

Ärende nr: 2022/3774

Datum: 2023-12-29

---

# Stärka försörjningstryggheten – deluppdrag 3

**Kartlägga hur elproduktion utifrån kraftslag bidrar och samverkar  
för att skapa en trygg elförsörjning**

---

# Svenska kraftnät

---

Svenska kraftnät är systemansvarig myndighet, med uppgift att på ett affärsmässigt sätt förvalta, driva och utveckla ett kostnadseffektivt, driftsäkert och miljöanpassat kraftöverföringssystem. Det omfattar ledningar för 400 kV och 220 kV med stationer och utlandsförbindelser. Svenska kraftnät 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**

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)

# Sammanfattning och förslag

## Uppdraget och dess avgränsningar

Regeringen har i december 2022 gett Svenska kraftnät i uppdrag att tillsammans med Energimyndigheten intensifiera arbetet med att stärka försörjningstryggheten i energisektorn på kort och lång sikt.<sup>1</sup> Denna rapport utgör avrapportering av deluppdrag 3.

Utgångspunkten i denna rapport är trygg elförsörjning i ett fredstida normalläge. De åtgärder som berörs är sådana som ligger inom ramen för rollen som systemansvarig för överföringssystem. Därmed berörs inte beredskapsperspektivet mer än översiktligt.

Svenska kraftnäts utgångspunkt i arbetet är att det i nuläget pågår många olika typer av åtgärder och aktiviteter för att stärka försörjningstryggheten i det framtida kraftsystemet. Rapporten ger en samlad bild av dessa åtgärder samt det fortsatta arbetet framåt.

I uppdraget avgränsas trygg elförsörjning till leveranssäkerhet, som i sin tur delas in i driftsäkerhet och tillräcklighet. Analyserna är således indelade i att kartlägga elproduktionens påverkan och bidrag på både driftsäkerhet och tillräcklighet, där tillräcklighet analyseras utifrån resurstillräcklighet och överföringskapacitet.

I analysen ges en kartläggning av kraftslagens bidrag till försörjningstrygghet där kraftslagen generellt hanteras utifrån synkront ansluten (planerbar) och kraftelektronikansluten (variabel) produktion.

## Kraftslagens påverkan på och bidrag till leveranssäkerheten

### **Kraftslagens påverkan på och bidrag till driftsäkerheten**

Synkront ansluten produktion bidrar med flera inneboende systemstabiliserande egenskaper till kraftsystemet som är till stor nytta för systemstabiliteten, så som mekanisk rotationsenergi. Det finns däremot

---

<sup>1</sup> Regeringen. Uppdrag att stärka försörjningstryggheten i energisektorn. I2022/02319.

begränsningar i hur snabbt den här typen av produktion kan reglera upp och ned.

Kraftelektronikansluten produktion har däremot snabbare reglerfunktioner och kan vara mer exakt i sin reglering. Den har möjlighet att bidra med syntetisk rotationsenergi och kan bidra med systemnyttor utifrån att tekniken är programmerbar och inte begränsas av mekaniska system.

Kraftelektronikansluten produktion bidrar dock med systemnyttor i begränsad utsträckning idag. Utveckling och ökad kravställning krävs för att detta ska realiseras i större skala.

Oavsett produktionsmix i framtiden kommer kraftsystemet bli allt mer komplext vilket påverkar driftsäkerheten. Det kan vara svårt att dra klara skiljelinjer mellan olika stabilitetsfenomen och därför krävs det ett helhetsperspektiv för att inte riskera suboptimering eller att nya problem skapas alternativt skjuts över till ett annat stabilitetsfenomen. Detta är inte någon nyhet, men i och med den ökade komplexiteten förstärks även denna aspekt.

Olika produktionsslag är aktiva vid olika tillfällen utifrån varierande driftförutsättningar. Oavsett produktionsmix i framtiden kan det finnas drifttimmar där i princip all produktion kommer från kraftelektronikanslutna anläggningar. Svenska kraftnät anser att alla större typer av produktionsslag och anläggningar i produktionsmixen ska bidra till systemstabiliteten och därmed en förbättring av stabilitetsfenomenen.

Det geografiska perspektivet är viktigt för flera stabilitetsfenomen, samt om anslutning sker till transmissionsnät eller regionnät. Oavsett kraftslag kan anslutning och lokalisering påverka driftsäkerheten.

### **Kraftslagets påverkan på och bidrag till tillräcklighet**

Planerbar produktion ger generellt ett större bidrag än väderberoende produktion per installerad effekt, men det betyder inte att det är så i den faktiska drifttimmen. Ny elproduktion krävs på sikt för att möta tillförlitlighetsnormen och vilka investeringar som är effektiva avgörs av en sammanvägning av kostnader och kapacitetsfaktorer. Andra aspekter är när i tiden investeringar i ökad elproduktion realiseras.

Geografisk placering av anläggningar (produktion och lager) är av stor betydelse för resurstillräckligheten eftersom behovet av el varierar över landet, vilket sannolikt kommer att förstärkas framöver. Lokalisering av ny elproduktion påverkar även hur effektivt det befintliga och planerade nätet kan utnyttjas.

# Åtgärder för att säkra leveranssäkerheten

## Åtgärder för att säkra driftsäkerheten

De förmågor som behövs för att säkerställa driftsäkerheten tillhandahålls genom kravställning på förmågor hos anslutande parter och genom anskaffning av tjänster, förmågor och åtgärder såsom stödtjänster, avhjälpande åtgärder, systemskydds- och återuppbyggnadsåtgärder.

Svenska kraftnät anser att den svenska lagstiftningen bör tydliggöra systemansvaret för de systemansvariga för distributionssystem i linje med elmarknadsdirektivet. Det bör också tydliggöras att systemansvariga för distributionssystem ska bidra med nyttor för kraftsystemet i stort.

*Förslag: Svenska kraftnät föreslår att den svenska lagstiftningen bör tydliggöra systemansvaret för de systemansvariga för distributionssystem i linje med elmarknadsdirektivet samt att det bör innebära att bidra till nytta för kraftsystemet i stort.*

Enligt krav i flera kommissionsförordningar (RfG<sup>2</sup>, SO<sup>3</sup>) krävs samordning och samråd för att komma överens om styrande principer inom till exempel områdena spänningsreglering och datautbyte.

- > Svenska kraftnät behöver ingå avtal med anslutande parter för att fastställa sådana överenskommelser.
- > Svenska kraftnät har initierat ett arbete för att utveckla kravställningen i befintliga avtal för att anpassa kravbilden till det förändrade kraftsystemet.

Svenska kraftnät arbetar med att utveckla kravställningen på anslutande parter, för t.ex. spänningsregleringsförmågor, förmågor på omriktaren hos kraftelektronikansluten produktion och krav på datautbyte.

Svenska kraftnät utnyttjar tekniska förmågor som kravställs genom anslutningsförordningarna (RfG och HVDC<sup>4</sup>) till systemskydds- och

---

<sup>2</sup> Kommissionens förordning (EU) 2016/631 av den 14 april 2016 om fastställande av nätföreskrifter med krav för nätanslutning av generatorer

<sup>3</sup> Kommissionens förordning (EU) 2017/1485 av den 2 augusti 2017 om fastställande av riktlinjer för driften av elöverföringssystem

<sup>4</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

återuppbyggnadsåtgärder. Exempel på sådana förmågor är EPC<sup>5</sup> och LFSM<sup>6</sup>. Svenska kraftnät deltar inom Norden för utveckling av dessa förmågor.

I dagsläget är resurser för dödnätsstart i återuppbyggnadsplanen beslutade enligt elberedskapslagen. En översyn inom Svenska kraftnät kommer att ske om dessa resurser istället ska anskaffas som återuppbyggnadstjänst enligt ER<sup>7</sup>.

### **Åtgärder för att stärka tillräckligheten**

För att hantera tillfällen då det kan uppstå resurstillräcklighetsproblem har Svenska kraftnät föreslagit en marknadsomfattande kapacitetsmekanism, i ett regeringsuppdrag som rapporterades 31 mars 2023.<sup>8</sup> Svenska kraftnät har utöver det föreslagit en utvidgning av befintlig effektreserv.<sup>9</sup> Svenska kraftnät har nyligen tillsammans med Energimarknadsinspektionen, Energimyndigheten och Swedac föreslagit olika typer av åtgärder för att främja flexibilitet i elsystemet.<sup>10</sup>

För en stärkt överföringskapacitet pågår ett antal insatser:

- > Fortsatt nätutveckling med utbyggnad och underhåll, i enlighet med aktuell nätutvecklingsplan. Ökad samverkan med distributionsnätsägare är här en nyckelfaktor.
- > Införande av flödesbaserad marknadskoppling (ökad kapacitetstilldelning).
- > Mothandel och omdirigering är en avhjälpande åtgärd för en kortsiktig lösning för att öka överföringskapaciteten.
- > Översyn av ny elområdesindelning vilket är en förutsättning för en effektiv kapacitetstilldelning.

## **Stödtjänster och avhjälpande åtgärder**

Svenska kraftnät utvärderar kontinuerligt, och justerar vid behov, marknader och krav för att uppfylla kraftsystemets behov givet de förändringar som sker.

---

<sup>5</sup> Emergency Power Control - förmåga i kraftsystemet som aktiveras i normaldrifttillstånd eller nöddrifttillstånd för att säkerställa systemets stabilitet och förhindra omfattande elavbrott.

<sup>6</sup> Limited Frequency Sensitive Mode - är en begränsad version av FSM där frekvensavvikelsen har nått gränsen för nöddrifttillstånd. FSM är en förmåga i normaldrifttillstånd där vissa kraftproduktionsenheter automatiskt och dynamiskt anpassar sin produktion baserat på frekvensförändringar i elnätet.

<sup>7</sup> Kommissionens förordning (EU) 2017/2196 av den 24 november 2017 om fastställande av nätföreskrifter för nödsituationer och återuppbyggnad avseende elektricitet

<sup>8</sup> Svenska kraftnät. Framtidens kapacitetsmekanism för att säkerställa resurstillräcklighet på elmarknaden. Svk 2022/3774

<sup>9</sup> Svenska kraftnät. Utvidgning av effektreserven. Svk 2022/3774

<sup>10</sup> Energimarknadsinspektionen. Främjande av ett mer flexibelt elsystem – Deluppdrag 5. Ei R2023:18

Just nu är fokus på utveckling av gemensamma marknader (både nordiskt och europeiskt beroende på produkt) såsom FCR<sup>11</sup>, MARI<sup>12</sup>, PICASSO<sup>13</sup> etc.

Svenska kraftnät arbetar på olika sätt med fokus på aktörsdialog och informationsspridning för att öka kunskapen om marknaderna. Till exempel pågår kontinuerligt arbete med att förbättra informationen på Svenska kraftnäts hemsida, aktörsmöten, kontinuerliga webinarium och fördjupad dialog med branschorganisationer.

Svenska kraftnät driver ett kontinuerligt förändrings- och utvecklingsarbete och ser aktivt över behovet av olika stödtjänster och avhjälpande åtgärder samt volymer för dessa stödtjänster/avhjälpande åtgärder. Ett exempel är den pilotstudie som genomförts för att skapa förståelse för hur variabla resurser kan förkvalificeras och bidra med stödtjänster.

Aktiviteter och planerat arbete inom befintliga marknader för stödtjänster och avhjälpande åtgärder:

FFR <sup>14</sup>	FCR	FRR <sup>15</sup>
Utredning av ersättning för rotationsenergi	Utveckling på nordisk nivå	aFRR-kapacitet infördes dec 2022
Utveckling på nordisk nivå	Implementering av nya tekniska krav	mFRR-kapacitet nationell infördes okt 2023
	Utveckling med förbättrad konkurrens och ökat utbud på marknaderna	mFRR-kapacitet nordisk planeras till Q4 2024
		mFRR-energi (MARI) – Svk ansluter prel 2026
		aFRR-energi (PICASSO) – Svk ansluter prel 2026
		Dimensionering av FRR – metod beslutades april 2023

<sup>11</sup> FCR (Frequency Containment Reserve, Frekvenshållningsreserv) är en stödtjänst som har till uppgift att stabilisera frekvensen vid frekvensavvikelse och är en grundläggande stödtjänst för att kunna balansera nätet.

<sup>12</sup> Manually Activated Reserves Initiative – europeisk marknadsplattform

<sup>13</sup> Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation - europeisk marknadsplattform

<sup>14</sup> FFR (Fast Frequency Reserve) är en avhjälpande åtgärder som syftar till att kompensera för brist på rotationsenergi vid plötsliga större obalanser

<sup>15</sup> FRR (Frequency Restoration Reserves, Frekvensåterställningsreserv) är en stödtjänst som syftar till att återställa FCR och återställa effektlöden mellan områden i elsystemet

## Sammanfattande slutsatser

Uppdragets slutsatser kan sammanfattas i följande punkter:

> **Försörjningstryggheten i elsystemet är i dagsläget god men kommer att utmanas i takt med ett förändrat framtida elsystem**

Svenska kraftnäts bedömning är att elförsörjningen för närvarande är robust och trygg. På medellång sikt kan dock resurstillräckligheten minska. En ökad mängd kraftelektronik i kraftsystemet kommer också att utmana driftsäkerheten framöver. På längre sikt, med ökande elbehov och utbyggnad av produktionen, kommer Svenska kraftnät tillsammans med andra aktörer, fortsatt behöva agera för att bibehålla en trygg elförsörjning och säkra leveranssäkerheten. Svenska kraftnät utvärderar kontinuerligt vilka åtgärder som kan behövas för att uppfylla kraftsystemets behov givet de förändringar som sker.

> **Mer elproduktion och flexibilitet behövs för att säkra leveranssäkerheten**

För att säkra leveranssäkerheten och öka resurstillräckligheten i kraftsystemet är det av största vikt att öka elproduktionen och flexibiliteten i systemet. Tillkomsten av ny elproduktion är något som till mycket stor del påverkar Svenska kraftnäts möjlighet att upprätthålla leveranssäkerheten i kraftsystemet. Marknadsomfattande kapacitetsmekanismer är instrument som kan ge upphov till långsiktiga förutsättningar för nya investeringar.

> **Alla kraftslag behövs för att säkra leveranssäkerheten**

För att fortsatt kunna ha ett driftsäkert och stabilt system behöver alla större typer av produktionsslag och anläggningar i produktionsmixen vara med och bidra till systemstabiliteten och förbättring av stabilitetsfenomenen. En diversifierad energimix är bra för försörjningstryggheten med avseende på flera faktorer så som bränsletillgång, förmågor, energi- och effekttillgång etc.

> **Geografisk placering och typ av produktion påverkar leveranssäkerheten**

För att möta de stora utmaningarna i kraftsystemet framöver bör det geografiska perspektivet inkluderas ytterligare och en mer långsiktig planering av kraftsystemet tas fram. En ökad tydlighet rörande var ny produktion skapar bäst nytta utifrån kraftsystemets tekniska egenskaper är viktig i sammanhanget.



> **Alla aktörer i kraftsystemet behöver ta ansvar för att säkra leveranssäkerheten**

Leveranssäkerhet innefattar många delar och aktörer med skilda ansvarsområden. Svenska kraftnäts möjligheter att säkerställa driftsäkerheten i överföringssystemet blir utmanande i och med att alltmer produktion och förbrukning ansluts till distributionssystemen. För att ha möjlighet att upprätthålla leveranssäkerheten blir det allt viktigare att regionnätsföretagen agerar som systemansvariga för distributionssystem och med kraftsystemets helhetsnytta i fokus. Svenska kraftnät anser att den svenska lagstiftningen bör tydliggöra systemansvaret för de systemansvariga för distributionssystem i linje med elmarknadsdirektivet samt att systemansvariga för distributionssystem ska bidra med nyttor för kraftsystemet i stort.

# Innehåll

<b>1</b>	<b>Introduktion .....</b>	<b>14</b>
1.1	Bakgrund .....	14
1.2	Uppdraget att stärka försörjningstryggheten i energisektorn.....	14
1.3	Avgränsningar och tolkning av uppdraget.....	15
1.4	Metodbeskrivning .....	16
1.5	Rapportstruktur .....	17
<b>2</b>	<b>Trygg elförsörjning .....</b>	<b>18</b>
2.1	Förutsättningarna för en trygg elförsörjning.....	18
2.1.1	Leveranssäkerhet .....	19
2.1.2	Driftsäkerhet.....	20
2.1.3	Tillräcklighet.....	23
2.1.4	Beredskap .....	26
2.1.5	Ö-drift .....	27
2.2	Elmarknaden som möjliggörare för en trygg elförsörjning.....	28
2.3	Hur trygg är elförsörjningen i nuläget?.....	29
<b>3</b>	<b>Utvecklingen i elsystemet på kort och lång sikt.....</b>	<b>31</b>
3.1	Kraftigt ökat elbehov framöver.....	31
3.2	Utvecklingen av elproduktion och effektbalans på kort sikt .....	32
3.3	Utvecklingen av elproduktionsmix på längre sikt .....	33
3.4	Utveckling av resurstillräckligheten över tid .....	35
<b>4</b>	<b>Kraftslagens påverkan på och bidrag till driftsäkerheten.....</b>	<b>38</b>
4.1	Ett förändrat kraftsystem kan påverka driftsäkerheten .....	39
4.2	Skillnader mellan traditionella produktions- och förbrukningsenheter och nyare teknik .....	39
4.3	Effekter på kraftsystemets stabilitet.....	40
4.4	Hur bidrar och samverkar kraftslagen till ökad driftsäkerhet? .....	42
4.4.1	Synkront ansluten produktion.....	42
4.4.2	Kraftelektronikansluten produktion .....	43
4.4.3	Spänningsstabiliteten påverkas av produktionens placering i nätet .....	44

4.5	Olika kraftslags påverkan på systemstabiliteten – sammanfattande diskussion .....	45
5	Kraftslagets påverkan på och bidrag till tillräckligheten .....	47
5.1	Kraftslagets påverkan på och bidrag till resurstillräcklighet .....	47
5.1.1	Kapacitetsfaktorer per kraftslag .....	48
5.2	Kraftslagets påverkan på och bidrag till överföringskapaciteten.....	50
5.2.1	Tillgänglighet.....	50
5.2.2	Prognososäkerhet.....	51
6	Åtgärder för stärkt driftsäkerhet .....	52
6.1	Tydliggör rollen som systemansvarig för distributionssystem .....	53
6.2	Fastställa krav i avtal och samordning.....	54
6.2.1	Nationellt systemansvarsavtal – nytt avtal som kompletterar befintliga .	55
6.2.2	Samordnade principer för spänningsreglering .....	55
6.2.3	Uppdatering och bättre efterlevnad av anslutningsavtal .....	56
6.3	Utvecklad kravställning på anslutande parter .....	56
6.3.1	Teknisk kravställning vid ökad integration av omriktare.....	56
6.3.2	Nätformande enheter .....	57
6.3.3	Dämpande reglering på anläggningar anslutna till regionnätet .....	57
6.3.4	Koordinering av dynamiska reglerförmågor .....	58
6.3.5	Krav på FSM, LFSM och EPC .....	58
6.4	Hantering av spänningsreglering och felströmsinmatning .....	59
6.5	Systemskydds- och återuppbyggnadsåtgärder .....	60
7	Åtgärder för stärkt tillräcklighet .....	62
7.1	Åtgärder för stärkt resurstillräcklighet .....	62
7.1.1	Marknadsomfattande kapacitetsmekanism .....	63
7.1.2	Utvidgning av effektreserven .....	64
7.1.3	Behov av flexibilitet .....	64
7.2	Åtgärder för stärkt överföringskapacitet.....	65
7.2.1	Fortsatt nätutveckling .....	65
7.2.2	Tilldelning av handelskapacitet .....	66
7.2.3	Mothandel och omdirigering .....	66
7.2.4	Ny elområdesindelning .....	67

<b>8</b>	<b>Stödtjänster och avhjälpande åtgärder .....</b>	<b>69</b>
8.1	Utveckling mot gemensamma och mer internationella marknader .....	70
8.1.1	Nya aktörer på marknaden .....	70
8.1.2	Införande av nya europeiska plattformar .....	71
8.2	Volym och utbud per kraftslag .....	71
8.3	FRR .....	74
8.3.1	Grundbehovet av rotationsenergi samt behov av prognoser .....	74
8.3.2	Utveckling av FRR .....	75
8.3.3	Marknad och upphandling .....	76
8.4	FCR .....	76
8.4.1	Dimensionering av FCR .....	77
8.4.2	Marknad och upphandling .....	77
8.4.3	Upphandlingsplan för FCR-D ned .....	78
8.4.4	Nordisk harmonisering av tekniska krav .....	78
8.4.5	Dynamisk och statisk FCR-D .....	79
8.4.6	Nya IT-säkerhetskrav .....	79
8.4.7	Införande av marginalprissättning .....	79
8.5	FRR .....	80
8.5.1	Utveckling av aFRR-kapacitetsmarknad .....	81
8.5.2	Utveckling av mFRR-kapacitetsmarknad .....	81
8.5.3	aFRR-energiaktiveringsmarknad .....	82
8.5.4	mFRR-energiaktiveringsmarknad .....	82
8.5.5	Dimensionering av FRR .....	83
8.6	Stödtjänster från variabla resurser och resurser med begränsad energireserv	84
8.6.1	Krav på uthållighet och återladdningsstrategier för LER .....	84
8.6.2	Pilotstudie för variabel produktion och förbrukning .....	85
<b>9</b>	<b>Sammanfattande slutsatser .....</b>	<b>87</b>
9.1.1	Försörjningstryggheten i elsystemet är i dagsläget god men kommer att utmanas i takt med ett förändrat framtida elsystem .....	87
9.1.2	Mer elproduktion och flexibilitet behövs för att säkra leveranssäkerheten .....	87
9.1.3	Alla kraftslag behövs för att säkra leveranssäkerheten .....	88
9.1.4	Geografisk placering och typ av anläggning påverkar leveranssäkerheten .....	89

9.1.5 Alla aktörer i kraftsystemet behöver ta ansvar för att säkra leveranssäkerheten .....	89
Appendix A. Underlag från LMA2023 .....	90
Appendix B. Uppföljning av åtgärdsplan .....	92

# 1 Introduktion

## 1.1 Bakgrund

Till följd av målsättningen om ett klimatneutralt samhälle och den förväntade stora ökningen av förbrukning av elektricitet genomgår elsystemet en snabb förvandling. I Sverige planerar flera mycket energiintensiva industrier ny verksamhet och har till stor del redan påbörjat investeringar i fabriker och anläggningar med stort behov av elektrisk energi.

Den kommande elektrifieringen förutsätter en ökning av elproduktionen, och en ökad flexibilitet, där tillkommande produktion förväntas till stor del bestå av förnybar, variabel, elproduktion vilket i sig ökar systemets volatilitet. Dessa energikällor är nästan uteslutande anslutna till elsystemet via kraftelektronik vilket föranleder en utveckling av de tekniska förmågorna kopplat till detta. Komplexiteten förstärks ytterligare av den situation som följde efter Rysslands invasion av Ukraina 2022, som ytterligare snabbade på utvecklingen av ett europeiskt energioberoende för att fasa ut användningen av fossil gas.

Som en del av den europeiska elmarknaden och centralt placerad i det nordiska synkronområdet har Sverige en omfattande integration mot de europeiska och baltiska synkronområdena. Detta ger oss tillgång till en större marknad, diversifierad produktion och ökad motståndskraft. Samtidigt som alla EU:s medlemsstater själva ansvarar för en trygg elförsörjning inom sina territorier har medlemsstaterna kommit överens om regelverk som harmoniserar hanteringen och förebyggande av olika typer av risker kopplat till leveranssäkerhet.

## 1.2 Uppdraget att stärka försörjningstryggheten i energisektorn

Regeringen har i december 2022 gett Svenska kraftnät i uppdrag att tillsammans med Energimyndigheten intensifiera arbetet med att stärka försörjningstryggheten i energisektorn på kort och lång sikt i regeringsuppdrag.

Regeringsuppdraget innehåller sex deluppdrag varav fyra rör Svenska kraftnät:

- > Deluppdrag 1 om utvidgning av effektreserven
- > Deluppdrag 2 om en kapacitetsmekanism
- > Deluppdrag 3 om att kartlägga hur elproduktion utifrån kraftslag bidrar och samverkar för att skapa en trygg elförsörjning

- > Deluppdrag 4 om åtgärder som vidtagits för att stärka försörjningstryggheten

Deluppdrag 1 och 2 har avrapporterats under våren 2023 (28 april respektive 31 mars) och deluppdrag 4 har rapporterats löpande under året (tre gånger) där den avslutande delrapporten kommer samtidigt med denna rapport den 29 december 2023.

Denna rapport utgör avrapportering av deluppdrag 3:

*Som ett led i att säkerställa driftsäkerhet, tillräcklig mängd el och överföringskapacitet på kort och lång sikt kartlägga hur elproduktion utifrån kraftslag bidrar och samverkar till att skapa en trygg elförsörjning. Svenska kraftnät ska med utgångspunkt i redovisningen av uppdraget beskriva arbetet med stödtjänster och avhjälpande åtgärder samt lämna förslag till ersättningsmodeller och regeländringar (I2020/02874), lämna uppdaterade förslag om hur stödtjänstmarknader inklusive skydds- och återuppbyggnadstjänster kan utformas för att ge incitament för potentiella stödtjänstleverantörer, både på produktions- och förbrukningssidan i syfte att bidra till en robust och effektiv elförsörjning. Deluppdraget ska redovisas senast den 29 december 2023.*

### 1.3 Avgränsningar och tolkning av uppdraget

Utgångspunkten i denna rapport är trygg elförsörjning i ett fredstida normalläge. Inte heller extremväder inkluderas. De åtgärder som berörs är sådana som ligger inom ramen för Svenska kraftnäts roll som systemansvarig för överföringssystem. Därmed berörs inte beredskapsperspektivet mer än översiktligt i avsnittet Förutsättningar för trygg elförsörjning. Analyser kopplade till elförsörjningen i händelse av höjd beredskap hanteras i Energimyndighetens uppdrag Energiförsörjningen i totalförsvaret<sup>16</sup>, där Svenska kraftnät bidrar med kunskap, och som ska redovisas senast den 29 december 2023.

Utgångspunkten i uppdraget är att kartlägga hur elproduktionen utifrån kraftslag kan skapa en trygg elförsörjning. I uppdraget avgränsas trygg elförsörjning till leveranssäkerhet, som i sin tur delas upp i driftsäkerhet och tillräcklighet. Analyserna är således indelade i att kartlägga elproduktionens påverkan på och bidrag till både driftsäkerhet och tillräcklighet, där tillräcklighet analyseras utifrån resurstillräcklighet och överföringskapacitet.

---

<sup>16</sup>[uppdrag-om-energiforsorjning-for-totalforsvaret.pdf \(regeringen.se\)](#)

Leveranssäkerhet analyseras ur ett helhetsperspektiv men tyngdpunkten i rapporten ligger på att beskriva utmaningar och möjligheter samt åtgärder kopplat till driftsäkerhet.

Svenska kraftnäts utgångspunkt i arbetet är att det i nuläget pågår många olika typer av åtgärder och aktiviteter på myndigheten för att stärka försörjningstryggheten i det framtida kraftsystemet. Rapporten ger en samlad bild av dessa åtgärder samt det fortsatta arbetet framåt.

Vid sidan av ökad elproduktion är en ökad förbrukningsflexibilitet kritiskt och givet i ett framtida system. En ökad förbrukningsflexibilitet kommer få en stor påverkan på systemet och även påverka vilka framtida åtgärder som behövs i systemet. Flexibilitet analyseras inte vidare i detta uppdrag utan har avrapporterats i ett separat regeringsuppdrag 15 december 2023.<sup>17</sup>

## 1.4 Metodbeskrivning

Analyserna av elproduktionen utifrån kraftslag utgår från de långsiktiga marknadsanalyserna (LMA) som Svenska kraftnät tar fram vartannat år. Analyserna i det här uppdraget baseras på preliminära bedömningar från LMA2023 (som publiceras i början av 2024). I LMA2023 tas olika scenier fram över utvecklingen i elsystemet till och med 2050 där resultat kring förbrukning, produktion och effekttillräcklighet fås.

För att analysera driftsäkerheten på kort och lång sikt görs kompletterade kvalitativa analyser av olika kraftsystemspecifika faktorer. Fördjupande analyser av resurstillräckligheten görs genom att ta fram kapacitetsfaktorer för olika kraftslag. För att bedöma påverkan på överföringskapaciteten görs kvalitativa analyser med utgångspunkt i Svenska kraftnäts erfarenhet som systemansvarig myndighet.

Ett grundläggande angreppssätt i analysen är en kartläggning av kraftslagens bidrag till försörjningstrygghet där kraftslagen generellt hanteras utifrån synkront (planerbar) och kraftelektronikansluten (variabel) produktion.

Med utgångspunkt i de utmaningar som lyfts i kartläggningen av elproduktionen utifrån kraftslag diskuteras och presenteras åtgärder för att möta behoven och utmaningarna framöver. Olika typer av åtgärder lyfts såsom tekniska, system- och marknadsåtgärder. Avseende stödtjänster och

---

<sup>17</sup> Energimarknadsinspektionen. Främjande av ett mer flexibelt elsystem – uppdrag 5. Ei R2023:18



avhjälpande åtgärder genomförs en uppdatering av pågående samt fortsatt arbete.

## 1.5 Rapportstruktur

I kapitel 2 diskuteras begreppet trygg elförsörjning och förutsättningarna för det. I kapitel 3 presenteras utvecklingen i kraftsystemet på kort och lång sikt med utgångspunkt i kortsiktig och långsiktig marknadsanalys. I kapitel 4 presenteras kraftslagets bidrag och påverkan på driftsäkerheten medan i kapitel 5 presenteras bidrag och påverkan på tillräckligheten. I kapitel 6 presenteras åtgärder för en stärkt driftsäkerhet givet utvecklingen (med undantag för stödtjänster och avhjälpande åtgärder). I kapitel 7 presenteras åtgärder för en stärkt tillräcklighet givet utvecklingen. I kapitel 8 ges en uppdatering av läget och fortsatt arbete för stödtjänster och avhjälpande åtgärder. Avslutningsvis presenteras sammanfattande slutsatser i kapitel 9.

## 2 Trygg elförsörjning

I det här kapitlet diskuteras trygg elförsörjning och dess förutsättningar, tillhörande regelverk samt ansvar och roller.

### 2.1 Förutsättningarna för en trygg elförsörjning

En trygg energiförsörjning är en av de tre grundpelarna för både svensk och europeisk energipolitik, vid sidan av ekologisk hållbarhet och konkurrenskraft. Det innebär övergripande att energi, i form av till exempel el och värme, ska levereras i önskad omfattning i tid och rum enligt användarnas behov och till en accepterad kostnad. Försörjningstrygghet är ett brett begrepp som framför allt handlar om energisystemets kapacitet, flexibilitet samt robusthet och som inom EU i första hand ska säkerställas genom välfungerade marknader.

En trygg elförsörjning i sin tur innebär övergripande att allmänhet, näringsliv och andra sektorer har tillgång till den el de efterfrågar, utan elavbrott eller andra störningar som kan hota samhällsviktiga funktioner, människors vardag, miljön eller den ekonomiska utvecklingen.<sup>18</sup> I riskberedskapsförordningen<sup>19</sup> definieras trygg elförsörjning som ett elsystems förmåga att garantera elförsörjningen till konsumenter, med en tydligt angiven prestandanivå som fastställs av de berörda medlemsstaterna. I nuläget saknas en fastställd prestandanivå för elförsörjningen i Sverige.

Även om elförsörjningen bedöms vara trygg innebär det inte att elsystemet alltid levererar el till 100 procent eftersom en avvägning mellan leveranssäkerheten görs mot kostnaden för den. Vad som anses vara en trygg försörjning, och behovet av det, kan dessutom variera mellan olika grupper i samhället. Stärkt försörjningstrygghet innebär ökade kostnader i investeringar och underhåll av elsystemet, kostnader som slutligen faller på elanvändarna.

Svenska kraftnäts syn på begreppet trygg elförsörjning innefattar begreppen leveranssäkerhet och beredskap, se Figur 1 vilket är ett sätt att definiera begreppet och som återkommer i många sammanhang.

---

<sup>18</sup> Svenska kraftnät. Årsredovisning 2022. Svk 2022/3063

<sup>19</sup> Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/941 av den 5 juni 2019 om riskberedskap inom elsektorn och om upphävande av direktiv 2005/89/EG

Trygg elförsörjning			
Leveranssäkerhet		Beredskap	
Tillräcklighet	Driftsäkerhet	Hantera kriser	Motstå angrepp
Elproduktion och nätkapacitet som säkerställer tillräcklig effekt under normala förhållanden	Elsystemets förmåga att bibehålla balans och stabilitet under olika driftsituationer	Beredskap för att på kort och lång sikt kunna hantera krissituationer såsom extremväder	Elsystemets/totalförsvarets förmåga att motstå angrepp såsom it-attacker eller fysiska attacker

**Figur 1.** Definition av trygg elförsörjning

Elsystemet ska vara leveranssäkert för att skapa försörjningstrygghet. Trygg elförsörjning innefattar även att Svenska kraftnät i händelse av höjd beredskap<sup>20</sup> har förmågan att upprätthålla balansen i elsystemet och leverera el tillsammans med elförsörjningens aktörer på ett sådant sätt att totalförsvarets behov tillgodoses. När det handlar om beredskap är det viktigt att kunna förebygga och hantera kriser samt att kunna motstå angrepp. Det förebyggande arbetet är viktigt för att minska risken att behöva hantera kriser.

Det framgår vidare av riskberedskapsförordningen att det är medlemsstaterna som har ansvaret för att säkerställa en trygg elförsörjning på sina territorier, samtidigt som Kommissionen samt andra aktörer inom unionen har ett ansvar för trygg elförsörjning inom sina respektive ansvarsområden. Välfungerande marknader och system med lämplig sammanlänkning är enligt förordningen den bästa garantin för trygg elförsörjning.

I den här rapporten beskrivs förutsättningarna för försörjningstrygghet utifrån framförallt leveranssäkerhet. Sammanfattningsvis är leveranssäkerheten i elsystemet beroende av flera olika ansvariga aktörer. För att uppnå en hög leveranssäkerhet behöver var och en av dessa aktörer både leverera utifrån sina ansvarsområden samt samverka med varandra.

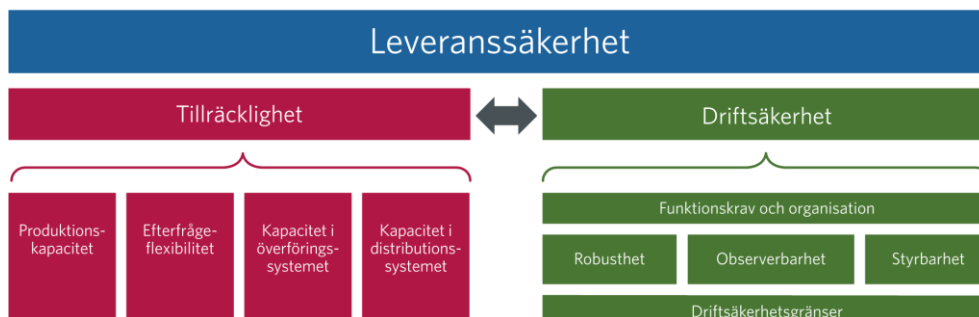
### 2.1.1 Leveranssäkerhet

Leveranssäkerhet är beroende av tillräcklighet och driftsäkerhet samt hur de påverkar varandra, se Figur 2. Tillräcklighet avser systemets resurser för att

---

<sup>20</sup> Höjd beredskap är antingen skärpt beredskap eller högsta beredskap och definieras i Lag (1992:1403) om total försvar och höjd beredskap, [Lag \(1992:1403\) om totalförsvaret och höjd beredskap | Sveriges riksdag \(riksdagen.se\)](http://www.riksdagen.se)

möta efterfrågan under samtliga timmar under året och driftsäkerhet avser systemets stabilitet i driftsfas.



**Figur 2.** Leveranssäkerhet är beroende av tillräcklighet, driftsäkerhet samt hur de påverkar varandra

Tillräcklighet och driftsäkerhet har en inbördes påverkan. Det betyder att förändringar i nät- och produktionskapacitet kan flytta gränsen för vad som är säker drift eller omvänt, att utmaningar i driftsäkerhet leder till behov av utbyggd produktions- eller nätkapacitet. Det ömsesidiga beroendet mellan tillräcklighet och driftsäkerhet beskrivs närmare i rapporten Mål för driftsäkerhet<sup>21</sup>.

### 2.1.2 Driftsäkerhet

Grundläggande för driftsäkerheten är att det finns relevanta funktionskrav och uppställda driftsäkerhetsgränser. Andra nödvändiga egenskaper är att elsystemet har en robusthet som omfattar bl.a. att tillräckliga marginaler finns för att kunna hantera störningar som uppträder. Robustheten skapas i utvecklingen och planeringen av åtgärder i kraftsystemet men även i hanteringen i driftskedet.

För att kunna vidta rätt åtgärder för att upprätthålla systemets driftsäkerhet krävs observerbarhet och styrbarhet, dvs. en förmåga i driftcentralerna att övervaka och möjlighet att styra systemets komponenter och anläggningar. Om anläggningar ansluts direkt till distributionssystemet kan detta få påverkan på styrbarheten och på hur stor möjlighet Svenska kraftnät har att styra dessa anslutande anläggningar av driftsäkerhetsskäl. Svenska kraftnät kan behöva gå via systemansvarig för distributionssystemet (DSO) som i sin tur anger till den anslutande anläggningen hur de ska reglera.

<sup>21</sup> Svenska kraftnät. Mål för driftsäkerhet. Svk 2022/2045

Svenska kraftnät har ansvaret för driftsäkerheten i överföringssystemet medan de systemansvariga för distributionssystemen har ansvar för driftsäkerheten i distributionssystemen.

I SO (Kommissionens förordning om fastställande av riktlinjer för driften av elöverföringssystem)<sup>22</sup> beskrivs driftsäkerheten som olika systemdrifttillstånd; normaldrifttillstånd, skärpt drifttillstånd, nöddrifttillstånd, nätsammanbrott och återuppbyggnadstillstånd. Hanteringen av normaldrifttillstånd och skärpt drifttillstånd hanteras inom ramen för SO medan nöddrifttillstånd, nätsammanbrott och återuppbyggnadstillstånd hanteras inom ramen för ER (Kommissionens förordning om fastställande av nätföreskrifter för nödsituationer och återuppbyggnad avseende elektricitet)<sup>23</sup>. De fem systemdrifttillstånden visas i figur 3.

#### Systemdrifttillstånden

Normaldrifttillstånd	Skärpt drifttillstånd	Nöddrifttillstånd	Nätsammanbrott	Återuppbyggnadstillstånd
Inom driftsäkerhetsgränser	Inom driftsäkerhetsgränser	Utom någon driftsäkerhetsgräns	Minst 50 % förbrukning fränkopplad	Har varit i nätsammanbrott
Åtgärder tillräckliga Klarar N-1	Åtgärder otillräckliga N-1 klaras ej	Aktiverat systemskyddsplan	Spänningslöst 3 minuter i kontrollområdet	Aktiverat återbyggnadsplan

**Figur 3.** De fem systemdrifttillstånden

De systemansvariga för överföringssystemen ska fastställa gränserna för driftsäkerhet genom att åtminstone ta hänsyn till de i SO angivna, eller av systemansvariga för överföringssystem fastställda, gränserna för spänning, kortslutningsström och termisk belastningsförmåga samt tidsbegränsad tillåten överlast. I SO finns också definierade parametrar för frekvenskvalitet som innefattar ett standardiserat frekvensområde samt maximal stationär och momentan frekvensavvikelse. Den dynamiska stabiliteten ska också övervakas och bedömas, minst en gång per år, för att identifiera stabilitetsgränser samt möjliga stabilitetsproblem i överföringssystemet.

<sup>22</sup> Kommissionens förordning (EU) 2017/1485 av den 2 augusti 2017 om fastställande av riktlinjer för driften av elöverföringssystem

<sup>23</sup> Kommissionens förordning (EU) 2017/2196 av den 24 november 2017 om fastställande av nätföreskrifter för nödsituationer och återuppbyggnad avseende elektricitet

Driftsäkerhet beskriver överföringssystemets förmåga att bibehålla normaldrifttillståndet eller återvända till normaldrifttillståndet så snart som möjligt. Att bibehålla normaldrifttillståndet innebär att överföringssystemet befinner sig innanför driftsäkerhetsgränserna i N-situationen, d.v.s. i den situation där inget överföringselement är otillgängligt på grund av en oförutsedd händelse, och att det klarar av en oförutsedd händelse, en störning, utan att gränserna för driftsäkerhet överträds med hänsyn taget till tillgängliga stödtjänster och avhjälpande åtgärder.

Skulle en störning inträffa ska den systemansvariga för överföringssystemet hantera störningen för att så snart som möjligt uppfylla (N-1)-kriterat igen. (N-1)-kriteriet, eller det dimensionerande felet som det också kallas, innebär att klara av den enskilt största händelsen eller felet som kan inträffa i det nordiska synkronområdet vid ett tillfälle, utan att gränserna för driftsäkerhet överträds. Det är den dominerande driftsäkerhetsprincipen för planering och drift av överföringssystemen i Sverige och i resten av Europa.

Eftersom dagens elmarknad endast matchar energivolym per timme, behövs stödtjänster för att balansera systemet inom leveranstimmen då produktionen inte sekund för sekund överensstämmer med förbrukningen. Svenska kraftnät ska anskaffa balanseringsstödtjänster på ett öppet, icke-diskriminerande och marknadsorienterat sätt. Vidare behövs för driften av överföringssystemet tillgång till tekniska förmågor i elsystemet som krävs genom exempelvis anslutningsförfordningarna (RfG<sup>24</sup>, DCC<sup>25</sup>, HVDC<sup>26</sup>) eller nationell lagstiftning. Om krav på tekniska förmågor inte räcker kan icke-frekvensrelaterade stödtjänster behöva utvecklas och hur det ska göras är fastställt i ellagen samt i förordning om elnätsverksamhet<sup>27</sup>. I de fall de tekniska förmågorna eller stödtjänsterna inte räcker utan det finns risk för överträdelser av driftsäkerhetsgränser ska dessa hanteras genom avhjälpande åtgärder eller genom åtgärder i systemskyddsplanen eller återuppbyggnadsplanen.

När överföringssystemet befinner sig i nöddrifttillstånd ska den systemansvariga, i enlighet med ER, aktivera sin systemskyddsplan. Systemskyddsplanen ska innehålla åtgärder för att återställa systemet till

---

<sup>24</sup> Kommissionens förordning (EU) 2016/631 av den 14 april 2016 om fastställande av nätföreskrifter med krav för nätanslutning av generatorer

<sup>25</sup> Kommissionens förordning (EU) 2016/1388 av den 17 augusti 2016 om fastställande av nätföreskrifter för anslutning av förbrukare

<sup>26</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>27</sup> [Förordning \(2022:585\) om elnätsverksamhet | Sveriges riksdag \(riksdagen.se\)](#)

skärpt drifttillstånd eller normaldrifttillstånd efter en störning som försatt överföringssystemet i nöddrifttillstånd.

Efter ett nätsammanbrott, eller då någon åtgärd ur återuppbyggnadsplanen aktiverats, befinner sig överföringssystemet per definition i återuppbyggnadstillstånd. Återuppbyggnadsplanen ska innehålla en högnivåstrategi, vilket innebär spänningssättning med hjälp av angränsande systemansvariga, och en lågnivåstrategi, vilket innebär spänningssättning utan hjälp av angränsande, för förnyad spänningssättning. Strategierna ska beskriva tillvägagångssätt för hantering av frekvensavvikelser och återsynkronisering.

### **2.1.3 Tillräcklighet**

Tillräcklighet delas upp i resurstillräcklighet som omfattar tillräcklig produktionskapacitet och efterfrågefleksibilitet samt tillräcklig överföringskapacitet i överföringssystem och distributionssystem (enligt Figur 2).

#### **2.1.3.1 Resurstillräcklighet**

Resurstillräcklighet är en bedömning av elsystemets sammantagna förmåga att med produktion och import täcka det förväntade effektbehovet av el på unions, medlemsstats- och elområdesnivå. I Elmarknadsförordningen<sup>28</sup> fastställs att det är medlemsstatens uppgift att övervaka resurstillräckligheten inom sitt territorium. På nationell nivå har denna uppgift delegerats till Svenska kraftnät<sup>29</sup>.

Elmarknadsförordningen anger att medlemsstater med resurstillräcklighetsproblem i första hand ska uppnå resurstillräcklighet genom väl fungerande marknader. Medlemsländerna ska därför först utveckla sina elmarknader så att nationella hinder som motverkar utvecklingen tas bort och se över om sammanlänknings- och grannlänkningsmekanismer kan öka. Skulle resurstillräcklighetsproblemet kvarstå trots att medlemsstaten inför åtgärderna i genomförandeplanen får medlemsstaterna under vissa omständigheter och under en begränsad tid införa stödåtgärder i form av kapacitetsmekanismer för att uppnå resurstillräcklighet. Motiveringen för införandet av en sådan mekanism baseras på resurstillräcklighetsanalyser på nationell och europeisk

---

<sup>28</sup> Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943 av den 5 juni 2019 om den inre marknaden för el

<sup>29</sup> Förordning (2007:1119) med instruktion för Affärsverket svenska kraftnät

nivå. Behov av och utformningen av en sådan mekanism måste godkännas av EU-kommissionen eftersom den omfattas av statsstödsregler.

För att få ha en kapacitetsmekanism måste medlemsstaten även ha en tillförlitlighetsnorm. En tillförlitlighetsnorm ska på ett transparent sätt ange den nödvändiga nivån för medlemsstatens försörjningstrygghet. Tillförlitlighet beskrivs ofta genom nyckeltalen förväntad energi ej levererad (expected energy not served, EENS) och förväntat antal timmar per år med förlorad last (loss of load expectation, LOLE). I enlighet med den beslutade metoden uttrycks tillförlitlighetsnormen enbart i LOLE.

I Sverige är tillförlitlighetsnormen fastställd till en timme med effektbrist per år, vilket innebär att produktion och import av el ska kunna täcka hela det förväntade förbrukningsbehovet av el 99,989 procent av tiden.<sup>30</sup> Sveriges tillförlitlighetsnorm är bland de striktaste i Europa med höga krav på leverans av el, i relation till andra länder. Energimarknadsinspektionen har i uppdrag att årligen beräkna tillförlitlighetsnormen och vid behov föreslå en ny norm.<sup>31</sup> Svenska kraftnät anser dock att normen inte bör ändras för ofta eller för mycket, detta för att kunna upprätthålla en långsiktig och stabil planering.

När det gäller produktionskapaciteten i systemet och hur den påverkar tillräckligheten är det viktigt att skilja på installerad effekt och tillgänglig effekt. Den installerade effekten kan vara hög medan nivån på tillgänglig effekt kan vara betydligt lägre. Svenska kraftnät övervakar tillräckligheten av produktionskapacitet på medellång sikt (1–10 år), som underlag för behovet av en nationell effektreserv eller andra former av kapacitetsmekanismer.

Resurstillräcklighetsbedömningen ska genomföras utifrån den metod som ENTSO-E tagit fram och som är godkänd av ACER, ERAA (European Resource Adequacy Assessment).<sup>32</sup> På Europeisk nivå genomför ENTSO-E en unionsomfattande resurstillräcklighetsbedömning en gång per år. De två resurstillräcklighetsanalyser som ENTSO-E tagit fram med den gemensamma metoden har inte blivit godkända av ACER. Varje medlemsstat har möjlighet att utföra en nationell bedömning av resurstillräckligheten utifrån samma metod.

På nationell nivå tar Svenska kraftnät fram två marknadsanalyser, en kortsiktig marknadsanalys (KMA) som avser kommande fem år och som genomförs årligen, samt en långsiktig marknadsanalys (LMA) som avser en tidsperiod om

---

<sup>30</sup> [Regeringen beslutar om en tillförlitlighetsnorm för Sverige - Regeringen.se](https://www.regeringen.se/press/2023/04/regeringen-beslutar-om-en-tillforlitlighetsnorm-for-sverige/)

<sup>31</sup> [Uppdrag att årligen beräkna tillförlitlighetsnormen för Sverige - Regeringen.se](https://www.regeringen.se/press/2023/04/uppdrag-att-arligen-berakna-tillforlitlighetsnormen-for-sverige/)

<sup>32</sup> [ENTSO-E – ERAA 2023 \(entsoe.eu\)](https://www.entsoe.eu/en/about/energy-security/eraa/)



20-30 år framåt i tiden som genomförs vartannat år. Tillräcklighetsanalyser ingår som delar i såväl KMA som LMA och utförs med en liknande metod som ERAA. De nationella analyserna följer i dagsläget inte alla tekniska krav som är fastställda i ERAA. Dock har resultaten från Svenska kraftnäts analyser inte nämnvärt skiljt sig från resultaten för Sverige i den europeiska resurstillräcklighetsbedömningen.<sup>33</sup> I detta arbete används den metod som under de senaste åren använts för Svenska kraftnäts resurstillräcklighetsstudier inom kraftbalansrapporten, KMA och LMA.

#### 2.1.3.2 Efterfrågefleksibilitet

Svenska kraftnät har även ansvar för att möjliggöra för efterfrågefleksibilitet på elmarknaden för att bidra till resurstillräcklighet. Inom EU pågår just nu ett arbete med att ta fram en ny Kommissionsförordning om efterfrågefleksibilitet. I nuvarande utkast finns bland annat förslag på bestämmelser för hur lokala flexibilitetsmarknader ska kunna etableras och organiseras samt hur de ska interagera med redan befintliga marknader, bestämmelser gällande villkorade avtal och hur dessa ska kunna samexistera med marknadsbaserade samt bestämmelser kring olika aggregeringsmodeller. Ett färdigt utkast ska skickas till EU-kommissionen senast den 10 maj 2024.

#### 2.1.3.3 Överföringskapacitet

Svenska kraftnät är ansvarig för att det ska finnas tillräcklig överföringskapacitet i överföringssystemet i dag, och att det på lång sikt kan uppfylla rimliga krav på överföring av el. De systemansvariga för distributionssystemen ansvarar på motsvarande sätt för överföringskapaciteten i distributionssystemet.<sup>34</sup>

Överföringskapaciteten t.ex. mellan olika elområden i Sverige beror på flera faktorer. Kapaciteten påverkas av den aktuella nättopologin, dvs. hur många planerade arbeten eller oplanerade störningar som pågår i nätet. Kapaciteten påverkas också av de aktuella väderförhållanden, där bl.a. omgivningstemperaturen och vindhastighet bestämmer hur mycket ström enskilda ledningar kan tillåtas överföra utan att överbelastas. Ju kallare och blåsigare det är desto mer ström kan ledningarna överföra. Svenska kraftnät arbetar med att införa s.k. dynamisk kapacitetsbestämning<sup>35</sup> för att öka

---

<sup>33</sup> Svenska kraftnät har fått i regeringsuppdrag att genomföra en nationell analys över resurstillräckligheten, i möjligast mån utifrån metoden ERAA. Uppdraget ska redovisas 16 februari 2024.

<sup>34</sup> Ellagen (1997:857)

<sup>35</sup> Dynamic Line Rating

överföringskapaciteten i det existerande nätet för att bättre utnyttja de faktiska förhållandena vid speciellt begränsande ledningar.

Överbelastning i överföringssystemet hanteras av den systemansvariga för överföringssystem på kort sikt med motköp eller omdirigering, medan strukturell överbelastning, d.v.s. sådana som är ofta återkommande, på längre sikt ska hanteras i enlighet med Elmarknadsförordningens krav gällande handlingsplaner med åtgärder eller översyn av elområden.

För att skapa förutsättningar för en gemensam europeisk elmarknad får inte systemansvariga begränsa den mängd sammanlänkningskapacitet som ska finnas tillgänglig för marknadens aktörer för att hantera överlast. Minst 70 procent av kapaciteten ska göras tillgänglig till marknaden samtidigt som driftsäkerhetsgränserna respekteras (70-procentsregeln). Det är möjligt att få ett undantag från kravet från berörd tillsynsmyndighet, men enbart fram till 31 december 2025. Från 1 januari 2026 behöver samtliga systemansvariga tilldela 70 procent sammanlänkningskapacitet för samtliga timmar.

#### **2.1.4 Beredskap**

Den här rapporten innefattar inte området beredskap. Dock inkluderas följande skrivningar för att klargöra Svenska kraftnäts uppdrag inom området.

Utöver att Svenska kraftnät är systemansvarig för överföringssystemet (transmissionsnätet), systemansvarig myndighet och transmissionsnätsföretag har myndigheten även ett utpekad ansvar inom civilt försvar och beredskap. Detta ansvar kan sammanfattas till följande roller:

- > Beredskapsmyndighet<sup>36</sup> som ska verka för god krisförmåga och totalförsvar.
- > Totalförsvarsmyndighet<sup>37</sup> som kan begära in uppgifter och kräva näringsidkares medverkan i totalförsvarsplaneringen.
- > Elberedskapsmyndighet<sup>38</sup> som kan besluta om beredskapsåtgärder som aktörer i elförsörjningen ska genomföra.<sup>39</sup>
- > Enligt 4§ i Svenska kraftnäts instruktion<sup>40</sup> ska Svenska kraftnät planera, leda och samordna elförsörjningens resurser i krig eller när regeringen

---

<sup>36</sup> Enligt förordning (2022:524) om statliga myndigheters beredskap.

<sup>37</sup> Enligt §1 förordning (1982:1005) om skyldighet för näringsidkare, arbetsmarknadsorganisationer m.fl. att delta i totalförsvarsplaneringen

<sup>38</sup> Enligt §1 förordning (1997:294) om elberedskap

<sup>39</sup> Elberedskapslagen (1997:288)

<sup>40</sup> Förordning (2007:1119) med instruktion för Affärsverket svenska kraftnät

beslutar, samt svara för långsiktig planering och inriktning av elproduktionen vid förbrukningsreglering av el.

Enligt elberedskapslagen (1997:288) får Svenska kraftnät besluta att elföretag ska vidta de beredskapsåtgärder som myndigheten beslutar om i syfte att säkerställa samhällets behov av elförsörjning vid svåra påfrestningar och höjd beredskap. De aktörer som kan bli föremål för beslut om beredskapsåtgärder är de som bedriver produktion av el, överföring av el och handel med el.

I uppdraget som elberedskapsmyndighet ska Svenska kraftnät bidra till att aktörerna inom den svenska elförsörjningen har beredskap för att förebygga, motstå och hantera störningar. Svenska kraftnät arbetar utifrån en inriktning för Sveriges elberedskap som består av fyra områden, inom vilka myndigheten fattar beslut om beredskapsåtgärder. Dessa områden är:

1. Upprätthållande av en sammanhållen nationell drift (robusthet)
2. Säkerställande av förmågan till reparation (reparationsberedskap)
3. Säkerställande av förmågan till lokala/regionala ö-drifter (ö-drift)
4. Säkerställande av förmågan till ledning och samband

### **2.1.5 Ö-drift**

Ö-drift i form av en beredskapsåtgärd, enligt elberedskapslagen på lokal eller regional nivå, syftar huvudsakligen till att upprätthålla elförsörjningen till samhällsviktiga funktioner inom ett begränsat område vid långvariga avbrott på intilliggande nät som är nödvändiga för elförsörjningen in till det aktuella området. Denna form av ö-drift kräver lokal elproduktion. Ett aktuellt exempel på beredskapsåtgärd enligt elberedskapslagen är då Svenska kraftnät beslutade om att Öresundsverket ska återställas för att hållas i beredskap och vara tillgänglig för ö-drift senast 2025.<sup>41</sup>

Begreppet ö-drift används också som beteckning på återuppbyggnadsåtgärd utgående från ER. I det fallet kan öar inom transmissionsnätet byggas upp, eller uppstå spontant, och därefter synkroniseras ihop.

---

<sup>41</sup> [Öresundsverket i Malmö blir kvar | Svenska kraftnät \(svk.se\)](#)

## 2.2 Elmarknaden som möjliggörare för en trygg elförsörjning

Det övergripande syftet med elmarknaden är att säkerställa en effektiv användning av resurser på kort och lång sikt. För marknadsdesignen innebär detta att målet är att skapa samhällsekonomiskt effektiva incitament för investeringar i olika typer av resurser, och en effektiv användning av existerade resurser.

Dagens elmarknadsdesign fungerar på det stora hela väl och bidrar till en trygg elförsörjning. De höga elpriserna under vintern 2022 och 2023 har visat att prisbildningen på den europeiska marknaden har skett enligt förväntan genom att resultera i höga priser under perioder med risk för bristsituationer, vilket har dämpat efterfrågan under dessa perioder<sup>42</sup>. Det senaste årets höga elpriser har inte orsakats av marknads utformning, utan framför allt av Rysslands invasion av Ukraina och uteblivna ryska gasleveranser, men också av omfattande icke planerade avbrott i den franska kärnkraften. Trots de stora utmaningar som den minskade tillgången till naturgas fört med sig har länderna i Europa lyckats bibehålla elsystemets leveransförmåga. Det internationella samarbetet och den europeiska marknaden är en förutsättning för ett effektivt och leveranssäkert kraftsystem.

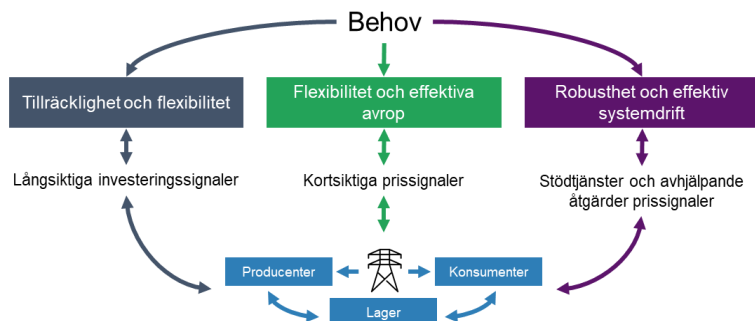
De höga elpriserna har gjort att principen om marginalprissättning ifrågasatts. Marginalprissättning utgör ett resultat av en konkurrensutsatt marknad med fri prissättning, och är därmed främst inte ett designval. Marginalprissättning är en förutsättning för ett effektivt nyttjande av de samlade resurserna. För att upprätthålla marknadens förmåga att bidra till leveranssäkerheten är det viktigt att marginalkostnader och nyttor får genomslag i priset, annars realiserar inte nödvändiga incitament. Eventuella stöd till konsumenter som kompensation för höga priser bör utformas så att incitament för sänkt efterfrågan, energieffektivisering och flexibilitet bibehålls.

Elsystemet och elmarknaden står inför stora förändringar i takt med att elektrifieringen får genomslag i industri och transporter. Elmarknadens utformning behöver därmed utvecklas för att möta utmaningar och möjliggöra en trygg elförsörjning även i framtiden. Utvecklingen bör ske med utgångspunkt och bas i dagens elmarknadsdesign så att dess styrkor förstärks

---

<sup>42</sup> Enligt Rådets förordning (EU) 2022/1854 av den 6 oktober 2022 om en krisintervention för att komma till rätta med de höga energipriserna, ska medlemsstaterna rapportera om förbrukningsreduktioner för att komma till rätta med de höga elpriserna. Detta genomförde Svenska kraftnät med en avslutande rapportering i mars 2023. <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2023/reduction-in-sweden-march-2023.pdf>

och svagheter mildras. En övergripande illustration över elmarknadens olika funktioner återfinns i Figur 4.



**Figur 4.** Elmarknadens utformning och funktion

För att säkra resurstillräckligheten behövs långsiktiga incitament så att investeringar som kan möta den stora ökningen i efterfrågan genomförs. För att möta utmaningar med resurstillräckligheten har Svenska kraftnät förslagit att en marknadsomfattande kapacitetsmarknad införs på sikt i Sverige.<sup>43</sup> Instrument och stödsystem för investeringar (till exempel Contract for Difference, CfD) bör utformas så att negativa effekter på elmarknaden och leveranssäkerheten undviks. Utformningen av elmarknaden behöver även spegla elnätets tekniska och fysiska förutsättningar på ett adekvat sätt. Detta blir än mer viktigt i ett system med en stor andel sol- och vindkraft för att säkerställa driftsäkerheten. För att säkerställa driftsäkerheten kan även befintliga stødtjänster behöva utvecklas och nya förmågor anskaffas. Modeller och instrument för detta bör väljas så att det blir samhällsekonomiskt effektivt.

## 2.3 Hur trygg är elförsörjningen i nuläget?

I nuläget saknas en prestandanivå för elförsörjningen (enligt riskberedskapsförordningen). En trygg elförsörjning här likställs med leveranssäkerhet i fredstida normalläge som i sin tur består av tillräcklighet och driftsäkerhet.

För att bedöma leveranssäkerheten på ett helhetligt sätt behöver alla dess ingående delar omfattas. I nuläget finns harmoniserade sätt att bedöma resurstillräcklighet jämfört med tillförlitlighetsnormen och uppföljning av

<sup>43</sup> Svenska kraftnät. Framtidens kapacitetsmekanism för att säkerställa resurstillräcklighet på elmarknaden. Svk 2022/3774

driftsäkerheten inom EU (hur resurstillräcklighet bedöms beskrivs i avsnitt 2.1.3).

Driftsäkerheten följs upp genom antalet driftstörningar på transmissionsnätet och utifrån det görs en bedömning av hur mycket energi och effekt som inte kan levereras. Dessa bedömningar presenteras i Svenska kraftnäts årsredovisning.<sup>44</sup> Vidare har Svenska kraftnät fått ett regeringsuppdrag för att ta fram ett förslag på norm för driftsäkerhet i fredstida normalläge.<sup>45</sup> Uppdraget ska redovisas 30 april 2024.

Svenska kraftnäts bedömning är att elförsörjningen i dagsläget är robust och trygg. Dock kan Svenska kraftnät ibland behöva begränsa överföringskapaciteter av driftsäkerhetsskäl. Därmed behöver Svenska kraftnät, tillsammans med andra ansvariga aktörer, framgent arbeta för att bibehålla den trygga elförsörjningen i takt med att elsystemet förändrar sig och utvecklas.

---

<sup>44</sup> Svenska kraftnät. Årsredovisning 2022. Svk 2022/3063

<sup>45</sup> [Uppdrag att lämna förslag till norm för driftsäkerhet i fredstida normalläge - Regeringen.se](#)

## 3 Utvecklingen i elsystemet på kort och lång sikt

Elsystemet står inför en stor utveckling framöver med ett ökat elbehov för att uppfylla klimatmålen vilket även medför en utbyggnad av elproduktion såväl som elnät. Både myndigheter och andra aktörer tar regelbundet fram scenarier över utvecklingsvägar i elsystemet för att bevaka och analysera utvecklingen. I det här kapitlet redogörs för resultaten från en gemensam myndighetsuppföljning av elektrifieringen samt Svenska kraftnäts kort- och långsiktiga marknadsanalyser, vilka ligger till grund för fortsatta analyser i rapporten.

### 3.1 Kraftigt ökat elbehov framöver

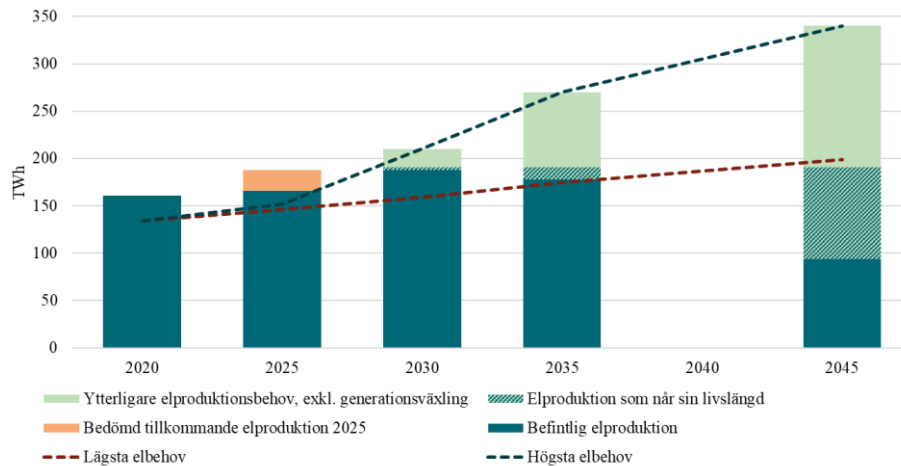
Svenska kraftnät tar tillsammans med Energimyndigheten, Energimarknadsinspektionen och Trafikverket fram en årlig uppföljning av elektrifieringen, där den andra uppföljningen presenterades 15 december 2023.<sup>46</sup> I rapporten presenteras gemensamma bedömningar av elbehovet på både kort och lång sikt samt hur mycket elproduktionen behöver byggas ut för att uppfylla behovet. Bedömningarna visas i Figur 5.

På kort sikt, d.v.s. fram till 2030 görs bedömningen att elbehovet ökar till spannet 160 – 210 TWh (jämfört med dagens 140 TWh). Till 2045 spänner myndigheternas scenarier upp ett utfallsrum för elbehovet på 200 – 340 TWh. Utvecklingen på längre sikt är osäker, och beror bland annat på utvecklingen inom elintensiv industri.

Elanvändningen skiljer sig åt mellan scenarierna men ökar i samtliga fall. En stor andel av den förväntade ökningen förklaras av omställningen av den svenska industrin som planerar att byta ut sin fossila energianvändning, exempelvis genom att producera vätgas till omställningen av stålindustrin, men även för användning inom andra sektorer som kemiindustrin samt för tillverkning av syntetiska bränslen. Dessutom tillkommer elbehov för direkt elektrifiering av transportsektorn med den övergång som sker till elfordon, andra industriella processer, samt etablering av nya industrier som batterifabriker och datacenter.

---

<sup>46</sup> Energimyndigheten. Myndighetsgemensam uppföljning av samhällets elektrifiering. ER2023:28



**Figur 5.** Bedömt ökat elbehov i kortsiktiga analyser och långsiktiga scenarier till 2045 (utfallsrummet mellan streckade linjer) jämfört med befintlig elproduktion, prognostiserat tillskott till 2025, elproduktion som når sin livslängd och ytterligare behov av elproduktion för att nå det högre elbehovet, TWh. Källa: Energimyndigheten och Svenska kraftnät

Om Sverige ska bygga ut elproduktionen för att möta det högre elbehovet 2045 så innebär det att ungefär 150 TWh ytterligare elproduktion behöver tillkomma, utöver de reinvesteringar som behövs för att ersätta de befintliga produktionsanläggningar som hinner nå sin livslängd till 2045. Ungefär 250 TWh tillkommande elproduktion behövs till 2045 om reinvesteringsbehovet inkluderas.

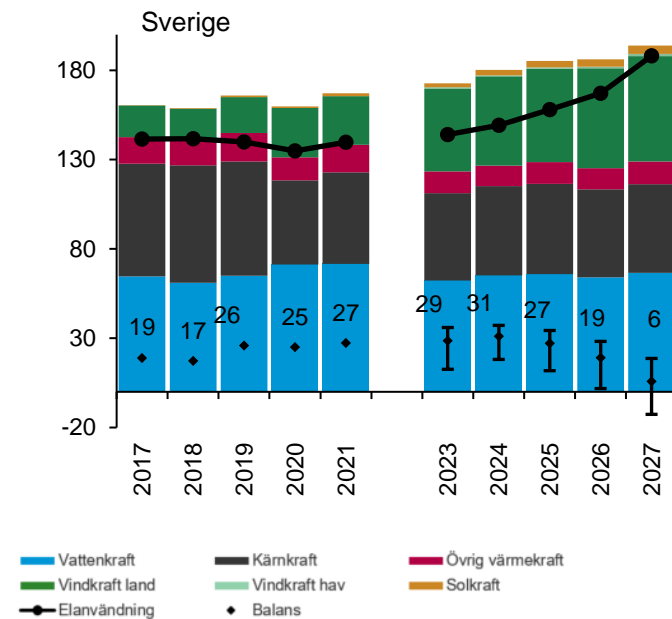
### 3.2 Utvecklingen av elproduktion och effektbalans på kort sikt

I Svenska kraftnäts kortsiktiga marknadsanalys, KMA, analyseras utvecklingen i elsystemet på kort sikt. I det här avsnittet sammanfattas resultaten från KMA2022.<sup>47</sup>

Sveriges energibalans är i medeltal positiv under analysperioden och Sverige fortsätter vara nettoexportör. Energiöverskottet minskar dock och mot slutet av perioden är energiöverskottet i medel 6 TWh i jämförelse med 28 TWh 2023, se Figur 6. För vissa väderår får Sverige en negativ energibalans 2027. Detta beror på en kraftigt ökad elanvändning och trots en stor utbyggnad av vindkraft så hinner inte produktionen byggas ut i samma takt som efterfrågan uppstår.

<sup>47</sup> Svenska kraftnät. Kortsiktig marknadsanalys 2022. SvK 2022/3235





Figur 6. Elproduktion i Sverige (KMA2022)

I KMA2022 analyserades effekttillräckligheten fram till 2027. Genom att simulera varje timme och jämföra tillgänglig produktionskapacitet och importmöjlighet med elanvändningen kan risken för effektbrist för varje elområde utvärderas. När produktion och import inte räcker till uppstår effektbrist, vilket mäts i LOLE (Loss Of Load Expectation) och EENS (Expected Energy Not Served). Den genomsnittliga simulerade risken för effektbrist är lägre än tillförlitlighetsnormen under början av analysperioden för att öka kraftigt mot slutet. Den höga effektbristen är i huvudsak en konsekvens av kraftigt ökad elanvändning samtidigt som produktion inte tillkommer i samma takt.

### 3.3 Utvecklingen av elproduktionsmix på längre sikt

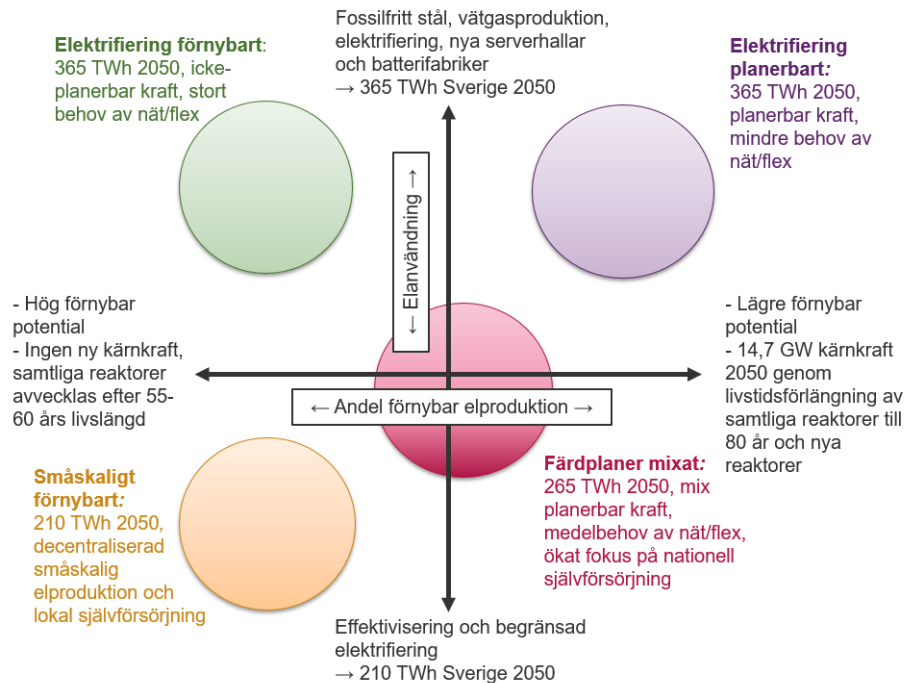
Svenska kraftnät tar fram en långsiktig marknadsanalys (LMA) vartannat år. LMA2023 kommer att publiceras först i början på 2024 och analyserna i denna rapport baseras därmed på preliminära bedömningar i LMA2023.

I LMA2023 har fyra olika scenarier analyserats fram till 2050:

- > Elektrifiering förnybart (EF)
- > Elektrifiering planerbart (EP)
- > Småskaligt förnybart (SF)

> Färdplaner mixat (FM)

En översikt av scenarierna visas i Figur 7.



Figur 7. Översikt av de fyra scenarierna i LMA2023, (preliminära siffror)

Störst förbrukning finns i scenarierna Elektrifiering förnybart (EF och Elektrifiering planerbart (EP), 365 TWh år 2050. Dessa scenarier ligger på motsatta sidor av spekrumet när det gäller produktionsmixen.

I EF-scenariot antas kärnkraften avvecklas helt i takt med att den tekniska livslängden för befintliga sex reaktorer uppnås. För att ersätta kärnkraften och samtidigt öka elproduktionen för att möta den stora förbrukningsökningen krävs en stor expansion av framförallt landbaserad vindkraft men även havsbaserad vindkraft kompletterat med solkraft.

I EP-scenariot byggs kärnkraften ut till ungefär den dubbla kapaciteten som finns idag, samtidigt som existerande reaktorer livstidsförlängs till 80 år. Den tillkommande kärnkraftsproduktionen antas vara av typen små modulära reaktorer (SMR). Utbyggnaden av kärnkraft minskar behovet av förnybar produktion och vindkraftens andel av produktionen, framför allt den havsbaserade, blir betydligt lägre jämfört med EF-scenariot.

Scenarierna Färdplaner mixat (FM) och Småskaligt förnybart (SF) har betydligt lägre elförbrukning, 265 TWh respektive 210 TWh år 2050. Den lägre

elförbrukningen beror till stor del på lägre förbrukning för fossilfritt stål och annan vätgasproduktion, samt färre nya elintensiva industrier. I SF-scenariot avvecklas kärnkraften på liknande sätt som i EF-scenariot. I FM-scenariot ligger istället kärnkraftsproduktionen kvar på en liknande nivå som idag, genom en kombination av livstidsförlängningar av befintliga reaktorer och ny kärnkraft.

Samtliga scenarier ställer krav på utveckling av förmågor i kraftsystemet för att säkerställa driftsäkerheten. Dock är kraven på att utveckla nya lösningar, som också kan realiseras, mer omfattande i scenarierna som antar 100 procent förnybar produktion.

I den här rapporten analyseras elektrifieringsscenarierna (EP och EF) vidare och används som en utgångspunkt i fortsatta analyserna av kraftsystemet. För beskrivning och utförligare analyser av samtliga scenarier hänvisas till kommande rapport för LMA2023.

Preliminära bedömningar kring produktion, förbrukning, installerad effekt samt andel omriktardriven produktion presenteras i Appendix A.

### 3.4 Utveckling av resurstillräckligheten över tid

Resurstillräckligheten analyseras regelbundet på såväl nationell som europeiskt nivå. En genomgång av resultat från dessa studier återfinns i tidigare rapportering<sup>48</sup>. Eftersom inga uppdaterade versioner av ovanstående analyser framkommit sedan dess återges här endast en kort summering.

Resultaten för svenskt vidkommande från den version av den europeiska tillräcklighetsanalysen ERAA som publicerades 2022 presenteras i tabell 1. Som tabellen visar överstiger LOLE den beslutade tillförlitlighetsnormen om en timme per år för elområde SE3 och SE4 för samtliga analysår. För övriga elområden i Sverige är LOLE=0.

---

<sup>48</sup> Svenska kraftnät. Svk 2022/3774

Elområde	2025	2027	2030
SE3	1,9	2,5	1,2
SE4	2,0	5,1	5,5

**Tabell 1.** Resultat från ERAA 2022 för elområde SE3 och SE4. Siffrorna anger LOLE (genomsnittligt antal timmar effektbrist per år)

Sammankopplingen mellan länder och områden innebär att länder har möjlighet att bidra till tillräckligheten i andra länder. Dock sammanfaller ofta tidpunkter för ansträngda situationer i närbelägna länder vilket innebär att möjligheterna för import under sådana situationer kan vara begränsade. Detta bekräftas av den korrelationsanalys som genomförts inom ramen för ERAA.

På nationell nivå genomför Svenska kraftnät tillräcklighetsanalyser inom arbetet med KMA och LMA. Analyser från KMA2022 visar att risken för effektbrist för Sverige är lägre än beslutad tillförlitlighetsnorm (om en timme per år) under början av analysperioden fram till 2025, för att sedan öka kraftigt under åren 2026-2027 givet att den elförbrukning som prognostiseras, utifrån de behov industrin anger, realiserar. LOLE för analysåret 2027 uppgår till 9,6 timmar för ursprungsfallet i KMA2022.

Sveriges vattenkraft ska få moderna miljövillkor. Detta följer en nationell plan och pågår till slutet av 2030-talet, men redan kommande år kommer flera GW av vattenkraft att omprövas. I september 2023<sup>49</sup> avrapporterade Svenska kraftnät ett regeringsuppdrag som kartlägger vilka konsekvenser omprövningarna kan få för elsystemet och en trygg elförsörjning och beskriver vilken negativ påverkan på vattenkraftens förmågor som är acceptabel ur ett elsystemperspektiv. Den genomsnittliga årliga produktionsminskningen blir 2–4 TWh och effekttillräckligheten försämras genom att LOLE (genomsnittligt antal timmar per år med effektbrist) ökar från 7 timmar till 9 eller 12 timmar (för de två miljöscenarion som bedöms mest genomförbara) för analysåret 2027. Detta bedöms som oacceptabla konsekvenser för elsystemet och flera åtgärder föreslås i uppdraget.

<sup>49</sup> Svenska kraftnät, Att kartlägga de konsekvenser för elsystemet som omprövning av vattenkraften medför m.m., Svk 2023/610

Tillräcklighetsanalyserna i den senaste publicerade versionen av LMA från 2021 pekar också på stora utmaningar gällande resurstillräckligheten för flertalet av de analyserade scenarierna. LMA2021 betraktade analysåren 2021, 2025, 2035 och 2045, där LOLE överstiger tillförlitlighetsnormen i hälften av scenarierna för 2035 och i majoriteten av scenarierna för 2045.

## 4 Kraftslagens påverkan på och bidrag till driftsäkerheten

I det här kapitlet analyseras hur kraftslagen i den nuvarande och i en framtida elproduktionsmix bidrar till och påverkar driftsäkerheten. Ett grundläggande angreppssätt i analysen är en kartläggning av kraftslagens bidrag till försörjningstrygghet där kraftslagen generellt hanteras utifrån synkront (planerbar) och kraftelektronikanslutnen (variabel) produktion. Åtgärder för att säkra driftsäkerheten lyfts därefter i kapitel 6 och 8.

### Sammanfattande punkter

- > Svenska kraftnät, DSO:er och anslutande parter behöver planera för att alla större produktionsslag är med och bidrar till kraftsystemstabiliteten då olika produktionsslag är aktiva vid olika tillfällen.
- > Oavsett produktionsmix i framtiden kan det finnas drifttimmar där i princip all produktion kommer från kraftelektronikanslutna anläggningar.
- > Det är viktigt att samplanera och samoptimera en resurs för flera stabilitetsfenomen samtidigt. Det kan vara svårt att dra klara skiljelinjer mellan de olika stabilitetsfenomenen vilket kräver ett helhetsperspektiv för att inte riskera suboptimering eller att nya problem skapas alternativt skjuts över till ett annat stabilitetsfenomen.
- > Geografiska perspektivet är viktigt för flera stabilitetsfenomen, samt om anslutning sker till transmissionsnät eller regionnät. Oavsett kraftslag kan dessa faktorer påverka driftsäkerheten.

Skillnader mellan synkront och kraftelektronikanslutnen produktion och förbrukning:

<b>Synkront ansluten produktion och förbrukning</b>	<b>Kraftelektronikanslutnen produktion och förbrukning</b>
Historiskt konventionella sättet att ansluta till elnätet med mer välkänd påverkan på systemstabiliteten	Bidrar inte automatiskt med inneboende fysikaliska egenskaper till systemstabiliteten, utan respons sker via programmering och kodsvär
Bidrar med mekanisk rotationsenergi	Möjlighet att bidra med syntetisk rotationsenergi
Fysikaliska begränsningar i hur snabbt den kan reglera	Komplicerade reglersystem som kan påverka spänningsreglerförmågan
Rotorvinkelstabilitet mellan maskiner i nätet är ett komplext fenomen som växelverkar med systemfunktioner så som spänningsreglering och frekvensreglering	Är ofta isolerade från nätet genom omriktarna och deltar därmed inte naturligt i elektromekaniska rotorvinkelpendlingar som kan uppstå i systemet

## 4.1 Ett förändrat kraftsystem kan påverka driftsäkerheten

Som beskrivits i avsnitt 2.1.2 påverkas driftsäkerheten av hur överföringssystemets egenskaper förhåller sig till de fastställda gränserna för driftsäkerhet. Dessa gränser finns då sannolikheten för att det uppstår till exempel störningar, skador på anläggningar eller strömavbrott ökar om systemet ligger utanför gränserna. Gränserna behöver alltså kontinuerligt ses över i takt med att kraftsystemet utvecklas.

Nyproduktion kommer i framtiden antagligen att anslutas i högre grad till distributionsnätet än till transmissionsnätet vilket bland annat påverkar hur kravställning på till exempel spänningsreglering kan ske. Utöver detta ansluts fler mycket stora förbrukare till elnätet samt fler HVDC-kablar, vilket gör att effektflödena ändras i kraftsystemet. Det kan också uppstå störningar där stora volymer av produktion eller förbrukning plötsligt kopplas bort från systemet och därmed påverka systemstabiliteten negativt. Användandet av kabel jämfört med luftledning ökar också. Den utveckling som dock bedöms få störst påverkan på driftsäkerheten är ökningen av kraftelektronikanslutning, produktion och förbrukning, vilket ökar i samband med till exempel en ökad anslutning av vind- och solkraft samt stora elektrolysörer.

Att få det nya kraftsystemet robust kommer att kräva en omfattande utveckling av IT, kompetens, kraftsystemförmågor och verktyg. Detta är aspekter som är utmanande i dagsläget och som kommer bli än mer utmanande framöver.

## 4.2 Skillnader mellan traditionella produktions- och förbrukningsenheter och nyare teknik

Det historiskt konventionella sättet att ansluta till elnätet är med synkron produktion och konventionell förbrukning, vilka skiljer sig markant åt från kraftelektronikbaserade anläggningar. Kraftelektronikinstallationer har flera fördelar men det finns också negativa aspekter på både enhetsnivå och kraftsystemnivå. En synkrogenerator som är direkt infasad mot kraftsystemet roterar med samma hastighet som systemet. En förändring i kraftsystemet i närheten av synkrogeneratoren kommer att ge upphov till en förändring i generatorns magnetfält och genom magnetisk koppling påverka rotorn och turbinen utan någon kontrollåtgärd genom mjukvara. En sådan initial respons kommer däremot inte att inträffa hos en kraftelektronikansluten enhet.

Kraftelektronikinstallationer erbjuder snabbare respons och större flexibilitet i form av till exempel designkriterier och utformning, vilket är attraktivt i allt från stora vindkraftverk till konsumentelektronik som LED-lampor. Negativa

aspekter inkluderar idag en brist på de inneboende stabiliserande egenskaper som finns hos synkronmaskiner, men detta är något som kan ändras med utvecklingen av så kallade nätformande omriktare (grid forming converters)<sup>50</sup>. Det nya kraftsystemet, som kommer att få en mycket högre andel av enheter med kraftelektronik än idag, oavsett framtidsscenario, förväntas bli mer komplext vilket i sin tur kommer att förändra kraftsystemets tekniska prestanda.

Modern omriktarteknik har varit en stor möjliggörare för tillväxten av variabla energikällor såsom vind- och solkraft. Tekniken erbjuder flertalet intressanta funktioner vilka kan bidra med systemnyttor i ett framtida kraftsystem, i likhet med de systemnyttor som synkront ansluten produktion bidrar med automatiskt. Som exempel kan nämnas STATCOM-drift (se faktaruta) vilket möjliggör att en enhet kan bidra med spänningsreglering vid noll aktiv effekt och med låga interna förluster.

**STATCOM** = Static Synchronous Compensator. En kraftelektronikbaserad enhet som nyttjas för dynamisk spänningsreglering. Motsvarande funktionalitet från t.ex. VSC-baserade HVDC-kablar.

Moderna omriktaranslutna enheter såsom vindkraftverk, solcellsanläggningar och elektrolysörer kan utrusta sina omriktare med en STATCOM-funktion vilket tillåter dem att spänningsreglera även vid noll aktiv effekt.

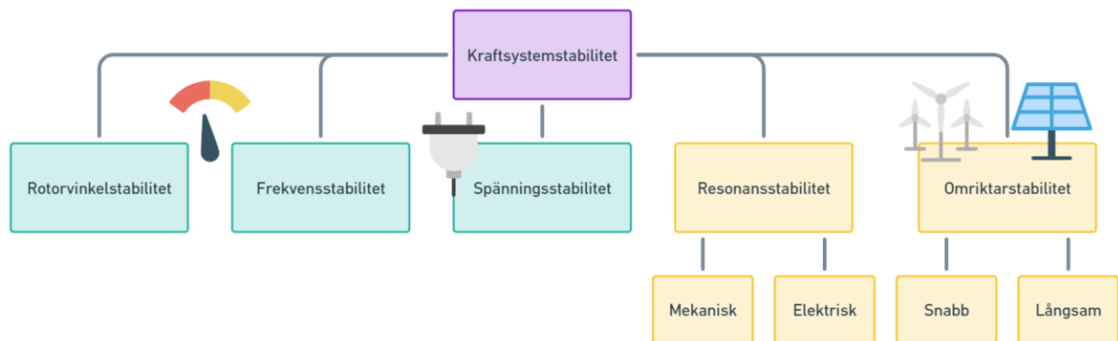
### 4.3 Effekter på kraftsystemets stabilitet

I och med att kraftelektronikinstallationer kommer utgöra en väsentlig del av det framtida kraftsystemet kommer de enskilda anläggningarnas prestanda att påverka den dynamiska prestandan hos hela kraftsystemet i större utsträckning än vad de gör idag. Förändringen i systemets tekniska prestanda med en större andel kraftelektronikanslutna enheter beror på flera olika aspekter av kraftsystemstabilitet. Fenomen för kraftsystemstabilitet kan kategoriseras enligt Figur 8.

---

<sup>50</sup> Dagens omriktare kategoriseras oftast som grid following converters (nätföljande omriktare). Denna typ av omriktare behöver en utomstående spänningsvågform (stabil spänning från elnätet) som den kan följa. Grid forming converters kan forma sin egen spänningsvågform och kan på så vis bidra med fler stabiliserande egenskaper än dagens omriktare.





**Figur 8.** Kategorisering av kraftsystemstabilitetsfenomen. De traditionella stabilitetsfenomenen är markerade i grönt. Två nyare stabilitetsfenomenen, som kan ses i gult, har introducerats i och med den allt högre andelen kraftelektronikanslutna anläggningar.

De klassiska stabilitetsfenomenen markerade i grönt inkluderar rotorvinkelstabilitet, frekvensstabilitet och spänningsstabilitet. Dessa stabilitetskategorier introducerades redan på 1920-talet, och flera systemstörningar har belyst vikten av att förstå och förutse dessa. Med en ökad andel kraftelektronikanslutna enheter kommer de tre klassiska stabilitetsfenomenen att påverkas. De olika egenskaperna hos kraftelektronikanslutna enheter jämfört med synkrogeneratorer och konventionella laster är en anledning. Förändringen i kraftflödesmönster, nätvillkor och passiva komponenters karakteristik är andra skäl.

Förutom effekterna på klassiska stabilitetsfenomen leder integrationen av kraftelektronikanslutna enheter till att nya omriktarrelaterade stabilitetsproblem uppstår. Därför har de klassiska stabilitetsklassificeringarna utökats 2020 med två nya kategorier, resonansstabilitet och omriktarstabilitet, som visas i gult i Figur 8.

I många systemhändelser är skillnaden mellan de olika stabilitetsfenomenen inte uppenbar och en stabilitetshändelse kan leda till en annan. Det kan vara svårt att dra klara skiljelinjer mellan de olika stabilitetskategorierna och ett helhetsperspektiv över alla stabilitetsfenomenen är viktigt för att inte riskera suboptimering eller att nya problem skapas alternativt skjuts över till ett annat stabilitetsfenomen. Detta är inte någon nyhet, men i och med den ökade komplexiteten förstärks även denna aspekt.

Det är också viktigt att belysa skillnaden mellan globala och lokala parametrar och deras påverkan på stabilitetsfenomenen. Frekvensstabilitet kan exempelvis delvis åstadkommas genom hög rotationsenergi som i princip kan komma från

valfritt distribuerade anläggningar inom kraftsystemet. Spänningsstabilitet kan å andra sidan råda inom vissa delar av kraftsystemet men inte inom andra och dessutom variera över tid beroende på marknadsutfall. Snabb omriktarstabilitet är att betrakta som lokal och beror till stor del på kvoten mellan synkron- och omriktaransluten produktion, medan långsam omriktarstabilitet klassas mer som en systemövergripande parameter. Dagens direktanslutna kärnkraft har genom historien bidragit till god spänningsstabilitet i södra Sverige givet sin placering och anslutningspunkt till transmissionsnätet. Om tillkommande kärnkraft i EP-scenariot däremot till större del skulle bli i form av SMR som hamnar längre ute på regionnät behöver den inte nödvändigtvis bidra till detta framöver.

## 4.4 Hur bidrar och samverkar kraftslagen till ökad driftsäkerhet?

Påverkan på de olika stabilitetsfenomenen diskuteras nedan uppdelat på synkront och kraftelektronikansluten produktion. Undantaget är spänningsstabilitet som lyfts under en egen rubrik (4.4.3) då påverkan för detta stabilitetsfenomen har ett starkt beroende av den geografiska placeringen utöver typ av produktion eller förbrukning.

### 4.4.1 Synkront ansluten produktion

Synkront ansluten produktion bidrar automatiskt med mekanisk rotationsenergi till kraftsystemet genom en fysikalisk direkt respons vid en förändring som sker i kraftsystemet. Den här typen av produktion hjälper därmed till att motverka ändringar i frekvensen vid snabba och stora störningar i systemet. Detta är en mycket viktig egenskap för frekvensregleringen och för att kunna hålla balansen i kraftsystemet, och därmed en stark faktor för att bibehålla driftsäkerheten i systemet vid stora störningar. Vid minskad mängd rotationsenergi i systemet krävs att åtgärder vidtas. Exempel kan vara att ersättning ges som incitament för att bevara den mängd rotationsenergi som redan finns idag eller användandet av en snabb frekvensreserv (FFR) vid tillfällen med låg rotationsenergi. Se vidare kapitel 6 och 8.

I ett scenario med mer planerbar produktion kommer den mekaniska rotationsenergin i systemet inte att sjunka lika mycket som vid ett scenario med mycket kraftelektronikansluten produktion. Därmed behövs inte lika mycket direkta åtgärder mot en minskad rotationsenergi vid ett sådant scenario för en bibehållen driftsäkerhet. Synkront ansluten produktion har dock begränsningar i hur snabbt den kan reglera på grund av inbyggda fysikaliska hinder i reglersystemen och bakomliggande fysiska möjligheter.

Exempel på det är att flödes hastigheten på vatten inte kan ändras hur snabbt som helst, vilket kan påverka möjligheten att mycket snabbt hjälpa till att hindra stora frekvensändringar. För frekvensförlopp på några sekunder och uppåt finns dock goda möjligheter att reglera produktion eller förbrukning.

En konsekvens av synkront anslutna enheter är att det kan uppstå elektromekaniska rotorvinkelpendlingar. Vid bortkoppling av en anläggning kan det uppstå så kallade interareapendlingar mellan roterande maskiner i nätet. Dessa, liksom alla andra pendlingar, behöver dämpas ut och i de flesta fall är systemet väldämpat, men vid höga effektlöden i kraftsystemet så försämras generellt stabilitetsmarginalerna. Detta kan därför medföra att överföringskapaciteten behöver begränsas för att upprätthålla stabiliteten hos elektromekaniska pendlingar. Tillgängliga handelskapaciteter sätts för att undvika att bestående pendlingar ska uppstå i händelse av fel och nätet dimensioneras även utifrån detta. De här problemen kan uppstå både på kort och lång sikt i kraftsystemet.

Det råder även en komplex interaktion mellan rotorvinkelstabilitet och spänningsreglering vilket också kan leda till destabiliserande händelser. Spänningsreglering från direktansluten, och traditionellt sett synkront ansluten, produktion är annars den dominerande resursen för bibehållen spänningsstabilitet. Synkront ansluten produktion kan bidra med spänningsreglering så länge generatoren är infasad mot nätet. En synkron generator har också en stor termisk tröghet vilket gör att generatoren kortvarigt kan överbelastas och därmed stötta lokalt med stor mängd reaktiv effekt, exempelvis vid en kraftig nätstörning.

#### **4.4.2 Kraftelektronikansluten produktion**

Kraftelektronikansluten produktion bidrar inte automatiskt till rotationsenergi i systemet då omriktaren i kraftelektronikanslutna anläggningar får sin respons på ändringar i kraftsystemet via programmering och kodsvär, och inte via direkta fysikaliska ändringar i systemet (som synkront ansluten produktion får). Detta medför att rotationsenergin i kraftsystemet blir lägre med en högre andel kraftelektronikansluten produktion, vilket medför att systemet blir känsligare för snabba frekvensändringar. Ett system med mindre rotationsenergi ställer därför högre krav på aktiva frekvensreserver med snabb aktiveringstid. Andra åtgärder skulle till exempel kunna vara att ställa krav på nätformande kraftelektronikanslutna enheter att bidra med syntetisk rotationsenergi.

En positiv effekt av kraftelektronikanslutna enheter är att de ofta är isolerade från nätet genom omriktarna och därmed inte naturligt deltar i elektromekaniska pendlingar som kan uppstå i systemet. Däremot kommer

implementationen av andra funktioner, såsom frekvens- eller spänningsreglering påverka förmågan till dämpning av pendlingarna. Det kan därför krävas extra kravställning på dämpningsförmåga på större enheter. Vid stora störningar kommer kraftelektronikanslutna enheter att påverka förmågan hos nära anslutna synkronmaskiner att förbli anslutna till nätet, eftersom de påverkar kraftflöden och spänningar under felen och i återhämtningsfasen. Denna påverkan kan vara både positiv och negativ och beror på kravställningen och designen hos reglersystemet för de kraftelektronikanslutna enheterna.

Fenomen i kraftsystemet kopplat till integration av en stor andel kraftelektronikanslutna anläggningar blir allt vanligare. Elektrisk resonansstabilitet och omriktarstabilitet påverkas till exempel av interaktioner mellan kraftelektronikanslutna anläggningar och/eller annan utrustning inom kraftsystemet, vilket beror på både andel och placering av anläggningarna. Det medför tekniska utmaningar under planeringen av nätet och ställer högre krav på driftpersonal i framtiden. Det krävs en djupare förståelse och specialisering för att identifiera och hantera de fenomen som kan uppstå, vilket bland annat kan fås via mer proaktiv modellering där dessa fenomen studeras.

#### **4.4.3 Spänningsstabiliteten påverkas av produktionens placering i nätet**

För att kunna nyttja så mycket potentiell spänningsreglering som möjligt bör produktionen i så stor utsträckning som det går ha en geografisk spridning och vara direktansluten till transmissionsnätet. Detta gäller både synkront ansluten och kraftelektronikansluten produktion. Som det ser ut idag, och även på längre sikt, ansluts dock allt mindre produktion direkt till transmissionsnätet och anslutning sker istället till distributionsnätet. Detta minskar möjligheterna för Svenska kraftnät att ställa krav på och styra de spänningsreglerande resurserna, detta då DSO:er blir kravställare gentemot anslutande part snarare än Svenska kraftnät. Historiskt sett och än idag är det den direktanslutna produktionen som tillhandahåller majoriteten av den spänningsreglering som behövs för att bibehålla tillräcklig spänningsstabilitet i överföringssystemet, vilket alltså innebär att det främst rör sig om synkront ansluten produktion.

Reglersystemen hos kraftelektronikansluten produktion är, i jämförelse med synkron produktion, komplicerade vilket påverkar förmågan till spänningsreglering. Nuförtiden har många kraftelektronikanslutna anläggningar förmågan att spänningsreglera vilket för det mesta har en betydande positiv inverkan på kraftsystemets spänningsstabilitet. Den här typen av anläggningar kan också spänningsreglera även då anläggningen inte producerar någon aktiv effekt, till skillnad från synkront ansluten produktion. För att detta ska ske är det dock viktigt att Svenska kraftnät kan kravställa på

att dessa förmågor ska finnas och användas, vilket Energimarknadsinspektionen därefter behöver godkänna. Se vidare i kapitel 6.

## 4.5 Olika kraftslags påverkan på systemstabiliteten – sammanfattande diskussion

Synkront ansluten produktion bidrar generellt med flera inneboende systemstabiliserande egenskaper till kraftsystemet. Det svenska kraftsystemet är uppbyggt samtidigt med att den synkrona produktionen anslutits tämligen koordinerat. Dagens kraftsystem är således designat för att fungera väl med de egenskaper som synkrongeneratorer har och bidrar med, vilket gör att det krävs en viss andel roterande maskiner med dess egenskaper för att dagens kraftsystem ska vara driftsäkert. I takt med att anslutande anläggningar utvecklas och förändras behöver även kraftsystemet i stort göra det för att vara fortsatt driftsäkert.

Kraftelektronikansluten produktion bidrar inte automatiskt med inneboende fysikaliska egenskaper till systemstabiliteten, utan den responsen sker via programmering och kodsvär. I takt med att nätformande omriktare blir verklighet finns det stor möjlighet att designa dessa så att de bidrar med liknande eller bättre egenskaper än en synkront ansluten anläggning gör. För att realisera detta krävs en etablerad teknisk definition på nätformande enheter, att det därefter krävs i lagstiftning eller avtal och sedan implementeras. Arbete pågår gemensamt mellan TSO:er i EU med framtagande av en teknisk definition på nätformande enheter.

I själva drifttimmen kan fördelningen av faktisk produktion mellan kraftelektronikansluten produktion och synkront ansluten produktion variera. Andelen av de aktiva produktionsslagen beror mycket på driftförutsättningarna vid den givna tidpunkten. För att säkerställa ett driftsäkert och stabilt system behöver de åtgärder som används vara designade för att kunna hantera ett system som i princip består av 100 procent kraftelektronikansluten produktion i drifttimmen, oavsett långtidsscenario. Detta är en stor omställning från de åtgärder som tidigare varit tillräckliga i det traditionella kraftsystemet och här Svenska kraftnät löpande utvecklar och vidtar åtgärder för att adressera dessa utmaningar (bland annat genom de åtgärder som presenteras i kap 6 och 8).

Kraftsystemet blir allt mer komplext med ökad variation i produktionsslag, ändrad förbrukning och ändrade flöden i nätet. Detta kommer i sin tur att öka integrationen mellan de olika stabilitetsfenomenen, där vissa fenomen kan stötta varandra, medan andra motverkar. Det är därför viktigt att samplanera

och samoptimera en resurs för flera stabilitetsfenomen samtidigt. Detta gäller både för redan anslutna anläggningar och för kommande anläggningar.

För att fortsatt kunna ha ett driftsäkert och stabilt system krävs att alla större typer av produktionsslag och anläggningar i produktionsmixen bidrar till systemstabiliteten och förbättring av stabilitetsfenomenen. Det ger en högre redundans om fler teknikslag är med på stödtjänstmarknaderna och bidrar positivt till stabilitetsfenomenen. Detta gäller inte bara produktion, utan även förbrukningsanläggningar och lagringsenheter behöver bidra med till exempel flexibilitet och förbättring av stabilitetsfenomenen för att kraftsystemet ska vara fortsatt leveranssäkert.

## 5 Kraftslagens påverkan på och bidrag till tillräckligheten

I det här kapitlet analyseras kraftslagens bidrag och påverkan på tillräcklighet, med avseende på resurstillräcklighet och överföringskapacitet.

### **Sammanfattande punkter**

#### Resurstillräcklighet

- > Olika kraftslag bidrar i olika omfattning till resurstillräckligheten, vilket speglas av deras kapacitetsfaktorer.
- > Planerbar produktion ger ett större bidrag till resurstillräcklighet än väderberoende produktion per installerad effekt (vilket inte betyder att det är så i den faktiska drifttimmen).
- > Ny elproduktion krävs på sikt för att möta tillförlitlighetsnormen. Vilka investeringar som är effektiva avgörs av sammanvägning av kostnader och kapacitetsfaktorer.
- > Geografisk placering av anläggningar (produktion och lager) är av stor betydelse eftersom behovet varierar över landet.

#### Överföringskapacitet

- > Lokalisering av ny kraftproduktion påverkar hur effektivt det befintliga och planerade nätet kan utnyttjas.
- > Olika kraftslag påverkar överföringskapaciteten på olika sätt, även om de skulle placerats på samma plats. De viktigaste faktorerna är deras förväntade tillgänglighet, hur väl produktionen kan prognosticeras, hur stora enheter som kan antas falla bort genom fel samt deras förmåga att bidra till systemnyttor som t.ex. spänningsreglering.

### 5.1 Kraftslagens påverkan på och bidrag till resurstillräcklighet

I det här avsnittet analyseras resurstillräckligheten i ett kortare perspektiv och hur de olika kraftslagen kan bidra. Avsnittet innehåller en kvantitativ analys över kraftslagens förväntade bidrag till resurstillräcklighet i marknaden 2026. Detta görs genom att beräkna tekniks specifika kapacitetsfaktorer (på engelska

de-rating factor) för en rad kraftslag med utgångspunkt från den modelleringsansats och antaganden om framtiden som gjordes i Svenska kraftnäts rapport Kortsiktig marknadsanalys från 2022 (KMA2022). Kapacitetsfaktorn är en indikator som uttrycker tillgängligheten hos ett givet kraftslag och det finns flera metoder för att beräkna kapacitetsfaktorer.<sup>51,52, 53, 54</sup>

I den här analysen indikerar kapacitetsfaktorn hur mycket förbrukningen i ett elområde kan öka när den installerade kapaciteten för ett kraftslag i samma elområde ökar, för att bibehålla en resurstillräcklighet i enlighet med tillförlitlighetsnormen (där inget svensk elområde ska vara över LOLE = 1,0).<sup>55</sup>

Bara bidrag till effekttillräcklighet från produktion har analyserats. Ingen tillförlitlig metod för att analysera bidragen från energilager eller användarflexibilitet har kunnat tas fram inom ramen för detta arbete.

### 5.1.1 Kapacitetsfaktorer per kraftslag

Resultaten visas i Tabell 2. Tabellen visar hur mycket extra förbrukning kan läggas till innan LOLE är tillbaka på 1,0 givet den tillkommande produktionen. I alternativen ”norr” har hälften av produktion och förbrukning placeras i SE1 och hälften i SE2 (och på samma sätt för SE3 och SE4 i alternativen ”söder”). Anledningen till att så pass mycket produktion lagts till (1 GW, eller 4 GW för vindkraft) är att få ett säkrare utfall i modellen. Vid små förändringar (t.ex. 100 MW) blir skillnaderna små och eftersom metoden är stokastisk kan slutsatser bli svåra att dra i de fallen.

---

<sup>51</sup> Metoden kan antingen vara probabilistisk genom att använda en modellbaserad metod (Belgien, Irland, Frankrike) eller en statisk metod baserad på historiska data på kraftslagets tillgänglighet under bristsituationer (UK). Den kan också vara tekniskspecifik (Belgien, Irland, UK, Frankrike) eller anläggningsspecifik. Den kan även beräknas som det genomsnittliga bidraget (UK, Frankrike och Belgien) eller som det marginella bidraget (Irland) under ansträngda timmar.

<sup>52</sup> Elia. (2019). Volume assessment methodology - Principles Derating Factors. retrieved from elia.be: [https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/users-group/ug/tf-crm/2019/20190426/02\\_deratings\\_20190426\\_tfcrm1.pdf](https://www.elia.be/-/media/project/elia/elia-site/users-group/ug/tf-crm/2019/20190426/02_deratings_20190426_tfcrm1.pdf)

<sup>53</sup> Elia. (2023). Adequacy and flexibility for study for Belgium 2024-2034.

<sup>54</sup> Eirgrid. (2018). I-SEM Capacity Market: Methodology for the Calculation of the Capacity Requirement and De-rating Factors.

<sup>55</sup> Till exempel skulle 1000 MW landbaserad vindkraft i SE3 kunna bära 100 MWh/h extra förbrukning i elområdet medan 1000 MW gasturbiner i samma elområde kanske istället bär 800 MWh/h extra förbrukning.



Kraftslag	Tillkommande produktion (MW)	Extra förbrukning (MW)	Kapacitetsfaktor
Vindkraft, land, norr	4000	460	11 %
Vindkraft, land, söder	4000	460	11 %
Vindkraft, hav, söder	4000	710	18 %
Kärnkraft, söder	1000	740	74 %
Gasturbiner, söder	1000	740	74 %
Kraftvärme, norr	1000	650	65 %
Kraftvärme, söder	1000	650	65 %
Vattenkraft, norr	1000	845	84 %

**Tabell 2.** Tabellen visar kapacitetsfaktorer för olika energislag, d.v.s. hur mycket extra förbrukning som kan anslutas givet den tillkommande produktionen.

Olika kraftslag bidrar i olika omfattning till resurstillräckligheten, vilket speglas av deras kapacitetsfaktorer. Planerbar produktion, så som vattenkraft, kärnkraft och kraftvärme, ger generellt ett större bidrag till resurstillräcklighet än väderberoende produktion per installerad effekt. Detta behöver dock inte betyda att det är så i den faktiska drifttimmen.

Det kan noteras att även Energimarknadsinspektionen har beräknat kapacitetsfaktorer för Sverige, vilket har utförts inom uppdraget om att beräkna tillförlitlighetsnormen för Sverige.<sup>56</sup> Metoderna skiljer sig dock åt och därför skiljer sig också resultaten från varandra även om det generella mönstret med att vindkraft har relativt låga kapacitetsfaktorer i jämförelse med planerbara kraftslag sammanfaller för de båda analyserna.

Om utgångsläget hade varit en annorlunda jämvikt (t.ex. LOLE = 10h istället för som här, 1h) kan kapacitetsfaktorerna se något annorlunda ut. Det finns ingen priskänslighet i simuleringen som används för detta arbete. Det är t.ex. möjligt att kraftvärmens skulle ha högre kapacitetsfaktor än resultatet ovan om priskänslighet beaktats.

---

<sup>56</sup> Energimarknadsinspektionen. Ei:s förslag till tillförlitlighetsnorm för Sverige. Ei R2021:05

Kraftslagens påverkan på lång sikt (t.ex. för året 2045) har inte analyserats separat. Det är dock sannolikt att med ett liknande utgångsläge (förbrukningen justeras tills LOLE är 1,0 i alla svenska elområden) skulle resultaten per kraftslag bli snarlika även för år 2045.

## 5.2 Kraftslagens påverkan på och bidrag till överföringskapaciteten

I det här avsnittet beskrivs övergripande hur de olika kraftslagen bidrar till och påverkar överföringskapaciteten, samt utnyttjandet av nätets maximala överföringsförmåga för en säker elhandel.

Ett påverkansområde som tidigare berörts är den geografiska placeringen av ny elproduktion, där en placering i underskottsområden i stort leder till ett lägre behov av överföringskapacitet än om den placeras längre bort och behöver transporteras dit den behövs. De olika kraftslagen har dock inte samma påverkan utan deras förmågor bidrar på olika sätt till hur mycket överföringskapacitet som säkert kan utnyttjas för att försörja förbrukningen. En viktig aspekt i denna del är antaganden om konsumtionen. Historiskt har förbrukning både hos privatkunder och industri följt väl kända dygns- och veckomönster och haft en tydlig koppling till omgivningstemperatur och dagsljus. I dag, och i än högre grad framöver, kommer flexibilitet i elanvändning att utgöra en viktig förutsättning för att hantera energiomställningens utmaningar. Flexibilitet berörs inte vidare i denna rapport där förbrukningen antas vara relativt fast. I realiteten kan resonemangen tolkas som att behovet av flexibilitet hos förbrukningen ökar för att motverka den större påverkan på överföringskapaciteten, eller överföringsbehovet, som vissa typer av kraftslag ger. Hur ett flexibelt elsystem ska främjas har avrapporterats i ett separat regeringsuppdrag.<sup>57</sup>

### 5.2.1 Tillgänglighet

Kraftslag har olika förväntad tillgänglighet vilket blir speciellt viktigt i perioder med hög förbrukning. Behovet av överföringskapacitet till ett område styrs av de förväntade underskott som behöver täckas av el som överförs in till området. Om mycket produktion i området är väderberoende och har låg förväntad elproduktion under de perioder då förbrukningen är som högst så kräver det en högre överföringskapacitet än om en större del av produktionen är planerbar med tillräckliga bränslelager. De kraftslag som historiskt har haft

---

<sup>57</sup> Energimarknadsinspektionen. Främjande av ett mer flexibelt elsystem – Deluppdrag 5. Ei R2023:18

hög tillgänglighet och/eller hög korrelation mellan kyla och elproduktion är vattenkraft, kärnkraft och kraftvärme.

### **5.2.2 Prognososäkerhet**

Elmarknadens utformning medför att utbud och efterfrågan balanseras i handeln dagen före drifttidpunkten. Buden baseras i det läget på prognoser över elproduktion och förbrukning. Utfallet kommer dock att skilja sig från prognoserna och de nödvändiga korrigeringar i elproduktion, som behöver göras för att hålla balansen, påverkar effektlödet i nätet. För att inte riskera att driftsäkerheten äventyras kan åtgärder behöva vidtas. Stor andel väderberoende produktion i ett område leder till högre prognososäkerhet än om elproduktionen varit planerbar. Detta medför att behovet att i driftögonblicket kunna öka överföringen av el från omgivande områden måste beaktas vid bestämning av överföringskapaciteten. Som nämndes ovan spelar flexibilitet och energilager en roll här, men också om andra elproduktionsanläggningar har förmåga att vara styrbara och öka sin produktion.

## 6 Åtgärder för stärkt driftsäkerhet

I detta kapitel beskrivs åtgärder för driftsäkerheten. Kravställning på anslutande part är grundläggande för hantering av spänningsreglering och felströmsinmatning samt att få tillgång till systemskydds- och återuppbyggnadsåtgärder. Andra åtgärder för att upprätthålla driftsäkerheten, så som stödtjänster och avhjälpande åtgärder, beskrivs vidare i kapitel 8.

### **Sammanfattande punkter**

Svenska kraftnät föreslår att den svenska lagstiftningen bör tydliggöra systemansvaret för systemansvariga för distributionssystem (DSO) i enlighet med elmarknadsdirektivet. Det bör också tydliggöras att DSO ska bidra med nyttor för kraftsystemet i stort.

Enligt krav i flera kommissionsförordningar krävs samordning och samråd för att komma överens om styrande principer inom till exempel områdena spänningsreglering och datautbyte.

- > Svenska kraftnät behöver ingå avtal med anslutande parter för att fastställa sådana överenskommelser.
- > Svenska kraftnät har initierat ett arbete för att utveckla kravställningen i befintliga avtal för att anpassa kravbilden till det förändrade kraftsystemet.

För en ökad driftsäkerhet arbetar Svenska kraftnät med att utveckla kravställningen på anslutande parter, för t.ex.:

- > spänningsregleringsförmågor
- > förmågor på omriktaren hos kraftelektronikansluten produktion
- > krav på datautbyte

Svenska kraftnät utnyttjar tekniska förmågor som krävstalls genom anslutningsförordningarna (RfG, HVDC) till systemskydds- och återuppbyggnadsåtgärder. Exempel på sådana förmågor är EPC och LFSM. Svenska kraftnät deltar inom Norden för utveckling av dessa förmågor.

I dagsläget är resurser för dödnätsstart i återuppbyggnadsplanen beslutade enligt elberedskapslagen. En översyn inom Svenska kraftnät kommer att ske om dessa resurser istället ska anskaffas som återuppbyggnadstjänst enligt ER.

Gällande kravställning på anslutande part är det flera delar som behöver hanteras fortsättningsvis. Det handlar bland annat om att den svenska lagstiftningen i större utsträckning behöver bli mer i linje med EU-regelverket,

att den tekniska kravställningen behöver utvecklas samt att Svenska kraftnät och DSO:er behöver samordna sig i många frågor.

Inom flera kommissionsförordningar, t.ex. SO och RfG, finns det krav på samordning mellan TSO och DSO för att komma överens om styrande principer, till exempel för spänningsreglering och datautbyte. För att fastställa sådana överenskommelser behöver Svenska kraftnät ingå avtal med anslutande parter. Även kravställningen i befintliga avtal behöver utvecklas för att anpassa kravbilderna till det förändrade kraftsystemet.

Svenska kraftnät har tillsammans med andra TSO:er och DSO:er en viktig roll i att påverka lagstiftningen när nya kommissionsförordningar tas fram eller befintliga revideras. I nuläget pågår bland annat en revidering av RfG, något som kan påverka flera viktiga områden kopplat till kravställning. Den 22 december 2023 skickade ACER in förslag på ändringar, efter konsultation hos berörda parter, till EU-kommissionen som därefter ska besluta om tillägg och ändringar.

## 6.1 Tydliggör rollen som systemansvarig för distributionssystem

*Förslag: Svenska kraftnät föreslår att den svenska lagstiftningen bör tydliggöra systemansvaret för de systemansvariga för distributionssystem i linje med elmarknadsdirektivet samt att det bör innebära att bidra till nytta för kraftsystemet i stort.*

Den svenska lagstiftningen ger systemansvariga för distributionssystem (DSO) ansvar för sitt elnät i egenskap av nätföretag. Svenska kraftnät anser att den svenska lagstiftningen bör tydliggöra systemansvaret för de systemansvariga för distributionssystem i linje med elmarknadsdirektivet. Att vara systemansvarig för distributionssystem bör innebära att bidra till nytta för kraftsystemet i stort.

I de flesta europeiska länder är 110-130 kV-näten typiskt en del av överföringssystemet. Anslutning av storskalig produktion och förbrukning till 130 kV-näten, eller direkt till högre spänningsnivåer, ger därmed systemansvariga goda möjligheter att säkerställa driftsäkerheten i överföringssystemet genom att de kan ställa erforderliga krav direkt på anläggningarna som ansluter.

Här skiljer sig Sverige från vad som är normen ur ett europeiskt perspektiv. Vid omregleringen under 1990-talet klassificerades 130 kV-näten i Sverige som en del av distributionssystemen och inte som en del av överföringssystemet. Detta medför att

- > storskaliga produktions- och förbrukningsanläggningar i Sverige generellt inte ansluts till överföringssystemet, utan till distributionssystemen
- > majoriteten av de distributionssystem som ansluts till överföringssystemet i Sverige är förhållandevis stora, drivs som maskade nät (vid normal drift har de minst två anslutningspunkter till överföringssystemet) och har förhållandevis stor påverkan på driftsäkerheten i överföringssystemet.

I och med att det ofta är en systemansvarig för distributionssystemen mellan produktions- och förbrukningsanläggningen och Svenska kraftnät, har Svenska kraftnät mindre möjlighet att ställa krav vid anslutningen, än om anläggningen anslutit direkt till överföringssystemet. Detta beror på att anslutningsförordningen ger den systemansvarige som anläggningen ansluter till störst rådhighet över kravställningen, medan den systemansvariga för överföringssystem får en underordnad roll. Följden blir att Svenska kraftnäts möjligheter att säkerställa driftsäkerheten i överföringssystemet blir utmanande i och med att allt mer produktion och förbrukning ansluts till distributionssystemen. Kravställningen blir också beroende av omfattande samordning med de systemansvariga för distributionssystem där det inte är säkert att Svenska kraftnät får gehör för överföringssystemets behov.

Även om den systemansvariga för distributionssystem ställer krav på anslutande anläggningar kanske det inte motsvarar de tekniska krav som behövs för driftsäkerheten i överföringssystemet. Det blir således allt viktigare att regionnätsföretagen agerar som systemansvariga för distributionssystem och bidrar med nytta för kraftsystemet i stort.

## 6.2 Fastställa krav i avtal och samordning

Inom flera kommissionsförordningar, såsom t.ex. SO och RfG, krävs samordning och samråd mellan systemansvarig för överföringssystem och systemansvarig för distributionssystem för att komma överens om gällande kravbild. Sådana områden är till exempel spänningsreglering och datautbyte. För att fastställa sådana överenskommelser behöver Svenska kraftnät ingå avtal med berörda parter. Även kravställningen i befintliga avtal behöver bättre följas upp eller utvecklas för att anpassa kravbild till det förändrade kraftsystemet.

### **6.2.1 Nationellt systemansvarsavtal – nytt avtal som kompletterar befintliga**

I rapporten Stödtjänster och avhjälpande åtgärder i ett energisystem under förändring<sup>58</sup> aviserade Svenska kraftnät att införa ett driftavtal som en åtgärd. Efter en förstudie har nu Svenska kraftnät beslutat att utarbeta ett Nationellt systemansvarsavtal att komplettera befintliga avtal med. Syftet är att kunna kravställa på kraftproduktionsmoduler, förbrukningsanläggningar och systemansvariga för distributionssystem i syfte att säkerställa att Svenska kraftnät får tillgång till den data som behövs eller kan utnyttja tekniska förmågor i överföringssystemet.

Det nationella systemansvarsavtalet kommer bestå av ett övergripande huvudavtal med bilagor för olika områden som Svenska kraftnät behöver kravställa inom. Sådana bilagor kommer att kunna reglera datautbytet, avbrottsplanering, nyttjandet av förmågor som t.ex. reaktiv effekt som följer av RfG, samt förmågor inkluderade i systemskyddsplan och återuppbyggnadsplan. Kraven i avtalet kommer således följa direkt av kraven i kommissionsförordningarna och är en förutsättning för att Svenska kraftnät ska leva upp till EU-regelverken.

### **6.2.2 Samordnade principer för spänningsreglering**

Som det beskrivits i kapitel 4 finns förmågan till spänningsreglering hos tillkommande produktion som oftast ansluter ute på regionnätet. Kravställning på producenter samt koordinering med systemansvariga för distributionssystem behöver utvecklas. Svenska kraftnät bedömer att det finns en ansenlig mängd produktion (variabel och planerbar) som ansluter till distributionssystemen vars förmåga till spänningsreglering och reaktiva kapacitet inte nyttjas på ett samhällsekonomiskt effektivt sätt. Det pågår ett arbete för att ta fram gemensamma principer och ändamålsenliga krav kring styrning av spänning och reaktiv effekt som är tekniskt gynnsamma för elnätet som helhet samt samhällsekonomiskt effektiva. Detta arbete bedrivs i samordning mellan Svenska kraftnät och systemansvariga för distributionssystem.

Detta är ett område som kommer att regleras inom ramen för det Nationella systemansvarsavtalet, se 6.2.1.

---

<sup>58</sup> Svenska kraftnät. Svk 2020/4162

### **6.2.3 Uppdatering och bättre efterlevnad av anslutningsavtal**

Vissa anslutningspunkter klarar inte av att uppnå kravet om reaktivt nollutbyte gentemot transmissionsnätet vilket ibland skapar problem för att hålla stationära spänningsnivåer. En bidragande orsak till detta är att region- och lokalnät byggts om från luftlina till kabel utan att fullt ut ha kompenserat för den ökade kapacitans som detta givit upphov till. Förmågan att kunna uppnå reaktivt nollutbyte är redan idag kravställd men befintliga anslutningsavtal saknar däremot en skrivelse kring påföljder om kravet inte uppfylls. Svenska kraftnät avser föreslå till Energimarknadsinspektionen att det i de Allmänna avtalsvillkoren införs påföljd (ett vite) i de fall som den anslutande parten, efter påkallan från Svenska kraftnät, inte lyckas efterleva kraven.

I pågående anslutningsärenden då en DSO vill höja inmatningseffekten till följd av anslutning av exempelvis vindkraft omfattar de nya anslutningsavtalen förmågan att kunna leverera spänningsreglering och reaktivt effektutbyte, något som inte har varit fallet tidigare.

## **6.3 Utvecklad kravställning på anslutande parter**

I takt med att elsystemet omvandlas behöver de tekniska kraven som ställs på anslutande parter till kraftsystemet utvecklas. Sådana krav kan till exempel handla om spänningsregleringsförmågor, förmågor på omriktaren hos kraftelektronikanslutna produktion eller krav på datautbyte.

Nedan följer några områden Svenska kraftnät ser att kravställningen behöver utvecklas inom för att möta utmaningarna i elsystemet.

### **6.3.1 Teknisk kravställning vid ökad integration av omriktare**

Den tekniska kravställningen behöver utvecklas i takt med att allt fler anläggningar ansluter till kraftsystemet via kraftelektronik istället för att vara synkront anslutna. Sådan kravställning är något som RfG behöver inkludera när den revideras. En förutsättning för denna utvecklade kravbild är att ta fram en gemensam teknisk definition på vad ”grid forming”, (nätformande egenskaper) innebär. Detta arbete är något Svenska kraftnät deltar i tillsammans med andra systemansvariga för överföringssystem på europeisk och nordisk nivå.

Kraftelektronikanslutna enheter som ligger nära andra kraftelektroniksystem kan påverka varandra så att systemets stabilitet och kraftsystemets dynamiska prestanda i sin tur påverkas negativt. Denna utveckling tillför komplexitet från planeringsstadiet till avvecklingsfasen av en anläggning. TSO, DSO, tillverkare och anläggningsägare behöver samordna sig för att säkerställa interoperabilitet



av omriktare. Det här är ett arbete som framförallt Svenska kraftnät och DSO:er behöver göra i sina roller som systemansvariga, ett arbete som delvis görs idag men som behöver utvecklas vidare.

När omriktarteknik ansluts till nätet kommer den interagera med befintliga installerade komponenter – exempelvis synkrogeneratorer, andra passiva element och andra anslutna omriktare. På grund av sina snabbare styrsystem kan moderna omriktare framkalla en rad förväntade, men också oväntade fenomen. En utökad kravställning med hänsyn till omriktares olinjära beteende är därför nödvändig för framtiden. Detta berörs i kommande uppdatering av RfG och behöver implementeras via framtida uppdateringar av nationella föreskrifter.

### **6.3.2 Nätformande enheter**

Nätföljande reglersystem har under många år varit det huvudsakliga verktyget för att synkronisera omriktare med elnätet vilket fungerat effektivt. En ökad andel kraftelektronikansluten produktion leder dock till att kraftsystemet förlorar tröghet i både spänning och rotorvinkelstabilitet som traditionellt har bidragit till att upprätthålla en stabil drift i händelser av fel eller andra transienta påfrestningar.

En viktig skillnad mellan nätföljande och nätformande enheter ligger i deras förmåga att hantera ö-drift, dödnätsstart och svaga nätsituationer. Nätföljande enheter är beroende av ett nät med tillräcklig tröghet för synkronisering, medan nätformande enheter själva kan forma spänning.

Det finns därför stora möjligheter att inkludera nätformande kravställningar för till exempel batterilager, vilket bland annat görs i förslaget till revideringen av RfG. Ett sådant batterilager kan generera en referensspänning, vilken andra omriktartekniker kan synkronisera sig mot. Genom att ställa krav på nätformande enheter kan dessa bidra med tröghet och dämpa omfattningen av spännings- och vinkelförändringar samt oönskade pendlningar.

### **6.3.3 Dämpande reglering på anläggningar anslutna till regionnätet**

I vissa fall kan det uppstå pendlningar i maskin-mot-starkt-nät-situationer, vilket är en situation när en enskild eller en liten grupp maskiner pendlar mot resten av nätet. Dessa situationer kan t.ex. bero på den komplexa interaktionen som finns mellan olika nödvändiga systemfunktioner. En av de vanligare orsakerna är att stabilitetsmarginalen hos elektromekaniska pendlningar minskar som en bieffekt av spänningsreglering.

Ett sätt att stabilisera maskin-mot-starkt-nät-pendlingar, utan att behöva begränsa den nödvändiga spänningsregleringen, är att begränsa effektproduktionen i det berörda regionnätet. Detta är dock inte en önskvärd åtgärd då det kan påverka andra stabilitetsparametrar såsom frekvensen och det kan även innebära en marknadspåverkan. För att undvika begränsning av effektproduktion undersöker Svenska kraftnät istället möjligheten att installera dämpande reglering på produktionsanläggningar i regionnät där dåligt dämpade elektromekaniska pendlingar förekommer.

### 6.3.4 Koordination av dynamiska reglerförmågor

Traditionellt har önskade systemförmågor upprätthållits genom kravställning på stora synkront anslutna producenter. Genom att ha en mindre omfattande kravbild för mindre producenter så underlättar detta för mindre anläggningar att ansluta till nätet. Detta har fungerat så länge andelen småproducenter är försumbar i jämförelse med större producenter. I takt med att mer och mer småskalig produktion (främst i form av kraftelektronikanslutna produktion) ansluter till nätet så ändras dock förutsättningarna. För att Svenska kraftnät och DSO:er ska kunna upprätthålla önskade systemegenskaper krävs det att även mindre synkrona och kraftelektronikanslutna producenter bidrar med olika förmågor såsom frekvensreglering, dämpning av rotorvinkelpendlingar och spänningsreglering. Detta kommer att behöva regleras i ny lagstiftning och det tas delvis upp i förslaget på den reviderade RfG.

### 6.3.5 Krav på FSM, LFSM och EPC

Det pågår flera arbeten på Svenska kraftnät kring att ta fram dokumentation riktad till anslutande parter kring överensstämmelseprovning och verifiering av kravuppfyllnad för anslutande parter kopplat till de befintliga kraven i t.ex. RfG och HVDC. I dessa arbeten ingår även att se över kraven och inställningarna på FSM, LFSM och EPC samt hur dessa ska provas på relevanta anläggningar. Utöver detta pågår det ett nordiskt arbete med att ta fram förslag på nödeffektåtgärder av begränsat frekvenskänslighetsläge (LFSM) och nödeffekt via EPC på HVDC mellan synkronområden, alltså hur olika synkronområden ska stötta varandra med

**EPC** (Emergency Power Control): EPC är en förmåga i kraftsystemet som aktiveras i normaldrifttillstånd eller nöddrifttillstånd för att säkerställa systemets stabilitet och förhindra omfattande elavbrott.

**FSM** (Frequency Sensitive Mode): FSM är en förmåga i normaldrifttillstånd där vissa kraftproduktionsenheter automatiskt och dynamiskt anpassar sin produktion baserat på frekvensförändringar i elnätet.

**LFSM** (Limited Frequency Sensitive Mode): LFSM är en begränsad version av FSM där frekvensavvikelsen har nått gränsen för nöddrifttillstånd. Kraftproduktionsenheter anpassar automatiskt och dynamiskt sin produktion baserat på frekvensförändringar i elnätet på samma sätt som för FSM. LFSM finns definierad för både över- och underfrekvensreglering.

nödeffekt över HVDC vid stora frekvensstörningar.

## 6.4 Hantering av spänningsreglering och felströmsinmatning

Som en följd av förslagen i rapporten Stödtjänster och avhjälpande åtgärder i ett energisystem under förändring<sup>59</sup> har Svenska kraftnät utrett behovet av att införa icke-frekvensrelaterade stödtjänster för spänningsreglering och felströmsinmatning.

På kort sikt bedömer Svenska kraftnät att en utvecklad kravställning och förbättrad samordning med systemansvariga för distributionssystem som den mest angelägna åtgärden att få på plats. Det är viktigt att Svenska kraftnät har rådighet över dessa förmågor i kraftsystemet.

En reaktiv effektkomponent i tariffen är också något som undersöks. Bedömningen är att en sådan skulle kunna vara träffsäker då Svenska kraftnät i det fallet endast skulle betala ut ersättning för sådant bidrag som kan mätas upp i anslutningspunkten till transmissionsnätet. Direktansluten produktion skulle då relativt enkelt kunna få ta del av incitamentet medan regionnätsägarna skulle behöva bli mer aktiva i sin styrning av produktion och reaktivt utbyte för att få ta del av de ekonomiska incitamenten.

Svenska kraftnät investerar fortlöpande i integrerade nätkomponenter för dynamisk spänningsreglering.<sup>60</sup>

När det gäller felströmsinmatning bedömer Svenska kraftnät att en utvecklad kravställning är den åtgärd som är mest angelägen att få till stånd på kort sikt, medan en pågående förstudie ska visa om, och i sådana fall vilka, åtgärder som kan vara effektiva på längre sikt.

Förutsättningar för och behov av att utveckla icke-frekvensrelaterade tjänster har utretts, men införandet av sådana tjänster bedöms för närvarande inte vara kritiskt.

---

<sup>59</sup> Svenska kraftnät. Svk 2020/4162

<sup>60</sup> En STATCOM-anläggning är sedan ett par år tillbaka i drift i Stenkullen och två till kommer inom närtid att tas i drift i Hamra och Hall. Ett inriktningsbeslut har också tagits för en ny synkronkompensator i Hallsberg.

## 6.5 Systemskydds- och återuppbyggnadsåtgärder

Svenska kraftnäts åtgärder och förfaranden för hantering av nöddrifttillstånd finns samlade i Svenska kraftnäts systemskyddsplan. Dessa åtgärder utförs av systemansvariga för distributionssystem eller av betydande nätanvändare, det vill säga av ägare till kraftproduktionsmoduler.<sup>61</sup> Så fort en åtgärd i systemskyddsplanen aktiveras befinner sig överföringssystemet per definition i nöddrifttillstånd.

Svenska kraftnät får tillgång till skyddsåtgärderna genom kravställning på obligatoriska förmågor i enlighet med anslutningsförordningarna (RfG, DCC, HVDC) eller i nationell lagstiftning. Exempel på skyddsåtgärder är automatisk överfrekvensreglering på HVDC-förbindelser via Emergency Power Control (EPC), begränsat frekvenskänslighetsläge för över- eller underfrekvens (LFSM-U/O), manuell förbrukningsfrånkoppling (MFK) och automatisk förbrukningsfrånkoppling (AFK). Dessa åtgärder skyddar systemet från att stora störningar förvärras eller sprids, där MFK och AFK används som en sista utväg.

För närvarande ses flera av skyddsåtgärderna över för att anpassas utifrån kraftsystemets nya förutsättningar. Enligt ER ska varje systemansvarig för överföringssystem ta fram en provningsplan för att regelbundet bedöma korrekt funktion avseende all utrustning och förmåga som beaktas i systemskyddsplanen och återuppbyggnadsplanen. Provningsplanen ska identifiera den utrustning och de resurser som är relevanta för systemskyddsplanen och återuppbyggnadsplanen och som måste provas. Svenska kraftnät fick sin provningsplan godkänd av Energimarknadsinspektionen den 22 juni 2023 med villkoret att inkomma med en kompletterad provningsplan senast 19 december 2023. Svenska kraftnät har kompletterat provningsplanen och skickat in den för godkännande. Energimarknadsinspektionen ska lämna sitt beslut inom 6 månader från att de mottagit förslaget.

Efter ett nätsammanbrott aktiveras återuppbyggnadsplanen. Om en åtgärd i återuppbyggnadsplanen skulle aktiveras befinner sig överföringssystemet per definition i återuppbyggnadstillstånd. På samma sätt som för systemskyddsåtgärderna är återuppbyggnadsåtgärder förmågor som Svenska kraftnät får tillgång till genom åtgärder i egna anläggningar, åtgärder hos systemansvariga för distributionssystem, hos betydande nätanvändare och hos

---

<sup>61</sup> Betydande nätanvändare är i enlighet med ER de som har ansvar att utföra de åtgärder i systemskyddsplanen som följer av bindande krav i RfG, DCC, HVDC eller nationell lagstiftning

högprioriterade betydande nätanvändare.<sup>62</sup> Dessa åtgärder får Svenska kraftnät tillgång till genom kravställning på förmågor i enlighet med anslutningsförförordningarna (RfG, DCC, HVDC) eller nationell lagstiftning.

De kraftproduktionsmoduler som tillhandahåller dödnätsstart och som ingår i Svenska kraftnäts lågnivåstrategi för förnyad spänningssättning är anskaffade genom beslut (Svk 2018/2753) som fattats med stöd av 3 § och 5 § i elberedskapslagen (1997:288). Svenska kraftnät kommer att utreda hur denna förmåga kan anskaffas i enlighet med ER från leverantörer av återuppbyggnadstjänster istället.

---

<sup>62</sup> Högprioriterad betydande nätanvändare = en betydande nätanvändare för vilken särskilda villkor gäller för bortkoppling och förnyad spänningssättning.

## 7 Åtgärder för stärkt tillräcklighet

I detta kapitel tas åtgärder upp som ligger inom Svenska kraftnäts ansvarsområde och som har en påverkan på tillräckligheten, inom följande områden resurstillräcklighet och överföringskapacitet.

### **Sammanfattande punkter**

#### Stärkt resurstillräcklighet

- > Svenska kraftnät har föreslagit en marknadsomfattande kapacitetsmekanism för stärkt resurstillräcklighet
- > Svenska kraftnät har föreslagit en utvidgning av effektreserven
- > Svenska kraftnät har, tillsammans med Energimarknadsinspektionen, Energimyndigheten och Swedac, föreslagit flertalet åtgärder för att främja flexibilitet i elsystemet

#### Stärkt överföringskapacitet

Svenska kraftnät arbetar med följande åtgärder inom området:

- > Fortsatt nätutveckling med utbyggnad och underhåll, i enlighet med aktuell nätutvecklingsplan. Ökad samverkan med distributionsnätsägare är en nyckelfaktor.
- > Införande av flödesbaserad marknadskoppling (ökad kapacitetstilldelning)
- > Mothandel och omdirigering är en avhjälpande åtgärd för en kortsiktig lösning för att öka överföringskapaciteten
- > Översyn av ny elområdesindelning pågår och är en förutsättning för en effektiv kapacitetstilldelning.

### 7.1 Åtgärder för stärkt resurstillräcklighet

Som presenterats i avsnitt 3.4 genomförs regelbundet nationella och europeiska analyser avseende resurstillräcklighet. Tillräcklighetsanalyser genomförda av Svenska kraftnät och ENTSO-E visar på utmaningar med resurstillräckligheten i Sverige i framtiden.

Medlemsstater med konstaterade resurstillräcklighetsproblem ska utveckla och offentliggöra en genomförandeplan med åtgärder för att undanröja alla konstaterade snedvridningar till följd av lagstiftning eller marknadsmisslyckanden som en del av processen för statligt stöd.

Energimarknadsinspektionen har föreslagit ett flertal åtgärder avseende balansmarknaden, styrmedel och efterfrågeflexibilitet för att förbättra elmarknadens funktion i sitt förslag till genomförandeplan som togs fram 2020.<sup>63</sup> Energimarknadsinspektionen har fått i uppdrag att årsvis, till och med 2025, avrapportera om ett antal av dessa. Svenska kraftnät anser att flera av åtgärderna i planen är bra och delar av planen redan är implementerad eller under pågående implementering. Svenska kraftnät vill dock understryka att dessa åtgärder inte är tillräckliga för att långsiktigt möta de förväntningar som finns på framtidens elsystem.

#### **7.1.1 Marknadsomfattande kapacitetsmekanism**

Enligt de senaste nationella analyserna från Svenska kraftnät och på europeisk nivå riskerar Sverige inom några år att inte uppfylla den fastställda svenska tillförlitlighetsnormen.<sup>64</sup> Svenska kraftnät bedömer att Sverige på sikt behöver införa en marknadsomfattande kapacitetsmekanism för att motverka att bristsituationer uppstår i framtiden.<sup>65</sup>

Motiveringen till införande av en marknadsomfattande kapacitetsmekanism är att Svenska kraftnät inte ser att en energy-only-marknad, inklusive de åtgärder som genomförs inom ramen för genomförandeplanen för elmarknaden utformning och funktion, är tillräckliga för att säkerställa en resurstillräcklighet enligt tillförlitlighetsnormen. Detta stärks av genomförda tillräcklighetsanalyser.

Kapacitetsmekanismer omfattas av regelverket för statsstödsregler och kräver ett godkännande från Europeiska kommissionen. Ansöknings- och godkännandeförfarandet för kapacitetsmekanismer ser olika ut beroende på vilken mekanism som avses. Processen för marknadsomfattande kapacitetsmekanismer är komplex och tidskrävande i jämförelse med en strategisk reserv.

Förslaget på en marknadsomfattande kapacitetsmekanism utgår från en auktionsbaserad modell där en central planerare handlar upp det samlade

---

<sup>63</sup> [Ei R2020:09 Genomförandeplan med tidsplan för att förbättra elmarknadens funktion](#)

<sup>64</sup> Resultat från tillräcklighetsanalyser på europeisk och nationell nivå återfinns i avsnitt 3.4

<sup>65</sup> Svenska kraftnät. Svk 2022/3774

kapacitetsbehovet ett antal år i förväg med relativt långa kontraktstider. Tanken med detta är att möjliggöra investeringar som krävs för att upprätthålla leveranssäkerheten i framtiden. Vidare innefattar förslaget bland annat en geografisk indelning av en kapacitetsmarknad för att spegla hur behoven skiftar över landet, samt tekniskspecifika kapacitetsfaktorer som avspeglar hur olika tekniker bidrar vid bristsituationer. En metod för att beräkna kapacitetsfaktorer, och indikativa resultat från sådana beräkningar, återfinns under avsnitt 5.1. En direkt möjlig tillämpning av sådana faktorer är således inom ramen för en marknadsomfattande kapacitetsmekanism.

### **7.1.2 Utvidgning av effektreserven**

För att säkerställa resurstillräckligheten till dess att en marknadsomfattande kapacitetsmekanism kan finnas på plats förordar Svenska kraftnät en fortsatt tillämpning av en strategisk reserv. I Sverige tillämpas idag en riktad kapacitetsmekanism i form av en strategisk effektreserv. Effektreserven kommer finnas kvar fram till 16 mars 2025, då de nuvarande avtalen löper ut. Svenska kraftnät har tidigare lämnat förslag på hur resurstillräckligheten ska säkerställas i samband med detta.<sup>66</sup>

### **7.1.3 Behov av flexibilitet**

En betydligt högre elanvändning tillsammans med en stor andel variabel elproduktion innebär större behov av flexibilitet i elsystemet för att upprätthålla effektbalansen i alla lägen. Det innebär också behov av ett mer effektivt nätnyttjande, där flexibilitet är en nyckelfaktor.

Inom ramen för regeringsuppdraget om att främja flexibilitet i elsystemet har Energimarknadsinspektionen, Svenska kraftnät, Energimyndigheten och Swedac gemensamt uppskattat hur mycket flexibilitet som kan möjliggöras fram till vintrarna 2023/24, 2025/26 och 2030/31 och föreslagit åtgärder för att potentialen för flexibilitet ska realiseras.<sup>67</sup>

Resultaten av uppskattningarna visar att behovet av flexibilitet ökar signifikant redan till vintern 2030/2031. För att hantera det ökande behovet av flexibilitet kommer det inte enbart att räcka med att använda befintlig infrastruktur och resurser mer effektivt. Utöver arbetet med nya marknadslösningar och digitalisering behövs även andra proaktiva åtgärder för att stödja införandet av flexibla förmågor i olika tidskalor. Det behövs nya resurser med förmågor till

---

<sup>66</sup> Svenska kraftnät. SvK 2022/3774

<sup>67</sup> Energimarknadsinspektionen. Ei R2023:18



energiflyttningar mellan dagar samt mellan veckor, och nya resurser med förmåga till att balansera elsystemet.

## 7.2 Åtgärder för stärkt överföringskapacitet

I takt med den pågående energiomställningen och den storskaliga etableringen av nya stora elförbrukare, och planer på mycket stora vindkraftsparker och ny kärnkraft, behöver överföringskapaciteten mellan produktion och förbrukning både ökas och anpassas.

Det framtida behovet av energiöverföring kommer sannolikt att mötas på olika sätt och med olika tekniker men en vidareutveckling av transmissionsnätet för el kommer att vara en viktig förutsättning för att nå målet om mer än dubblerad elförbrukning. I detta avsnitt beskrivs några av de områden som berörs av det långsiktiga arbetet med att stärka överföringskapaciteten.

### 7.2.1 Fortsatt nätutveckling

För att säkra tillräckligheten i överföringskapaciteten och kunna tillgodose det ökade behovet av överföringen av el behöver elnäten byggas ut, underhållas och ibland ersättas. Svenska kraftnät står inför en historisk omfattande utbyggnad av elnätet de kommande 10 åren för att öka överföringskapaciteten och möta det ökade elbehovet. Svenska kraftnät redovisar de nätförstärkningsåtgärder som är aktuella i en nätutvecklingsplan. Planen har tidigare varit en del av en mer omfattande systemutvecklingsplan men har i år publicerats i en egen rapport<sup>68</sup>. De största pågående åtgärderna som Svenska kraftnät genomför i transmissionsnätet beskrivs på även på Svenska kraftnäts hemsida<sup>69</sup>. Vilka nätåtgärder som ska göras baseras bland annat på den långsiktiga marknadsanalysen (LMA) och Svenska kraftnäts investeringsplan, som syftar till att visa var investeringar behövs för att öka överföringskapaciteten och undvika begränsningar i elnätet framöver.

En nära dialog och gemensamt arbetssätt med regionnät kring prognoser har utvecklats de senaste åren i en omfattning och detaljeringsgrad att det framöver kommer kunna tillämpas i nätplaneringsarbetet. Denna samverkan är en nyckelfaktor för att lyckas då gemensamma långsiktiga prognoser kan effektivisera tiden från identifierat behov till lösning, och därmed minska risken för kapacitetsbrist.

---

<sup>68</sup> Svenska kraftnät 2023: Nätutvecklingsplan 2024-2033

<sup>69</sup> <https://www.svk.se/utveckling-av-kraftsystemet/transmissionsnätet/transmissionsnatsprojekt/>

Nätåtgärder är åtgärder som görs i nätet, t.ex. utbyggnad av nya ledningar, underhåll och uppdateringar av stationer eller installation av spänningsreglerande utrustning som STATCOM. Investeringar tar ofta lång tid att genomföra och det kan därför behövas en del andra tillfälliga åtgärder för att avhjälpa behovet under tiden medan nätåtgärden införs. Ett exempel på detta är att överlast kan hanteras på fler sätt än att bygga ut nätet, t.ex. genom omdirigering och mothandel.

### **7.2.2 Tilldelning av handelskapacitet**

Sverige är indelat i elområden mellan vilka Svenska kraftnät tilldelar marknaden överföringskapacitet. Tilldelningen baseras på tekniska förutsättningar i nätet och prognoser gällande produktion, konsumtion och resulterande flöden, samt osäkerheter för dessa. För att säkerställa driftsäkerheten hos systemet tilldelas inte hela nätets kapacitet, marginaler behövs för att säkerställa driftsäkerheten. Elsystemets utveckling mot t.ex. mer varierande flöden skapar utmaningar vid kapacitetstilldelningen eftersom allt större marginaler i överföringskapacitet måste hållas tillbaka för att säkerställa driftsäkerheten.

För att möta detta implementeras en ny metod för kapacitetstilldelningen för dagen-före-marknaden; flödesbaserad kapacitetsberäkningsmetod<sup>70</sup>. Detta innebär ökade möjligheter att tilldela marknaden kapacitet utan att äventyra driftsäkerheten och ett mer effektivt utnyttjande av nätinфраstrukturen. Införandet av flödesbaserad marknadskoppling innebär att representationen av infrastrukturen i marknadsklareringen blir mer detaljerad jämfört med hur det ser ut idag. En sådan ökad detaljeringsgrad förutspås bli alltmer centralt för driftsäkerheten och marknadens förmåga att allokera kapacitet och resurser i framtiden.

### **7.2.3 Mothandel och omdirigering**

När begränsningar i överföringskapaciteten uppstår i nätet ska dessa åtgärdas genom i första hand marknadsbaserade lösningar. Åtgärder som begränsar handeln mellan medlemsstaterna får enbart användas i nödfall. På kort sikt kan överföringskapaciteten öka med avhjälpan åtgärder, såsom mothandel och omdirigering.<sup>71</sup>

---

<sup>70</sup> [Flödesbaserad kapacitetsberäkningsmetod | Svenska kraftnät \(svk.se\)](#)

<sup>71</sup> Syftet med mothandel/omdirigering är att hantera överlast inom ett elområde (omdirigering) eller mellan elområden (mothandel) för att garantera fastlagd handel utan att äventyra driftsäkerheten.

Den grundläggande modellen för att hantera flaskhalsar i Sverige är dock elområdesindelningen, vilken avser spegla de strukturella flaskhalsarna i systemet. Eftersom dagens indelning inte fullt ut speglar de flaskhalsar som uppstått i systemet sedan den nu rådande indelningen infördes, tillämpas även mothandel i de områden där det finns produktionsanläggningar för att öka överföringskapaciteten. Ett av syftena med detta är att uppfylla regelverket om att minst 70 procent av överföringskapaciteten per begränsande nätelement ska tilldelas marknaden<sup>72</sup>.

Motiveringen för en utökad mothandel (jämfört med den mothandel som sker för att garantera marknadsutfallet) grundar sig således främst på en inadekvat elområdesindelning. Det kan noteras att mothandel för detta ändamål kan vara samhällsekonomiskt motiverat i vissa fall, men att det också kan riskera underminera incitament för investeringar i underskottsområden. En alltför utbredd mothandel kan således på lång sikt bidra negativt till resurstillräckligheten i underskottsområden.

Svenska kraftnät har för vintern 2022/2023 och för perioden 1 december 2023 till 31 december 2025<sup>73</sup> upphandlat resurser för mothandel och omdirigering i syfte att uppfylla 70-procentsregeln. För att mothandel och omdirigering ska kunna bidra till en ökad tilldelning av handelskapaciteter är anläggningarnas placering i nätet av stor vikt. Det existerar dock ett starkt begränsat antal anläggningar med lämplig placering, vilket gör att potentialen för mothandel för uppfyllandet av 70-procentsregeln är begränsad. Tillämpningen av mothandel och omdirigering kommer bli mindre effektiv vid införandet av flödesbaserad beräkningsmetod.

#### **7.2.4 Ny elområdesindelning**

En korrekt elområdesindelning är en förutsättning för att kunna få till en effektiv gränsöverskridande kapacitetstilldelning. Ett av de grundläggande syftena med elområdesindelning är att genom prissignaler visa på var i nätet nätförstärkningar och ytterligare produktion behövs.

En översyn av elområdena pågår för närvarande<sup>74</sup>. Elområdesöversynen ska resultera i ett förslag om indelning i elområden, antingen att behålla befintlig

---

<sup>72</sup> Se Artikel 16 Allmänna principer om kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning, Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943 av den 5 juni 2019 om den inre marknaden för el.

<sup>73</sup> <https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/allmanna-nyheter/2023/svenska-kraftnat-har-avtalat-om-resurser-for-mothandel-och-omdirigering/>

<sup>74</sup> <https://www.svk.se/utveckling-av-kraftsystemet/systemansvar--elmarknad/elomradesoversyn/>

indelning eller att införa ny elområdesindelning. Översynen betyder alltså inte att nuvarande elområdesindelning automatiskt förändras.

Om det skulle bli ett beslut om en förändring av elområden kan förändringen vara genomförd som tidigast under 2027.

## 8 Stödtjänster och avhjälpande åtgärder

I det här kapitlet ges en uppdatering över fortsatt arbete med stödtjänster samt den avhjälpande åtgärden FFR. För mer bakgrund och tidigare aktiviteter kopplat till dessa tjänster och åtgärder hänvisas till Svenska kraftnäts rapport Stödtjänster och avhjälpande åtgärder (2021).<sup>75</sup> För uppföljning av aktiviteter från rapporten se Appendix B.

### Sammanfattande punkter

- > Svenska kraftnät utvärderar kontinuerligt, och justerar vid behov, marknader och krav för att uppfylla kraftsystemets behov givet de förändringar som sker.
- > Svenska kraftnät har, tillsammans med övriga TSO:er, fokus på utvecklingen av gemensamma marknader och plattformar (både nordiskt och europeiskt beroende på produkt), t.ex. FCR, MARI, PICASSO.
- > Svenska kraftnät arbetar på olika sätt med fokus på aktörsdialog och informationsspridning för att öka kunskapen om marknaderna.
- > Svenska kraftnät fortsätter att möjliggöra för nya teknikslag och aktörer att bidra på stödtjänstmarknaderna t.ex. nyss genomförd pilotstudie kring stödtjänster och utvecklad kravställning från variabla resurser och energilager.

Aktiviteter och planerat arbete inom befintliga marknader för stödtjänster och avhjälpande åtgärder:

FFR	FCR	FRR
Utredning av ersättning för rotationsenergi	Utveckling på nordisk nivå	aFRR-kapacitet infördes dec 2022
Utveckling på nordisk nivå	Implementering av nya tekniska krav	mFRR-kapacitet nationell infördes okt 2023
	Utveckling med förbättrad konkurrens och ökat utbud på marknaderna	mFRR-kapacitet nordisk planeras till Q4 2024
		mFRR-energi (MARI) – Svk ansluter prel 2026
		aFRR-energi (PICASSO) - Svk ansluter prel 2026
		Dimensionering av FRR – metod beslutades april 2023

<sup>75</sup> Svenska kraftnät. Svk2020/4162.

## 8.1 Utveckling mot gemensamma och mer internationella marknader

Svenska kraftnät ansvarar för att i realtid hantera balanseringen av svenska kraftsystemet samt att det är driftsäkert. För att göra det anskaffar Svenska kraftnät stödtjänster och avhjälpande åtgärder. Svenska kraftnät ansvarar för att säkerställa marknader för dessa tjänster där handeln ska ske på ett öppet, kostnadseffektivt och icke-diskriminerade sätt.

### 8.1.1 Nya aktörer på marknaden

För att kunna leverera stödtjänster till Svenska kraftnät behöver man idag antingen själv vara balansansvarig eller sluta avtal med ett annat företag som är balansansvarig. Det innebär att det endast är en balansansvarig som kan lämna bud på stödtjänstmarknader och för reserver där denne har balansansvar. Rollen som balansansvarig kommer delas upp i två nya aktörsroller; leverantör av balanstjänster (BSP) och balansansvarig part (BRP). Införandet av rollen BSP innebär att denne inte behöver vara BRP i anslutningspunkten från vilken denne levererar reserver. Detta torde innebära att en aktör som är aktiv på stödtjänstmarknaderna enklare kan nyttja resurser för leverans av reserver då fler resurser står till förfogande för en BSP. De nya rollerna fastställs i villkor som i enlighet med beslut från Energimarknadsinspektionen ska implementeras senast 17 maj 2024.

En viktig del av arbete med marknadsutveckling är att göra marknaderna mer likvida genom att öka antalet aktörer och teknikslag som deltar. Svenska kraftnät arbetar på olika sätt med fokus på aktörsdialog och informationsspridning för att öka kunskapen om marknaderna för reserver. Till exempel pågår ett kontinuerligt arbete med att förbättra informationen som är tillgänglig på Svenska kraftnäts hemsida, med syfte att öka förståelsen för dessa marknader.

Aktörmöten, kontinuerliga webinarium och fördjupad dialog med branschorganisationer är också exempel på arbete som pågår som syftar till kommunikation och ökad kunskapspridning. Vidare arbetar Svenska kraftnät för ökad transparens och mer lättillgänglig information till marknadens aktörer. Exempelvis publiceras sedan december 2022 upphandlad volym FCR per auktion och elområde samt priser per auktion. Publicering av data sker på informationsplattformen Mimer.

Marknaderna för stödtjänster har ökat, och kommer fortsätta öka, i komplexitet. Detta beror delvis på att befintliga marknader och produkter utvecklas och i vissa fall förfinas eller delas upp, men huvudsakligen beror det på ett ökande behov av att anskaffa fler typer av förmågor. Ett sätt att hantera

en ökad komplexitet kan vara att ha någon form av koordinering mellan de stödtjänstmarknader som omfattar samma anläggningar.

### **8.1.2 Införande av nya europeiska plattformar**

För att upprätthålla en hög leveranssäkerhet utvecklas en ny balanseringsmodell för hela Norden. Arbetet sker i ett gemensamt nordiskt projekt, Nordic Balancing Model (NBM) som startade mars 2018. Syftet med NBM är framtidssäker balansering som både möjliggör energiomställningen och samtidigt är anpassad till Europas gemensamma lagstiftning och inre marknad för el. Detta ska ske genom anslutning till de europeiska marknadsplattformarna MARI<sup>76</sup> och PICASSO<sup>77</sup>. Inom NBM finns milstolpar för införande av nordiska energiaktiveringsmarknader och kapacitetsmarknader (läs mer om dessa marknader under 8.5).

Införandet av NBM kommer bidra till både ökad försörjningstrygghet i hela Norden genom tillgång till större utbud, men även ökad effektivitet genom konkurrens. Den nya modellen kommer bättre avspegla de fysiska begränsningarna i nätet, vilket säkerställer korrekta prissignaler och en rättvis kostnadsfördelning.

Dessutom ska dagen före- och intradagsmarknaden övergå från 60 till 15 minuter handel- och avräkningsperiod. Syftet med övergången är att planering och handel ska ge bättre förutsättningar att hantera variationer i kraftsystemet som bland annat kommer från allt mer förnybar och icke-planerbar elproduktion. Syftet är vidare att harmonisera elmarknaden till en enhetlig tidperiod. Övergången till 15 minuter bidrar också till att aktörerna i högre grad kan medverka till balanshållningen i syfte att höja driftsäkerheten.

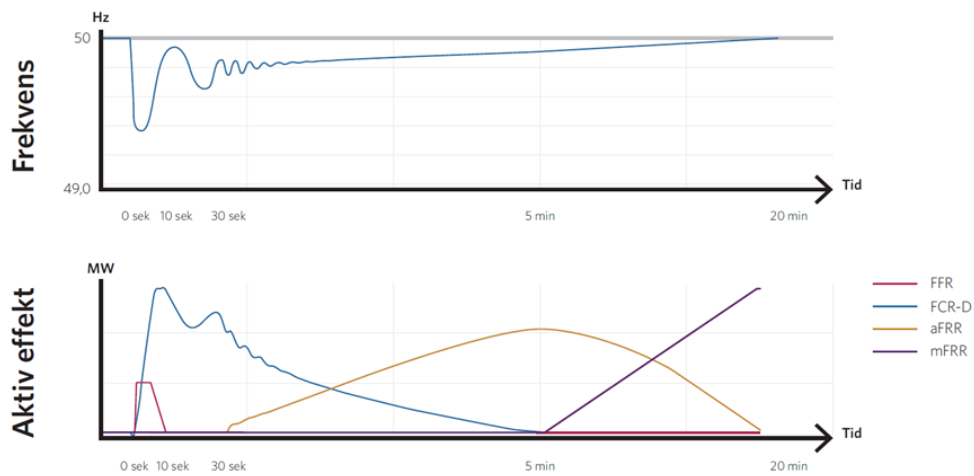
## **8.2 Volymer och utbud per kraftslag**

För att kunna upprätthålla balansen använder Svenska kraftnät olika produkter: FCR, FRR och den avhjälpande åtgärden FFR. Figur 9 visar hur de olika produkterna förhåller sig till varandra utifrån frekvensavvikelse och aktiveringstid. FFR är den snabbaste reserven och aktiveras först, följt av FCR, aFRR och sedan mFRR.

---

<sup>76</sup> Manually Activated Reserves Initiative

<sup>77</sup> Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation



**Figur 9.** Visualisering av hur de olika reserverna aktiveras beroende på aktiveringstid och uppmätt frekvens.

Volymen av stödtjänster som behöver handlas upp beror exempelvis på största dimensionerande felfall och vilken tid på dygnet det är. Beroende på kraftsystemets utveckling kan volymen av olika stödtjänster som Svenska kraftnät behöver handla upp komma att behöva justeras på grund av andra och nya behov. Det är något som löpande ses över. Det går att läsa mer om dimensionering i avsnitten om respektive reserv längre fram i kapitel 8.

För att få tillåtelse att delta på marknaderna för reserver krävs godkänt resultat i en förkvalificering. Förkvalificering är den process som används för att säkerställa att den enhet eller grupp som ska leverera en reserv uppfyller de tekniska kraven för den reserven. Svenska kraftnät arbetar med att effektivisera förkvalificeringsprocessen. Bland annat pågår arbete med att ta fram ett system för att kunna administrera och hantera ett ökat antal ärenden.

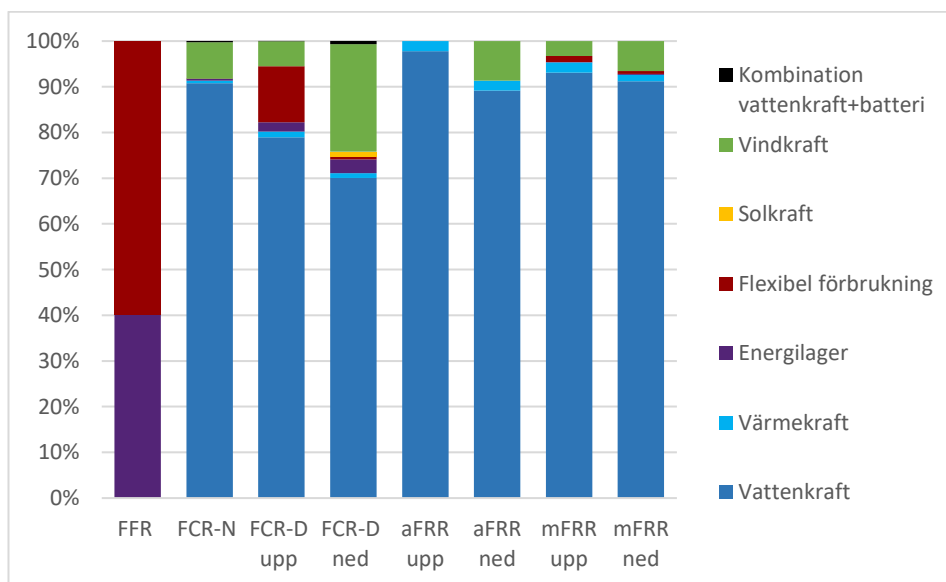
I Tabell 3 nedan framgår total förkvalificerad volym uppdelat per reserv. Notera att en resurs och därmed volym kan vara förkvalificerad för flera olika reserver.



Reserv	Total förkvalificerad volym
FFR	160 MW
FCR-N	1890 MW
FCR-D upp	3550 MW
FCR-D ned	1840 MW
aFRR upp	2230 MW
aFRR ned	2310 MW
mFRR upp	10370 MW
mFRR ned	10600 MW

**Tabell 3.** Total förkvalificerad volym per reserv avrundat till närmaste 10-tal. Siffrorna avser 30 november 2023. Samma resurs kan vara förkvalificerad för flera olika reserver.

Den absoluta majoriteten av resurserna som idag levererar stödtjänster kommer från vattenkraften, undantaget FFR. I Figur 10 presenteras förkvalificerad volym per produkt och kraftslag.



**Figur 10.** Andel förkvalificerad volym per kraftslag och reserv. Siffrorna avser 30 november 2023.

Det tillkommer kontinuerligt nya typer av resurser som levererar stödtjänster. Det handlar idag främst om energilager i form av batterier men även i viss mån

vind- och solkraft samt förbrukningsresurser. Samma resurs kan vara förkvalificerad för flera reserver.

## 8.3 FFR

FFR (Fast Frequency Reserve) syftar till att kompensera för brist på rotationsenergi vid plötsliga större obalanser och därmed öka frekvensstabiliteten i kraftsystemet under timmar då rotationsenergin är lägre än ca 150 GWs. FFR är en avhjälpande åtgärd. Den aktiveras vid fördefinierade frekvensnivåer utanför det standardiserade frekvensintervallet med en aktiveringstid på ca 1 sekund. 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 maj 2020.

De tekniska kraven för FFR är utformade så att aktivering approximerar egenskaper hos den mekaniska trögheten och bidrar med systemnytta i samband med stora frekvensändringshastigheter. Dessa egenskaper är av betydelse för att FFR ska bidra till att upprätthålla driftsäkerheten.

### 8.3.1 Grundbehovet av rotationsenergi samt behov av prognoser

Som beskrivits i kapitel 4 är rotationsenergi ett mått på hur väl ett kraftsystem kan motstå plötsliga frekvensförändringar och bidrar till frekvensstabilitet. Det skiljer sig mot balansering som återställer frekvensen efter en förändring och därför inte berörs i samma utsträckning av mängden rotationsenergi. Det innebär att behovet av balansering och relaterade produkter (FRR) är relativt opåverkat av varierande nivåer av rotationsenergi, medan frekvensstabiliteten påverkas kraftigt, inklusive behovet av relaterade produkter (FFR, FCR).

Statnett tar fram kortsiktiga prognoser (en vecka framåt) över mängden rotationsenergi i det nordiska kraftsystemet vilka ligger till grund för behovet av FFR. Det finns behov av att utveckla dagens prognosmodell och Svenska kraftnät är drivande i det pågående arbetet. Den nya prognosmodellen kommer vara dynamisk och kan därmed bättre ta hänsyn till förändringar i kraftsystemet, till exempel genom förändring av dimensionerande fel. Den finns idag i testmiljö och arbete med integrationer mot övriga TSO:er och att få drifttillstånd pågår, vilket krävs innan prognosen kan användas i kontrollrummet.

Behovet av FFR på lite längre sikt (1-3 år) och prognoser över framtida utveckling presenterades i Svenska kraftnäts kortsiktiga marknadsanalys (KMA2022). I KMA2022 presenteras en förväntad trend de kommande åren

med sjunkande nivåer av rotationsenergi. Om rotationsenergin sjunker mycket kommer ytterligare åtgärder att behövas, där några möjliga förslag är införande av Dynamisk FFR eller ersättning för rotationsenergi.<sup>78</sup>

I september 2023 lämnade de nordiska TSO:erna in den senaste upplagan av den rapport om minsta rotationsenergi<sup>79</sup> som föreskrivs i SO artikel 39.3a. En signifikant del av arbetet består i TSO:ernas kortsiktiga och långsiktiga prognoser över rotationsenergens utveckling, samt relaterade åtgärder.

### **8.3.2 Utveckling av FFR**

Dagens (statiska) FFR aktiveras genom en fördefinierad tröskelaktiverad frekvensprofil, medan en Dynamisk FFR skulle göra kontinuerliga anpassningar baserat på snabba kortsiktiga frekvensvariationer på sekundnivå. De nordiska TSO:erna har gemensamt under 2023 inlett en initial förstudie kring vilka nyttor för kraftsystemet ytterligare snabb frekvensreglering i form av en Dynamisk FFR skulle kunna bidra med.

Ansatsen inför förstudien är att en Dynamisk FFR eventuellt bättre skulle kunna utgöra ett stöd vid mycket låga nivåer av rotationsenergi, jämfört med dagens FFR. Om förstudien visar på en teknisk nytta på kraftsystemnivå kommer den att behöva följas av ytterligare studier för att exempelvis utforma tekniska krav och utreda potentiellt utbud.

Under andra kvartalet 2023 har Svenska kraftnät påbörjat en förstudie kring behovet av att införa eventuell ersättning för rotationsenergi. Syftet med förstudien är att analysera om, och i sådana fall hur, en ersättningsmodell för rotationsenergi bör utformas. Det inkluderar marknadsmässiga aspekter inklusive beräkning av ersättningsnivå och påverkan på utbud, såväl som tekniska faktorer, exempelvis hur bidraget av rotationsenergi ska mätas och interaktion med kraftsystemets övergripande stabilitet. En eventuell effekt av en ersättning för rotationsenergi skulle kunna vara att minska risken för och omfattningen av perioder med extremt låga nivåer av rotationsenergi, vilket också skulle underlätta för systemstabiliteten.

Svenska kraftnät anser att det är nödvändigt att alla diskussioner och utredningar kring rotationsenergi koordineras på nordisk nivå. Den huvudsakliga anledningen till detta är att systembidraget från rotationsenergi –

---

<sup>78</sup> De nya tekniska kraven för FCR har utarbetats med denna trend i åtanke och ett viktigt tillägg i de nya kraven är att ett stabilitetskrav tillfogats i syfte att minska risken för stabilitetsproblem (exempelvis odämpade frekvensspendlingar) vid låg rotationsenergi.

<sup>79</sup> Nordic Analysis Group (2023), Requirement for minimum inertia in the Nordic power system

avseende åtminstone frekvensstabilitet – är relaterat till mängden rotationsenergi i hela synkronområdet. Om analyser och åtgärder inte är samordnade nordiskt riskerar det att medföra att den samlade systemstabiliteten avseende frekvens inte går att analysera, att effekten av de samlade åtgärderna inte kan säkerställas, och ytterst att åtgärderna inte möter det samlade behovet och kanske till och med är kontraproduktiva. Vidare kan nationella åtgärder riskera att bidra till snedvridning på marknaden, exempelvis genom varierande incitament till aktörerna.

### 8.3.3 Marknad och upphandling

I dag anskaffar de nordiska TSO:erna FFR på nationella marknader men med en långsiktig ambition om att på sikt etablera en gemensam nordisk FFR-marknad. Svenska kraftnät anskaffar resurser genom en årlig upphandling, där leverantörer tecknar ett 12 månaders ramavtal med Svenska kraftnät med ett fast pris per MW för sina resurser som gäller under hela avtalsperioden. Avrop genomförs två gånger per vecka och avropade leverantörer erhåller ersättning för sin avropade kapacitet enligt marginalpris för varje enskild timme. Inom nuvarande avtalsperiod har ca 150 MW anskaffats.

För säsongen 2024/2025 kommer en årlig upphandling ske likt tidigare år men målsättningen är att utveckla IT-stöd för att anskaffa FFR dagen-före (D-1). Övergång till anskaffning D-1 medför att Svenska kraftnät får bättre möjlighet att ta fram tillförlitliga prognoser och antas ge förutsättningar för ökad likviditet på marknaden. Marknadslikviditeten antas påverkas positivt genom att göra det möjligt för aktörer att komma in på marknaden löpande under året, ge marknadsaktörer bättre förutsättningar att göra tillgänglighetsprognoser samt möjlighet till dynamisk prissättning av sina resurser.

## 8.4 FCR

FCR (Frequency Containment Reserve, Frekvenshållningsreserv) är en stödtjänst som har till uppgift att stabilisera frekvensen vid frekvensavvikelser och är en grundläggande stödtjänst för att kunna balansera nätet. Aktivering av FCR sker automatiskt och snabbt utifrån uppmätt frekvens.

FCR är indelad i tre produkter:

- > FCR-N (normal drift)
- > FCR-D uppreglering (störd drift)
- > FCR-D nedreglering (störd drift)

FCR-N syftar till att hantera slumpmässiga variationer i produktion och förbrukning samt i viss mån prognosfel och variationer inom avräkningsperioden. Det är i dagsläget en symmetrisk produkt som avser både upp- och nedreglering och aktiveras inom frekvensintervallet 49,90 – 50,10 Hz. FCR-N reglerar ut effekt proportionellt mot frekvensavvikelsen inom det standardiserade frekvensintervallet och hanterar störningar på minutnivå.

FCR-D hanterar plötsliga större obalanser till följd av bortfall av produktion, förbrukning eller utlandsförbindelser mellan synkronområden och reglerar ut effekt proportionellt mot frekvensavvikelse utanför det standardiserade frekvensintervallet. FCR-D upp avser endast uppreglering och aktiveras inom frekvensintervallet 49,50 – 49,90 Hz. FCR-D ned avser endast nedreglering och aktiveras inom frekvensintervallet 50,10 – 50,50 Hz.

#### **8.4.1 Dimensionering av FCR**

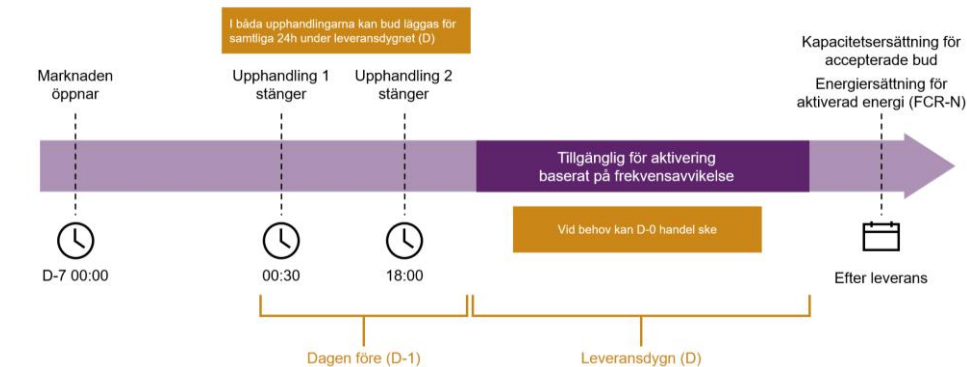
Dimensionering av FCR sker på nordisk nivå och avser täcka det gemensamma behovet av FCR inom det nordiska synkronområdet. De nordiska systemoperatörerna beslutar årligen om det nordiska volymkravet för FCR. Därefter bestäms en fördelningsnyckel som avgör volymkravet för varje systemansvarig enligt kraven i SO samt det nordiska systemdriftavtalet.

Volymkravet för FCR-N är konstant över hela året. Volymkravet för FCR-D bestäms utifrån det största dimensionerade felfallet och kan därför variera under året. Det maximala volymkravet av FCR-D upp är oftast baserat på Oskarshamn 3 och ligger på 1 450 MW. Det maximala volymkravet av FCR-D ned är baserat på att någon av utlandskablarna North Sea Link eller NordLink är i full drift, vilket då innebär att dimensionerade fel i Norden är 1400 MW. Enligt 2024 års fördelningsnyckel har Svenska kraftnät ett volymkrav på 235 MW för FCR-N, 567 MW för FCR-D upp och 547 MW för FCR-D ned.

#### **8.4.2 Marknad och upphandling**

Sverige har en gemensam marknad med Danmark (endast elområde DK2) för samtliga FCR-produkter och Svenska kraftnät har krav att upphandla två tredjedelar av volymkravet i Sverige. Dessutom har Svenska kraftnät möjlighet att utföra handel av FCR med Norge och Finland. Svenska kraftnäts långsiktiga ambition är en gemensam nordisk marknad för FCR.

Upphandlingen för samtliga FCR-produkter öppnar sju dagar före leveransdygn (D-7) och avslutas dagen före leveransdygn (D-1) där det sker två stycken separata upphandlingar, vilket framgår i Figur 11.



**Figur 11.** Dagen före leveransdygnet sker två separata upphandlingar inför nästkommande dags leveransdygn. Under upphandlingarna har leverantörer möjlighet att lägga bud för samtliga 24 timmar under nästkommande dygn. Under leveransdygnet ska leverantörers resurser vara redo att aktiveras för de timmar de blivit avropade på.

### 8.4.3 Upphandlingsplan för FCR-D ned

FCR-D ned, som är till för att hantera överfrekvensstörningar, infördes 1 januari 2022. Upphandlad volym ökar stegvis varje kvartal för att nå målet om att upphandla det fulla volymkravet vid utgången av 2024. Det finns under tiden tillräcklig volym för att hantera tänkbara störningar då denna funktionalitet levereras automatiskt av flera anläggningar, utan att volymen budas in på marknaden. I takt med förkvalificering för marknaden och att utbudet ökar så ökar också upphandlad volym. Under första kvartalet 2024 ska en fast volym på 365 MW FCR-D ned upphandlas för dygnets alla timmar.

### 8.4.4 Nordisk harmonisering av tekniska krav

De nordiska systemoperatörerna har utvecklat nya tekniska krav för frekvenshållningsreserverna FCR-N och FCR-D. Syftet med dessa är att harmonisera kraven i de nordiska länderna och att tillgodose behoven i ett kraftsystem under utveckling. Kraven har utvecklats i nära samarbete med aktörer som levererar FCR och trädde i kraft 1 september 2023.

De gamla tekniska kraven var inte lika i Norden och uppfyllde inte längre kraftsystemets behov. Dessutom var kraven otydliga och svåra att tillämpa för nya teknikslag som önskade leverera FCR, exempelvis batterilager. De nya tekniska kraven syftar till att vara teknikneutrala och har anpassats efter dagens behov i kraftsystemet. De inkluderar dessutom ett krav på stabilitet vilket syftar till att förhindra odämpade pendlingar i frekvensen och bidrar till att pendlingar som uppstår dämpas ut.

Implementeringen av de nya tekniska kraven är ett viktigt steg för att säkerställa en god leveranssäkerhet i ett kraftsystem under förändring.

#### **8.4.5 Dynamisk och statisk FCR-D**

I samband med införandet av de nya tekniska kraven och krav på stabilitet så har även två typer av FCR-D tagits fram, dynamisk och statisk FCR-D. Den dynamiska leveransen svarar mot stabilitetskravet, vilket den statiska leveransen inte gör. Gränsen för hur mycket statisk FCR-D som kan aktiveras beror på systemegenskaper som rotationsenergi och frekvensberoende last.

Till dynamisk FCR-D hör resurser som kan leverera kontinuerlig reglering linjärt mot frekvensavvikelsen. Exempel på sådana resurser är vattenkraft, vindkraft och batterilager. Till statisk FCR-D tillhör resurser som levererar stegvis reglering mot frekvensavvikelsen, det vill säga att resurserna kräver en viloperiod innan nästa aktivering kan ske. Exempel på sådana resurser är relästyrd förbrukning.

Svenska kraftnät ser ett behov av att begränsa statiska resurser i upphandlingsskedet för att säkerställa att den upphandlade volymen av FCR-D medför en viss stabilitet vid aktivering. Det pågår en diskussion på nordisk nivå hur statiska resurser kan begränsas genom att införa en kvot i budgivningen. Svenska kraftnät har i dagsläget inte infört någon nationell kvot utan inväntar beslut om en nordisk kvot som kan appliceras i Sverige.

#### **8.4.6 Nya IT-säkerhetskrav**

Svenska kraftnät har uppdaterat IT-säkerhetskraven för FCR. Syftet med uppdateringen var både att förtydliga de befintliga kraven men även introducera nya krav för att säkerställa en robust och säker FCR-leverans. Kraven omfattar leverantörer av FCR som använder central styrning, det vill säga en enhet eller grupp som tillhandahåller FCR och som styrs genom att frekvensen återkopplas via en central funktion istället för lokalt.

Svenska kraftnät ser ett behov av att begränsa centralt styrda resurser i upphandlingsskedet som inte uppfyller de högst ställda kraven för IT-säkerhet och redundans. Detta för att säkerställa att den upphandlade volymen av FCR medför en viss robusthet i leveransen och minska risker vid ett bortfall av ett enskilt centralt styrt system.

#### **8.4.7 Införande av marginalprissättning**

Idag får leverantörer av FCR betalt för sin sålda kapacitet enligt det pris som anges i budet. Svenska kraftnät ska från den 1 februari 2024 införa marginalprissättning för samtliga FCR-produkter, vilket innebär alla avropade bud kommer att få betalt enligt marginalpriset i upphandlingen, det vill säga priset på det högst avropade budet.

Bakgrund till införandet härrör från Energimarknadsinspektionens rapport Genomförandeplan med tidsplan för att förbättra elmarknadens funktion<sup>80</sup> där Energimarknadsinspektionen beskrev 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.

I rapporten Stödtjänster och avhjälpande åtgärder (2021) fastställde Svenska kraftnät att det under 2021 rådde hög marknadskoncentration på marknaderna för FCR-N och FCR-D. Potentiella problem kopplade till marknadsmakt och incitament till att utöva marknadsmakt kunde tänkas förstärkas vid en övergång till marginalprissättning. Rekommendationen från Svenska kraftnät blev därför att övergå till marginalprissättning för FCR-D och FCR-N under 2024 för att tills dess möjliggöra ett ökat utbud och förbättrad konkurrens.

Svenska kraftnät har sedan detta arbetat aktivt med att förbättra konkurrensen och öka utbudet på FCR-marknaderna. Exempel på åtgärder är avskaffande av krav på kostnadsbaserade bud, nordisk harmonisering av tekniska krav, initiering av pilotprojekt och förbättringsarbete inom förkvalificeringsprocesser. Dessutom har Svenska kraftnät arbetat med kommunikationen och kunskapspridning, vilket beskrevs under avsnitt 8.1.

Under 2022 och fram till och med Q3 2023 tillkom 703 MW för FCR-D upp, 1264 MW för FCR-D ned (produkten infördes 2022) och 171 MW för FCR-N i ny förkvalificerad volym.

## 8.5 FRR

FRR (Frequency Restoration Reserves, Frekvensåterställningsreserv) är en stödtjänst som syftar till att återställa FCR och återställa effektflöden mellan områden i elsystemet.

FRR är indelad i två produkter:

- > aFRR som aktiveras automatiskt via en kontrollsignal när frekvensen avviker från 50,00 Hz. Minsta budstorlek för att få leverera aFRR är 1 MW och full aktiveringstid, det vill säga inom vilken tidsram som reserven ska vara fullt aktiverad, är satt till 5 min. aFRR upphandlas separat för upp- respektive nedreglering.
- > mFRR som aktiveras manuellt efter begäran från Svenska kraftnät och avlastar de automatiska stödtjänsterna och återställer frekvensen till 50,00

---

<sup>80</sup> Energimarknadsinspektionen. Ei R2020:09



Hz. mFRR handlas på reglerkraftsmarknaden (RKM) där bud kan läggas in fram till 45 minuter innan driftperioden börjar. Buden avropas i prisordning vid behov och de anropade buden ska vara fullt aktiverade inom 15 minuter. Från och med den 1 september 2023 är minsta budstorlek 5 MW. Budstorleken kommer att ändras till 1 MW när processerna för avrop och aktivering av bud kommer att automatiseras, vilket enligt plan kommer att implementeras under Q1 2025.

### **8.5.1 Utveckling av aFRR-kapacitetsmarknad**

Den nordiska aFRR-kapacitetsmarknaden infördes den 7 december 2022 som en del av delleveranserna i NBM. Upphandling genomförs dagen före (D-1) för alla timmar för nästkommande dygn. Antagna bud prissätts enligt marginalprissättning (pay-as-cleared). En nordisk aFRR-kapacitetsmarknad möjliggör utbyte av aFRR-kapacitet mellan de nordiska länderna och har skapat bättre förutsättningar för att säkra det totala nordiska behovet av aFRR. Inom NBM har en rapport<sup>81</sup> tagits fram med syfte att utvärdera införandet av en nordisk aFRR-kapacitetsmarknad. Slutsatserna i rapporten var att den nordiska aFRR-kapacitetsmarknaden har förbättrat försörjningstryggheten samt har ett stort samhällsekonomiskt värde.

### **8.5.2 Utveckling av 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 tidigast under Q4 2024. Vid avrop kommer ersättningen att bestämmas enligt marginalprissättning (pay-as-cleared). Genom att införa en gemensam nordisk kapacitetsmarknad för mFRR möjliggörs handel av mFRR över elområden. Det ger TSO:erna bättre möjlighet att säkra tillräckliga resurser på ett funktionellt och kostnadseffektivt sätt. Utgångspunkten för utformningen av den nordiska mFRR-kapacitetsmarknaden kommer att vara den redan implementerade nordiska aFRR-kapacitetsmarknaden.

Den 17 oktober 2023 införde Svenska kraftnät en nationell kapacitetsmarknad för mFRR med dagliga auktioner. Upphandlingen sker dagligen varje morgon på en auktion, innan spot-marknaden, avseende leverans under kommande dygn. Den nationella mFRR-kapacitetsmarknaden syftar till att främst säkra tillräcklig tillgänglighet och likviditet av reglerbud på

---

<sup>81</sup> Evaluation Report: The Nordic aFRR capacity market : [Evaluation-of-the-Nordic-aFRR-market.pdf \(nordicbalancingmodel.net\)](https://nordicbalancingmodel.net)

energiaktiveringsmarknaden i samtliga elområden men även underlätta för en övergång till en nordisk gemensam mFRR-kapacitetsmarknad. Inledningsvis är efterfrågade volymer på mFRR-kapacitetsmarknaden förhållandevis låg med avseende på obalanser och felfall på en nationell nivå men kommer att stegvis öka successivt i takt med att utbudet ökar. Svenska kraftnät förutspår att behovet av att säkerställa mFRR-kapacitet på dagliga auktioner framgent kommer att öka med ca fem gånger. Hur stor andel av det totala mFRR-behovet som säkras via kapacitetsmarknaden beror till viss del på tillgången till frivilliga energibud per elområde.

### **8.5.3 aFRR-energiaktiveringsmarknad**

De europeiska riktlinjerna för balansering anger att alla TSO:er ska utbyta aFRR-energiebud i en gemensam marknad. Inom det europeiska implementeringsprojektet PICASSO utvecklas marknadskopplingen för aFRR-balansenergi. Marknadskopplingen syftar till att ge en förbättrad ekonomisk och teknisk effektivitet inom gränserna för driftsäkerheten. PICASSO driftsattes den 1 juni 2022 och har för närvarande sju TSO:er anslutna. Som en förberedelse för att de nordiska TSO:erna ska ansluta till PICASSO utvecklar de nordiska TSO:erna aktiveringen av aFRR som innebär att aktivering av aFRR baseras på områdets obalans (ACE, Area Control Error) och inte utifrån frekvensen i Norden.

När de nordiska TSO:erna ansluter till PICASSO kommer reserverna för aFRR aktiveras i prisordning istället för dagens pro-rata-baserade aktivering, vilket innebär att alla resurser aktiveras proportionerligt mot frekvensavvikelsen i förhållande till avropad volym. Balansenergiebud kommer att kunna lämnas fram till 25 min innan aktiveringstidpunkt. Mellan 10 och 25 minuter efter att budgivning har stängt behandlar TSO:erna de inkomna buden och systemet avropar de bud som kan tillgodose det samlade behovet inom området till lägsta kostnad. Marginalprissättning kommer att tillämpas där systemet beräknar ett marginalpris var 4:e sekund.

### **8.5.4 mFRR-energiaktiveringsmarknad**

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. MARI driftsattes den 5 oktober 2022 och har för närvarande sex TSO:er anslutna. MARI innebär att alla anslutna 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 det 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"). Svenska kraftnät kommer enligt plan att ansluta till MARI under 2026.

Som ett led att underlätta anslutning till MARI (men även möjliggöra en övergång till 15 minuters marknadstidsenhet) automatiserar de nordiska TSO:erna dagens nordiska energiaktiveringsmarknad. Enligt plan kommer detta att ske Q4 2024.

#### **8.5.5 Dimensionering av FRR**

Den 14 april 2023 godkände Energimarknadsinspektionen och de övriga nordiska reglermyndigheterna de nordiska systemoperatörernas gemensamma metodförslag för dimensionering av FRR i det nordiska LFC-blocket<sup>82</sup> enligt SO artikel 157. Denna statistiska metod innebär att behovet av FRR per elområde bestäms utifrån historik för områdets obalanser, samt utifrån aktuellt största felfall för Sverige (N-1). LFC-blockets behov för obalanser optimeras också mellan områden utifrån motsvarande historik för tillgänglig överföringskapacitet. Metoden ger ett medelvärde för behovet av mFRR och aFRR över en längre tidsperiod. Den kommer att vara fullt tillämpbar när även balanseringen sker utifrån obalanser per elområde och med proaktiv aktivering av mFRR utifrån obalansprognos. Detta motsvarar den tidpunkt när alla nordiska länder har anslutit till de europeiska balanseringsplattformarna.

För en mer exakt beräkning av det aktuella FRR-behovet under en specifik driftperiod pågår utveckling av en metod för så kallad dynamisk FRR-dimensionering. Metoden väger även in prognoser för bl.a. obalanser och överföringskapaciteter framåt i tiden, till skillnad från historiska data i den statistiska metoden. Metoden ger resultat med en högre tidsupplösning, och optimerar ytterligare säkerställandet av tillräckliga reserver (både högre och lägre än medelvärdet) för vissa timmar eller dygn utifrån aktuell driftsituation.

---

<sup>82</sup> Load-Frequency Control - motsvarar det nordiska synkronområdet

Denna metod är fullt tillämpbar vid samma tidpunkt som den statiska metoden.

I nuläget sker FRR-dimensionering utifrån den beskrivning som ges i det nordiska systemdriftavtalet (Nordic SOA – Annex LFC-R).<sup>83</sup> Sammanfattningsvis hanteras redan i nuläget mFRR för största felfall, N-1 av respektive systemoperatör, medan mFRR för övriga obalanser hanteras utifrån nuvarande frekvensbaserade balansering för det nordiska synkronområdet. Även aFRR är dimensionerat utifrån motsvarande mål för frekvenskvalitet, samt nuvarande proportionella så kallad pro-rata-aktivering. FRR-dimensioneringen förändras och införs stegvis under perioden fram till och med anslutningen till PICASSO.

Vid införande av den nordiska automatiserade mFRR EAM (mFRR energiaktiveringsmarknad) kommer det att finnas mål för tillgänglig mFRR per elområde, och det totala nordiska behovet av aFRR kommer indikativt att dubblas.

## 8.6 Stödtjänster från variabla resurser och resurser med begränsad energireserv

### 8.6.1 Krav på uthållighet och återladdningsstrategier för LER

En allt större mängd resurser som ansluter till kraftsystemet har en begränsad energireserv (LER, limited energy reservoir). Resurser med begränsad energireserv kan till exempel vara energilager och vindkraft som uppreglar från sin rotationsenergi. Att energireserven är begränsad innebär att dessa typer av teknikslag har en ändlig resurs som begränsar mängden aktiv effekt som kan tillhandahållas över tid. Med begränsad energireserv avses i detta sammanhang resurser med begränsningar på samma tidsskala som de stödtjänster och avhjälpande åtgärder som Svenska kraftnät upphandlar. Dessa begränsningar återfinns typiskt i tidsskalan sekunder upp till några timmar, och påverkar alltså hur sådana kan användas för att tillhandahålla stödtjänster.

Exempelvis kan resurser med begränsad energireserv ha svårt att leverera en stödtjänst kontinuerligt genom en hel störning, särskilt om störningen är långvarig. Resurserna kan också behöva återhämta den energi de bidragit med efter att en störning/leverans är slut. Detta för att inte påverka den fortsatta driften av resursen (exempelvis vindkraft som saktat ner när energi lånats från

---

<sup>83</sup> [Nordic System Operation Agreement \(SOA\) – Annex Load-Frequency Control & Reserves \(LFCR\) \(entsoe.eu\)](http://entsoe.eu)

rotationsenergin) och för att vara redo att reglera när nästa störning kommer. När det blir större volymer av resurser som agerar på det här viset kan det få en påverkan på systemstabiliteten i samband med bland annat energiåterhämtning. Om dessa resurser även ska leverera stödtjänster kan deras beteende få en betydande påverkan på framförallt frekvensstabiliteten.

För att möjliggöra för leverans av stödtjänster från resurser med en begränsad energireserv har de nordiska systemoperatörerna börjat arbeta med att utveckla kravställningen kopplat till resurser med begränsad energireserv. I ett första steg har kravbilderna för FCR reviderats för att ta hänsyn till förekomsten av resurser med begränsad energireserv. Kravbilderna innehåller numera en specifikation för exempelvis energiåterhämtning, samt förväntat beteende om energireserven uttöms för att förhindra att responsen helt och plötsligt upphör. Det pågår även ett nordiskt arbete där behovet ses över om det behövs liknande åtgärder för resurser som levererar FRR.

### **8.6.2 Pilotstudie för variabel produktion och förbrukning**

Svenska kraftnät har genomfört en pilotstudie om leverans av reserver från resurser med variabel produktion eller förbrukning. Syftet med pilotstudien var att i samverkan med branschen skapa en förståelse för förutsättningarna för variabla resurser att bidra med reserver samt att utreda hur förkvalificeringsprocessen ska utformas för resurser med variabel produktion eller förbrukning. Pilotstudien startade i januari 2022 och pågick under nästan två år. Projektet var en del av Svenska kraftnäts kontinuerliga arbete för att förbättra förutsättningarna för fler aktörer och tekniker att delta på marknaderna för reserver.

Pilotstudien omfattade stödtjänsterna FCR-D, FCR-N, aFRR, mFRR och den avhjälpande åtgärden FFR. Majoriteten av ansökningarna till att delta i studien kom från vindkraft, men även solkraft och förbrukningsresurser med underliggande effektvariationer fanns bland de godkända ansökningarna. Aktörerna som deltog bidrog med egna förslag på tekniska lösningar och gav feedback på förslaget till förkvalificeringsprocessen. Detta innebar att en samlad och nyanserad bild från flera teknikslag på genomförbarheten kunde fås, utöver utbytet av erfarenheter.

Pilotstudien mynnade ut i en slutrapport<sup>84</sup> där ett antal förkvalificeringskrav och anpassade utvärderingsmetoder för resurser med variabel produktion och

---

<sup>84</sup> <https://www.svk.se/siteassets/2.utveckling-av-kraftsystemet/systemansvar-o-emarknad/pilotstudie-leverans-av-stodtjanster/slutrapport-fran-pilotstudien-leverans-av-stodtjanster-fran-resurser-med-variabel-produktion-eller-forbrukning.pdf>

förbrukning presenterats. Kraven innefattar bland annat krav på insamling av data i förkvalificeringsprocessen, krav på referensvärde för tillgänglig reglering och tillgänglig budkapacitet. Resultatet är ett förtydligande av förkvalificeringsprocessen och relaterade krav, vilket möjliggör ett ökat deltagande från variabla resurser på marknaderna för stödtjänster.

## 9 Sammanfattande slutsatser

Elsystemet står inför en stor förändring framöver kopplat till ett ökat elbehov som i sin tur kräver utbyggnad av mer elproduktion, mer och uppdaterade elnät samt en ökad flexibilitet i systemet. Framtidens elproduktionsmix är osäker, men oavsett vilka kraftslag som kommer att byggas ut så kommer elsystemet ha andra egenskaper än dagens.

I ett elsystem med en stor del planerbar kraft kommer även den variabla elproduktionen stå för en stor del av mixen, vilket kommer att påverka elsystemet och dess egenskaper. Oavsett hur framtidens produktionsmix ser ut kan rapporten sammanfatta kraftslagets bidrag till och påverkan på leveranssäkerheten samt vilka åtgärder som pågår och bör vidtas för att säkra leveranssäkerheten framöver. I nuläget pågår ett omfattande arbete med en mängd åtgärder på Svenska kraftnät för att möta utmaningarna framöver där bland annat utvecklad kravställning, stödtjänster samt avhjälpande åtgärder är viktiga områden.

### **9.1.1 Försörjningstryggheten i elsystemet är i dagsläget god men kommer att utmanas i takt med ett förändrat framtida elsystem**

Svenska kraftnäts bedömning är att elförsörjningen i dagsläget är robust och trygg. Däremot indikerar analyserna att resurstillräckligheten i systemet kommer att minska på medellång sikt. En ökad mängd kraftelektronik i kraftsystemet kommer också att utmana driftsäkerheten framöver. På längre sikt och i takt med att elsystemet förändras och utvecklas, med ett ökat elbehov och utbyggd produktion, kommer Svenska kraftnät, tillsammans med andra aktörer, fortsatt behöva agera för att bibehålla den trygga elförsörjningen och säkra leveranssäkerheten. Svenska kraftnät utvärderar kontinuerligt vilka åtgärder som kan behövas för att uppfylla kraftsystemets behov givet de förändringar som sker.

### **9.1.2 Mer elproduktion och flexibilitet behövs för att säkra leveranssäkerheten**

För att säkra leveranssäkerheten framöver och öka resurstillräckligheten i kraftsystemet är det av största vikt att öka elproduktionen och flexibiliteten. Det krävs tydliga ekonomiska incitament för att få till stånd större investeringar i ny produktion och lager. Incitamenten bör även anpassas till att spegla vilka effekter olika investeringar har för leveranssäkerheten.

Det är dock osäkert om dagens elmarknader, inklusive de förändringar som är under implementering eller som finns beslutade, ger tillräckliga långsiktiga förutsättningar som krävs för att alla investeringar som behövs för att upprätthålla resurstillräckligheten kommer kunna genomföras.

Svenska kraftnät är ansvarig för att övervaka resurstillräckligheten på medellång sikt (1–10 år), som underlag för behovet av en nationell effektreserv eller andra former av kapacitetsmekanismer. Marknadsomfattande kapacitetsmekanismer är instrument som kan ge upphov till långsiktiga förutsättningar för nya investeringar. Svenska kraftnät har därför i tidigare rapportering föreslagit att en sådan införs i Sverige på sikt.

Elmarknaden behöver fortsätta att utvecklas för att skapa en trygg elförsörjning. Denna utveckling bör ske med utgångspunkt i dagens elmarknadsdesign så att dess styrkor förstärks och svagheter mildras.

### **9.1.3 Alla kraftslag behövs för att säkra leveranssäkerheten**

För att fortsatt kunna ha ett driftsäkert och stabilt system behöver alla större typer av produktionsslag och anläggningar i produktionsmixen vara med och bidrar till systemstabiliteten. Oavsett produktionsmix i framtiden så kan det finnas drifttimmar där i princip all produktion levereras av kraftelektronikanslutna anläggningar. En diversifierad energimix är bra för försörjningstrygghet med avseende på flera faktorer så som bränsletillgång, förmågor, energi- och effekttillgång etc.

Generellt bidrar synkront ansluten produktion med flera inneboende systemstabiliserande egenskaper till kraftsystemet. Kraftsystemet vi har idag är designat för att fungera väl med de egenskaper som synkrogeneratorer har och bidrar med, vilket gör att det därmed krävs en viss andel roterande maskiner med dess egenskaper för att dagens kraftsystem ska vara driftsäkert. Kraftelektronikanslutna produktion kan också bidra med systemnyttor. För att detta ska ske krävs att Svenska kraftnät blir tydligare i kravställningen på att dessa förmågor ska finnas och implementeras.

Alla kraftslag bidrar till att stärka tillräckligheten. Olika kraftslag bidrar dock i olika omfattning till resurstillräckligheten. Planerbar produktion ger generellt ett större bidrag än väderberoende produktion när det avser resurstillräckligheten. Det betyder däremot inte att det är så i den faktiska drifttimmen där väderberoende produktion kan stå för merparten av resursbidraget vissa timmar.

Olika kraftslag påverkar överföringskapaciteten på olika sätt. De viktigaste aspekterna är förväntad tillgänglighet, hur väl produktionen kan



prognosticeras, hur stora enheter som kan antas falla bort genom fel samt deras förmåga att bidra till systemnyttor som t.ex. spänningsreglering.

#### **9.1.4 Geografisk placering och typ av anläggning påverkar leveranssäkerheten**

Geografisk placering av anläggningar (produktion och lager) är av stor betydelse för resurstillräckligheten eftersom behovet av el varierar över landet. Lokalisering av ny kraftproduktion påverkar även hur effektivt det befintliga och planerade nätet kan utnyttjas.

Det geografiska perspektivet är också viktigt för flera stabilitetsfenomen, samt om anslutning sker till transmissionsnätet eller distributionsnätet. Oavsett kraftslag kan dessa faktorer påverka driftsäkerheten. Ett exempel här kan vara ny kärnkraft. Dagens direktanslutna kärnkraft bidrar till god spänningsstabilitet i södra Sverige givet sin placering och anslutningspunkt till transmissionsnätet. Om tillkommande kärnkraft däremot till större del skulle bli i form av SMR som hamnar längre ute på distributionsnätet behöver den inte nödvändigtvis bidra till spänningsstabiliteten framöver.

För att möta de stora utmaningarna i kraftsystemet framöver bör det geografiska perspektivet inkluderas ytterligare och en mer långsiktig planering av kraftsystemet tas fram.

#### **9.1.5 Alla aktörer i kraftsystemet behöver ta ansvar för att säkra leveranssäkerheten**

Leveranssäkerhet innefattar många olika delar där olika aktörer har olika ansvarsområden. Svenska kraftnät är framförallt ansvarig för att säkerställa driftsäkerheten i överföringssystemet. Svenska kraftnäts möjligheter blir här utmanande i och med att alltmer produktion och förbrukning ansluts till distributionssystemen. För att ha möjlighet att upprätthålla leveranssäkerheten blir det allt viktigare att regionnätsföretagen agerar som systemansvariga för distributionssystem och med kraftsystemets helhetsnytta i stort i fokus.

Förslag: *Svenska kraftnät föreslår att den svenska lagstiftningen bör tydliggöra systemansvaret för de systemansvariga för distributionssystem i linje med elmarknadsdirektivet samt att det bör innebära att bidra till nytta för kraftsystemet i stort.*

Svenska kraftnät anser att den svenska lagstiftningen bör tydliggöra systemansvaret för de systemansvariga för distributionssystem i linje med elmarknadsdirektivet samt att systemansvariga för distributionssystem ska bidra med nyttor för kraftsystemet i stort.

# Appendix A. Underlag från LMA2023

(preliminära bedömningar)

I Tabell A.1 presenteras simulerade årsmedel för produktion, förbrukning och energibalans (preliminära bedömningar) för EF- och ER-scenarierna vid 2035 och 2045.

	2035		2045	
	EP	EF	EP	EF
Förbrukning total	-271	-271	-344	-347
Produktion total	260	266	331	342
Vattenkraft	69	69	68	67
Kärnkraft	75	50	110	0
Övrig termisk	15	14	16	14
Vindkraft hav	10	18	24	67
Vindkraft land	81	102	96	170
Solkraft	9	13	16	22
Förbrukning övrigt	-223	-223	-256	-255
Förbrukning vätgas	-47	-47	-87	-87
Spill	-1	-1	-1	-6
Export	-11	-5	-13	-5

**Tabell A.1.** Simulerat årsmedel för produktion, förbrukning och energibalans för scenarierna EP och EF vid 2035 och 2045, TWh.

I Tabell A.2 visas den installerade effekten för samtliga kraftslag vid 2045 för EF- och EP-scenarierna.

2045								
	EP				EF			
	SE1	SE2	SE3	SE4	SE1	SE2	SE3	SE4
Vattenkraft	5,3	8,1	2,6	0,3	5,3	8,1	2,6	0,3
Kärnkraft	4,2	0,4	9,9	0,2	0	0	0	0
Kraftvärme	0,3	0,7	3,4	0,9	0,3	0,7	2,6	0,7
Vindkraft land	6,8	9,5	7,4	3,0	12,1	17	13,2	4,2
Vindkraft hav	2,9	0	1,7	1,3	5,1	0	8,6	2,5
Solkraft	0,7	1,5	10	4,2	2,1	2,2	13,7	5,7
Övrig termisk	0	0	0	0	0	0,9	2,3	0,5

**Tabell A.2.** Installerad effekt för EP och EF per elområde 2045, GW

I Tabell A.3 visas andel omriktarbaserad produktion på elområdesnivå.

	2025	2035		2045	
		EP	EF	EP	EF
<b>SE1</b>	0,38	0,37	0,55	0,38	0,70
<b>SE2</b>	0,37	0,42	0,48	0,44	0,58
<b>SE3</b>	0,17	0,27	0,35	0,31	0,80
<b>SE4</b>	0,58	0,68	0,79	0,70	0,82

**Tabell A.3.** Genomsnittlig andel omriktarbaserad produktion för de svenska elprisområdena.

# Appendix B. Uppföljning av åtgärdsplan

Tabell B.1

Nr	Åtgärd	Aktuell status	Hänvisning i denna rapport
1	Prognoser för FFR, FCR och FRR; reaktiv effektkompensering	I tidigare rapport över utvecklingen av stödtjänstmarknader pekade Svk på ett behov av rapporter på 1-5 års sikt. I takt med kraftsystemets utveckling ändras behovet av prognoser. Metod för att dimensionera reservbehovet har tagits fram nordiskt för varje stödtjänst och en dynamisk dimensionering kommer implementeras.	Prognoser tas upp per stödtjänst där det är relevant
2	a. FCR – Inga kostnadsbaserade bud  b. FCR – Marginalprissättning	2a Klart  2b Införs 1 februari 2024	FCR beskrivs i kapitel 8.4
3	Införande av FCR-D	Klart	FCR beskrivs i kapitel 8.4
4	Översyn av FFR en avhjälpande åtgärd	Nuvarande FFR är statisk och tröskelaktiverad; dynamisk FFR är under utredning	FFR beskrivs i kapitel 8.3

<b>Nr</b>	<b>Åtgärd</b>	<b>Aktuell status</b>	<b>Hänvisning i denna rapport</b>
5	Flexibla resurser mFRR och behov av rotationsenergi	Behov av rotationsenergi måste koordineras på nordisk nivå.	Behov av rotationsenergi behandlas i 8.3.1
6	Reaktiv effektkomponent i tariffen	Tarifföversynen hanterar frågan.	Tarifföversynen hanteras i kapitel 6.4
7	Stödtjänst för spänningsreglering	Svenska kraftnät har tagit ett steg tillbaka avseende denna stödtjänst och gör ytterligare fördjupat utredningsarbete kring behovet och den eventuella utformningen av en sådan tjänst. En möjlig alternativ väg via tariffer ingår i utredningen.	Spänningsreglering hanteras inom kapitel 6
8	Pilot anskaffning av reaktiv effekt	Åtgärden kommer att studeras. Kopplingen till åtgärd 6 gör att projektstarten är flyttad.	Spänningsreglering hanteras inom kapitel 6
9	Driftavtal – systemansvarsavtal	Systemansvarsavtal förbereds – information externt gjord november 2023	Nationellt systemansvarsavtal beskrivs i 6.3.1
10	Ersättningsmodell för felströmsinmatning	Förberedande utredningsarbete pågår.	Kapitel 6.4 i rapporten

---

Svenska kraftnät är systemansvarig myndighet, med uppgift att på ett affärsmässigt sätt förvalta, driva och utveckla ett kostnadseffektivt, driftsäkert och miljöanpassat kraftöverföringssystem. Det omfattar ledningar för 400 kV och 220 kV med stationer och utlandsförbindelser. Svenska kraftnät 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)

