så kallade felfallslistan, dvs den förteckning av händelser som upprättats i enlighet med artikel 33 SO
N-1-kriteriet	Elsystemet ska klara att hantera att en komponent faller bort och ha förmågan att anpassa sig till den nya driftsituationen och samtidigt upprätthålla områdets leveranssäkerhet.
Nätägare	De bolag som äger och förvaltar de olika nät som tillsammans utgör det svenska elnätet. Det är allt från de lokala nätbolag som ansluter hushållskunder till det nationella transmissionsnätet som ägs av staten och förvaltas av Svenska kraftnät.
Omdirigering	Definieras enligt Elmarknadsförordningen som ” en åtgärd, inbegripet begränsning av tilldelad kapacitet som aktiveras av en eller flera systemansvariga genom att ändra produktionsmönstret eller belastningsmönstret, eller båda, för att ändra fysiska flöden i elsystemet och minska en fysisk överbelastning eller på annat sätt säkerställa systemsäkerhet”
Producent	Aktör som producerar el
Reaktiv effekt	Den del av elektriska effekten som inte utför något arbete och där spänning och ström inte är i fas. Reaktiv effekt har dock en stark påverkan på elsystemets spänningar.

Reserver (för aktiv effekt)	Förbrukning eller produktion som kan regleras för att balansera elsystemet.
Rotationsenergi	Vissa elektriska maskiner, exempelvis synkronmaskiner som är direktkopplade till elnätet, skapar med hjälp av den energi som är lagrad i deras roterande massa tröghet mot frekvensändringar i elnätet.
Skyddstjänst	Definieras enligt ER som en ”tjänst som bidrar till en eller flera åtgärder i systemskyddsplanen”.
Stödtjänster	Definieras enligt Elmarknadsdirektivet som ”en tjänst som behövs för driften av ett överförings- eller distributionssystem, inbegripet balansering och icke-frekvensrelaterade stöd-tjänster men inte inbegripet hantering av överbelastning”.
Synkronområde	Ett elsystem som är synkront, det vill säga har gemensam nätfrekvens.
Systemansvarig för distributionssystem, (DSO)	Den nätkoncessionshavare som ansvarar för drift, underhåll och utbyggnad av distributionssystemet inom ett visst område samt dess sammanlänknings till andra system för att säkerställa att systemet på lång sikt kan uppfylla rimliga krav på distribution av el.
Systemansvarig för överföringssystem (TSO)	Den som ansvarar för drift, underhåll och utbyggnad av överföringssystemet inom ett visst område samt dess

	<p>sammanlänkningar till andra system för att säkerställa att systemet på lång sikt kan uppfylla rimliga krav på överföring av el. Ansvaret omfattar bland annat elsystemets stabilitet samt balansen mellan produktion och förbrukning av el i driftskedet.</p>
Tillsynsmyndighet	<p>De olika nätföretagen i elsystemet kontrolleras av en särskild myndighet. Den rollen innehas i Sverige av Energimarknadsinspektionen.</p>
Återuppbyggnadstjänst	<p>Definieras enligt ER som ”en tjänst som bidrar till en eller flera åtgärder i återuppbyggnadsplanen”.</p>
Överföringssystem	<p>Ett tekniskt och driftsmässigt sammanhängande ledningsnät som har en spänning om 220 kV eller mer, sträcker sig över flera regioner i Sverige och länkar samman det nationella elnätet med elnät i andra länder. I den nuvarande nationella lagstiftningen går detta under beteckningen transmissionsnät.</p>

---

Svenska kraftnät är ett statligt affärsverk med uppgift att förvalta Sveriges transmissionsnät för el, som omfattar ledningar för 400 kV och 220 kV med stationer och utlandsförbindelser. Vi har också systemansvaret för el. Vi utvecklar transmissionsnätet och elmarknaden för att möta samhällets behov av en säker, hållbar och ekonomisk elförsörjning. Därmed har Svenska kraftnät också en viktig roll i klimatpolitiken.

**SVENSKA KRAFTNÄT**

Box 1200  
172 24 Sundbyberg  
Sturegatan 1

Tel 010-475 80 00  
Fax 010-475 89 50

[www.svk.se](http://www.svk.se)

