

Ärende nr: Svk 2024/2549

Datum: 2024-06-11

Kortsiktig marknadsanalys 2023

Analys av kraftsystemet 2024-2028

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 klimatomställningen.

Version 1

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

Innehåll

Förord	5
Sammanfattning	6
Elpriserna ökar över analysperioden.....	6
Sverige och Norden förblir nettoexportör	6
Handelsflöden förändras.....	7
Flödesbaserad kapacitetsberäkningsmetod i jämförelse med nettoöverföringskapacitetsmetod	7
Flaskhalsar och 70 procent	7
1 Inledning.....	8
1.1 Syfte	8
2 Indata och metod.....	9
2.1 Indata	9
2.2 Flödesbaserad kapacitetsberäkning och nettoöverföringskapacitetsmetoden ...	9
2.2.1 Flödesbaserad kapacitetsberäkningsmetod	10
2.2.2 Övergripande skillnader mellan flödesbaserad kapacitetsberäkning och nettoöverföringskapacitetsmetoden	11
2.2.3 Det finns skillnader mellan tillämpning av metoder och hur dagen före-marknaden fungerar	12
3 Resultat och analys	14
3.1 Elenergibalans.....	14
3.1.1 Tillgång och efterfrågan på el i Sverige	16
3.2 Elpriser	18
3.2.1 Årsmedelpris	18
3.2.2 Elpriser i Sverige	21
3.2.3 Prisskillnader mellan elområden.....	22
3.2.4 Prisvariationer	23
3.3 Handelsflöden	24
3.3.1 Handelsflöden i Sverige	26
3.3.2 Öst-västliga flöden	28

3.3.3	Övriga handelsflöden inom Norden och mellan Norden och sammankopplade elområden	29
3.3.4	Svenska handelsflöden över Östersjön.....	31
3.4	Flaskhalsar och 70 procent	32
3.4.1	Begränsande nätelement	32
3.4.2	Tillfällen där mindre än 70 procent av ett nätelements belastningsförmåga kan tilldelas elmarknaden.....	33
3.5	Skillnader mellan flödesbaserad kapacitetsberäkning och nettoöverföringskapacitetsmetoden	38
3.5.1	Årsmedelpriser i Norden och veckomedelpris i Sverige.....	38
3.5.2	Handelsflöden i Sverige och Norden	40
3.6	Frekvensstabilitet och andel kraftelektronik	47
3.6.1	Rotationsenergi	48
3.6.2	Behovet av avhjälpande åtgärder och stödtjänster	51
3.6.3	Andel kraftelektronikansluten produktion	52
4	Slutsatser	54
4.1	Elpriserna ökar under analysperioden.....	54
4.2	Sverige och Norden förblir nettoexportör.....	54
4.3	Handelsflöden förändras	54
4.4	Flödesbaserad kapacitetsberäkningsmetod i jämförelse med nettoöverföringskapacitetsmetod	55
4.5	Flaskhalsar och 70 procent	55
4.6	Rotationsenergin i det nordiska kraftsystemet minskar	56
4.7	Fortsatt utvärdering och utveckling av tillämpningen av flödesbaserad kapacitetsberäkning behövs.....	56

Förord

I den här rapporten presenteras Svenska kraftnäts kortsiktiga marknadsanalys 2023 (KMA 2023). I KMA 2023 analyseras utvecklingen av kraftsystemet för den kommande femårsperioden 2024–2028 baserat på kända planer och beslut. Genom att göra simuleringar av hur utvecklingen påverkar kraftsystemet skapar vi förutsättningar att agera proaktivt. Den kortsiktiga marknadsanalysen är ingen prognos för till exempel priser eller flöden utan syftet är att identifiera övergripande trender och förändringar i kraftsystemet. Det här är den åttonde upplagan av KMA och den fjärde gången vi publicerar rapporten i sin helhet.

Vi på Svenska kraftnät vill med denna rapport öka transparensen i våra analyser, och tydliggöra vilka utmaningar utvecklingen kan innebära för det nordiska kraftsystemet under de kommande fem åren. Analysen och resultaten som presenteras bygger på den information som varit tillgänglig för Svenska kraftnät vid tiden för genomförandet.

Erik Böhlmark

Kristin Brunge, Saga Gullbrandsson,
Tobias Jakobsson, Geoffrey Jordaan,
Monika Topel, Emma Thornberg

Enhetschef

Kraftsystemanalytiker

Sammanfattning

Svenska kraftnäts kortsiktiga marknadsanalyser är inga prognoser utan syftet är att, utifrån givna data och bedömningar, se övergripande trender och förändringar i kraftsystemet. Med stöd av simuleringar kan vi beskriva och analysera vilka konsekvenser förändringarna innebär för det nordiska kraftsystemet.

Under analysperioden 2024–2028 är Sveriges elenergibalans positiv och årsmedelpris har återgått till ett mer normalt läge efter exceptionellt höga priser till följd av energikrisen. Därtill påvisar flöden att mer av den kapacitet som är möjlig att använda efter nätförstärkande investeringar nyttjas.

Elpriserna ökar över analysperioden

I absoluta termer varierar årsmedelpriserna i norra Sverige i mindre omfattning fram till det sista analysåret då det sker en större ökning till följd av en ökad elanvändning i norr. I södra Sverige är den generella trenden att årsmedelpriserna ökar under analysperioden. Dock sker en minskning mellan 2026 och 2027 som kan förklaras av att priserna på kontinenten är lägre år 2027 jämfört med 2026.

Alla årsmedelpriser är lägre i jämförelse med resultat i den kortsiktiga marknadsanalysen 2022. Det beror på lägre bränslepriser och att elanvändningen ökar i lägre omfattning.

Sverige och Norden förblir nettoexportör

Sverige fortsätter vara nettoexportör även om energiöverskottet minskar något, från 31 TWh år 2024 till 24 TWh år 2028. Det beror på att produktionen, speciellt under slutet av analysperioden, inte byggs ut i samma takt som den ökande efterfrågan.

Sammantaget fortsätter Norden att vara nettoexportör på årsbasis men överskottet minskar från dryga 50 till 30 TWh mellan 2024–2028. Den ökade elanvändningen för Norden möts till stor del av ny landbaserad vindkraft men även av havsbaserad vindkraft och solkraft som ökar under analysperioden. I jämförelse med den kortsiktiga marknadsanalysen 2022 är elanvändningen lägre vilket innebär att energibalansen är starkare.

Handelsflöden förändras

Det södergående flödet genom Sverige visar en avtagande trend för alla svenska snitten. Från 2027 uppstår även norrgående flöden i oktober, och under 2028 perioder mellan maj till november. Att det uppstår norrgående flöde kan förklaras av att vindkraft i framförallt SE2 byggs ut relativt kraftigt under perioden samtidigt som elanvändningen ökar kraftigt i SE1.

Exporten på AC-förbindelserna från SE1 till Finland består under analysperioden men försvagas under 2028.

Importen från Finland till SE3 varierar inom analysperioden men minskar i slutet av perioden så att den nästan är noll. Över tid minskar även exporten till Danmark (DK1) och Norge (NO1) något. En analys visar att begränsande nätelement som påverkas av öst-väst flöden påverkar elmarknaden en mindre andel av tiden 2028 jämfört med 2025 (totalt 21 procent mindre). Den anpassade driftsäkra kapaciteten som krävs för att hantera de öst-västliga minskas under analysperioden med 21 procent.

Den sammanlagda exporten från Sverige till angränsande handelsländer sjunker över tid vilket kan förklaras av en försvagad elbalans. Den ökande exporten till Norge utgör ett undantag vilken påverkas av de relativt höga priser i de flesta av Norges elområden vilket i sin tur drivs av en försvagad elbalans i Norge.

Flödesbaserad kapacitetsberäkningsmetod i jämförelse med nettoöverföringskapacitetsmetod

Skillnaden mellan simuleringsresultaten med flödesbaserad kapacitetsberäknings- och nettoöverföringskapacitetsmetoden uppvisar förväntade resultat med högre årsmedelpriserna i de svenska elområdena som följd av att nätet nyttjas på ett annat sätt. Produktion i norra Norge transporteras via Sverige söderut och ger lägre elpriser i Danmark och elområde NO1 och NO2.

Flaskhalsar och 70 procent

Tillfällen där nätelement inom de svenska elområden är begränsande minskar från 2025 till 2028. Även tillfällen där 70 procent av belastningsförmågan av begränsande element inte kan göras tillgängligt för elmarknaden minskar från 2025 till 2028. Detta beror på att nätförstärkningar speglas i de nätmodellerna som användes för de olika analysåren, men också ändrade flödesmönster.

1 Inledning

Svenska kraftnät är systemansvarig myndighet och ansvarar för att kraftöverföringssystemet är säkert, miljöanpassat och kostnadseffektivt. Vi övervakar och styr kraftsystemet dygnet runt och bygger ut transmissionsnätet för att möta samhällets behov av el. Genom att göra simuleringar av hur utvecklingen av elanvändning, produktion, bränslepriser med mera påverkar kraftsystemet skapar vi förutsättningar att agera proaktivt. Våra marknadsanalyser är inga prognoser utan syftet är att, utifrån givna data och bedömningar, se övergripande trender och förändringar i kraftsystemet. Resultaten används också för att analysera behovet av kompletterande åtgärder för ett driftsäkert elsystem.

1.1 Syfte

Syftet med vår kortsiktiga marknadsanalys är att, i huvudsak baserat på kända planer och beslut, analysera kraftsystemet för den kommande femårsperioden. Det är ingen prognos men utgör ett stöd för Svenska kraftnäts interna arbete. Med stöd av simuleringar i Svenska kraftnäts elmarknadsmodeller kan vi beskriva och analysera vilka konsekvenser förändringarna innebär för det nordiska kraftsystemet. Den här kortsiktiga marknadsanalysen är simulerad med en flödesbaserad kapacitetsberäkningsmetod och för år 2025 redovisas också simuleringsresultat med nettoöverföringskapacitetsmetoden.

2 Indata och metod

I det här kapitlet beskrivs sammanfattat indata, skillnaden mellan flödesbaserad kapacitetsberäkning- och nettoöverföringskapacitetsmetoden, samt hur vi tillämpat dessa metoder i våra simuleringar.

2.1 Indata

För antaganden gällande indata, se kapitel två i rapporten ”En bedömning av resurstillräckligheten för svensk elförsörjning”¹. Indata som återfinns i nämnda rapport utgörs av:

- Installerad kapacitet per land i Norden samt Baltikum som helhet
- Elanvändning
- Efterfrågefleksibilitet
- Överföringskapacitet
- Pris på bränsle och utsläppsrätter
- Elpriser för kontinenten och Storbritannien
- Planeringsnät för Norden och övervakade nätelement för Sverige och Norge för alla analysår

2.2 Flödesbaserad kapacitetsberäkning och nettoöverföringskapacitetsmetoden

Under 2024 planeras den flödesbaserade kapacitetsberäkningen att ersätta den nuvarande nettoöverföringskapacitetsmetoden. Därför simuleras den kortsiktiga marknadsanalysen med den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden. Det innebär att kapacitetsallokeringen till elmarknaden utgår från det fysiska flödet av el i elnäten. I tidigare kortsiktiga marknadsanalyser har kapacitetsallokeringen genomförts med nettoöverföringskapacitetsmetoden, den utgår från handel mellan elområden. I detta avsnitt beskrivs den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden, och

¹ Svenska kraftnät, En bedömning av resurstillräckligheten för svensk elförsörjning, 2024, [En bedömning av resurstillräckligheten för svensk elförsörjning \(svk.se\)](https://svk.se/bedomning-av-resurstillrackligheten-for-svensk-elforsorjning) (Hämtad 2024-04-04).

skillnaderna mellan flödesbaserad kapacitetsberäknings- och nettoöverföringskapacitetsmetod, och hur metoderna tillämpas i simuleringarna.

Den flödesbaserade metoden utgör en viktig komponent för att nå de långsiktiga energi- och klimatmålen. Eftersom vi för måluppfyllelse behöver ha möjlighet att transportera en ökande mängd fossilfri el från producenter till konsumenter vilket den flödesbaserade kapacitetsberäkningen bidrar med utan att kompromissa med driftsäkerheten. Det finns också krav på att systemoperatörer som Svenska kraftnät inför gemensamma metoder för kapacitetsberäkning². Den gemensamma metod som Svenska kraftnät och de övriga nordiska systemoperatörerna föreslog har godkänts av tillsynsmyndigheterna under 2020. Metoden kommer att införas under slutet av 2024.

2.2.1 Flödesbaserad kapacitetsberäkningsmetod

Syftet med flödesbaserad kapacitetsberäkningsmetod är att öka den samhällsekonomiska nyttan, det vill säga värdet för elmarknaden som helhet. Detta görs genom att den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden möjliggör bättre nyttjande av elnätet i jämförelse med nuvarande nettoöverföringskapacitetsmetod³. Genom att öka nyttjandet av elnätet ökar också mängden el som kan tilldelas för handel på elmarknaden. Att öka överföring och handel innebär större samhällsnytta.

I den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden får marknadskopplingsalgoritmen Euphemia information om hur övervakade nätelement⁴ belastas av handeln mellan olika elområden. Detta beskrivs bland annat genom hur kraft kan fördelas i tabeller, Power Transfer Distribution Factors, PTDF:er. För varje övervakat nätelement anges också hur mycket de får belastas av handeln mellan elområden, och detta benämns som Reliable Available Margin, RAM. Handeln i alla områden begränsas av att summan av skillnaden mellan elproduktion och elanvändning i varje område (områdets

² Flödesbaserad kapacitetsberäkning förordas som förstahandsval i EU-förordningen CACM (artikel 20). [De nordiska tillsynsmyndigheterna har kommenterat systemoperatörernas rapport om den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden - Energimarknadsinspektionen \(ei.se\).](#)

³ För mer information om nuvarande metod för Norden se [Data View | Nordic Unavailability Collection System \(nucs.net\).](#)

⁴ Net Transfer Capacity, NTC-metoden.

⁴ CNE:er eller CNEC:ar om fel på en annan komponent beaktas.

nettoposition) multipliceras med de olika beskrivningarna i PTDF:en, dock med villkor om att den tillåtna belastningen orsakat av handeln (RAM) inte får överskridas för de angivna övervakade nätelementen.

För att beräkna vilken belastning och möjlig kraftfördelning behövs:

- En gemensam nätmodell över Norden (Common Grid Model –CGM)
- De olika komponenters maximala belastning ($F_{\max}$)
- En beskrivning av hur produktion ökar och minskar i områden för att öka överföringen mellan områden (Generation Shift Keys – GSK).
- Säkerhetsmarginal för att beakta driftsäkerheten, FRM (Flow reliability Margin)

Med hjälp av kraftfördelningsbeskrivningar (PTDF:erna) kan flödet på komponent vid nollutbyte med andra elområden beräknas (F_o). Därutöver kan även avhjälpande åtgärder (Remedial actions –RA) beaktas för att öka det möjliga handelsutrymmet. Belastningen (RAM) för de övervakade nätelementen beräknas därför :

$$RAM = F_{\max} - FRM + RA - F_o$$

Euphemia utgår från dessa förutsättningar för att hitta den mest optimala lösningen för handel inom angivna gränser. Euphemia matchar bud på elmarknaden genom att prioritera de energitransaktioner som ger högst samhällsekonomisk nytta. Vid tilldelning av kapacitet mellan två angränsande elområden, så konkurrerar alla bud på lika villkor om kapaciteten, även bud i områden utanför dessa två elområden.

2.2.2 Övergripande skillnader mellan flödesbaserad kapacitetsberäkning och nettoöverföringskapacitetsmetoden

I dag anger varje systemoperatör ett värde i MW för överföring mellan varje elområde. Marknadskopplingsalgoritmen matchar sedan det med aktuella bud. Det är det som kallas för nettoöverföringskapacitetsmetoden (NTC-metoden). Det innebär att varje systemoperatör beräknar hur mycket effekt som på ett driftsäkert sätt kan överföras mellan elområden baserat på "N-1"-principen⁵. Den totala driftsäkra kapaciteten (Total Transfer Capacity, TTC), beaktar en marginal (Transmission Reliability Margin, TRM) och resulterar i en

⁵ Se sida 8, [Microsoft Word - glossary_v22.doc \(entsoe.eu\)](#).

nettoöverföring som görs tillgängligt till elmarknaden.⁶ En nackdel med nettoöverföringskapacitetsmetoden är att marknadsutfallet är okänt och systemoperatörerna måste ange driftsäkra kapaciteter som hanterar både import och export på två olika förbindelser samtidigt.

Med en flödesbaserad kapacitetsberäkningsmetod kan hänsyn tas till import på en förbindelse så att mer export från elområdet på en annan förbindelse tillåts. Det beror på att marknadskopplingsalgoritmen istället för en driftsäker kapacitet mellan elområden får en mängd information som anger förutsättningarna för säker överföring.

2.2.3 Det finns skillnader mellan tillämpning av metoder och hur dagen före-marknaden fungerar

I tidigare kortsiktiga marknadsanalyser har maximala handelskapaciteter mellan olika elområden använts (nettoöverföringskapacitetsmetoden) med justerade tillgänglighetsprofiler⁷. Till exempel använde KMA 2022 statistik över tillgängligheten för åren 2019–2021 för de svenska snitten, och en platt profil på 90 procent för de interna snitten i Norge. Vid behov (till exempel planerade nätförstärkningar) justerades maximal handelskapacitet mellan elområden och tillhörande profiler. Det är förenklingar som behövs för att hantera simuleringar som omfattar flera analysår och 35 olika väderår.

För att använda en flödesbaserad metod behövs också förenklingar. Att ta fram en nätmodell som representerar hela Norden och som representerar olika ledningsavbrott för underhåll och beräkna möjlig kraftfördelning är beräkningstungt och därför används en nätmodell som representerar ett intakt nät för Norden. Den tidigare nettoöverföringskapacitetsmetoden tog hänsyn till perioder med avbrott bättre men kunde inte fånga de begränsningar som uppstår för de övervakade nätelementen på samma sätt som den flödesbaserade metoden. Både nettoöverföringskapacitets- och den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden som används i den här kortsiktiga marknadsanalysen är en förenklad beskrivning vilket innebär att resultat i kapitel 4.4 därför inte ska tolkas som en direkt jämförelse mellan metoderna. Det är en jämförelse av hur Svenska kraftnät beskriver simulerade marknadsutfall med nettoöverföringskapacitet- och den flödesbaserade

⁶ För mer information om nuvarande metod för Norden se [Data View | Nordic Unavailability Collection System \(nucs.net\)](#).

⁷ Baserade på historiska utfall.

metoden. För att göra en jämförelse mellan nettoöverföringskapacitetsmetoden och den flödesbaserade kapacitetsberäkningen behövs driftsäkra utfallsrum som baseras på samma nätmodell.

Därtill ska också beaktas att det finns skillnader mellan den flödesbaserade metoden i Svenska kraftnäts kortsiktiga marknadsanalys och den flödesbaserade metoden som kommer att användas i dagen före-marknaden. I dagen före-marknaden skapas en nätmodell för varje timme. Systemoperatörerna strävar också efter att optimera nätets topologi varje dag och gör en bedömning om tillgängliga avhjälpande åtgärder. I dagen före-marknaden används även temperaturkompenserade maximala belastningsprofiler på timnivå, men det görs på veckobasis i den kortsiktiga marknadsanalysen. Sammanfattningsvis överskattar i vissa fall den tillämpade metoden kapaciteten jämfört med dagen före-marknaden eftersom nätet alltid anses vara intakt, men i andra situationer underskattas kapaciteten då modellen inte kan tillgodoräkna alla avhjälpande åtgärder. Den övergripande bedömningen är att modellen producerar representativa värden på aggregerad nivå. En mer ingående beskrivning av den information som behövs i den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden finns i kapitel två i rapporten ”En bedömning av resurstillräckligheten för svensk elförsörjning”⁸. Resultat för parallelldriften av den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden för dagen före-marknaden samt mer ingående informationsmaterial finns tillgängligt hos Nordic RCC⁹.

⁸ Svenska kraftnät, En bedömning av resurstillräckligheten för svensk elförsörjning, 2024, [En bedömning av resurstillräckligheten för svensk elförsörjning \(svk.se\)](#) (Hämtad 2024-04-04).

⁹ [Flow-based - Nordic Regional Coordination Centre \(nordic-rcc.net\)](#).

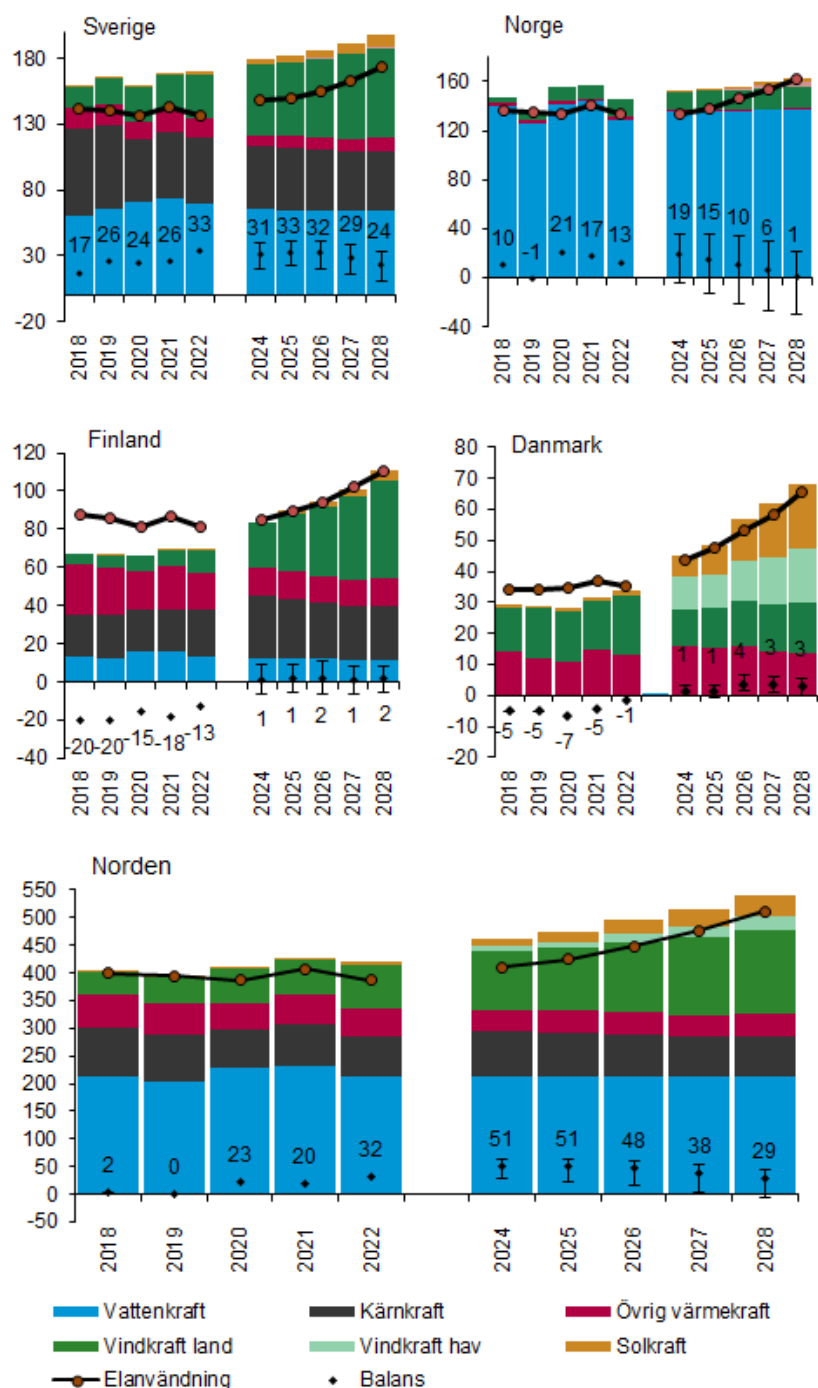
3 Resultat och analys

I detta kapitel presenteras resultat och analyser för åren 2024-2028, och en jämförelse mellan flödesbaserad kapacitets- och nettoöverföringskapacitetsmetoden för år 2025.

3.1 Elenergibalans

Årlig elenergibalans är skillnaden mellan elproduktion och elanvändning under ett år. Det innebär att om den årliga energibalansen är positiv, så produceras tillräckligt med el under året för att möta respektive lands elanvändning varvid nettoexport sker. Även om den årliga energibalansen är positiv så uppstår tillfällen under ett år då produktionen inom ett land är lägre än elanvändningen.

I Figur 1 visas energibalansen för Sverige, Norge, Finland, Danmark och totalt för Norden per kraftslag och elanvändning under analysåren. Även utfallet (ej temperaturkorrigerat) för åren 2018–2022 presenteras. De svarta klamrarna beskriver hur energibalansen varierar med hänsyn till de 35 väderåren som använts i simuleringen. Väderåren har stor inverkan på resultaten och spannet för den svenska energibalansen varierar med ungefär 20 TWh beroende på väderår.



Figur 1. Produktion, elanvändning och energibalans (TWh) i Sverige, Norge, Finland, Danmark och totalt för Norden 2024–2028. Siffrorna visar medelvärdet för nettolansen och klammarna visar spannet för årsenergibalansen med hänsyn till de 35 väderår som använts. Historisk vindkraftselproduktion är inte uppdelad mellan hav respektive land utan kategoriseras som "Vindkraft land".

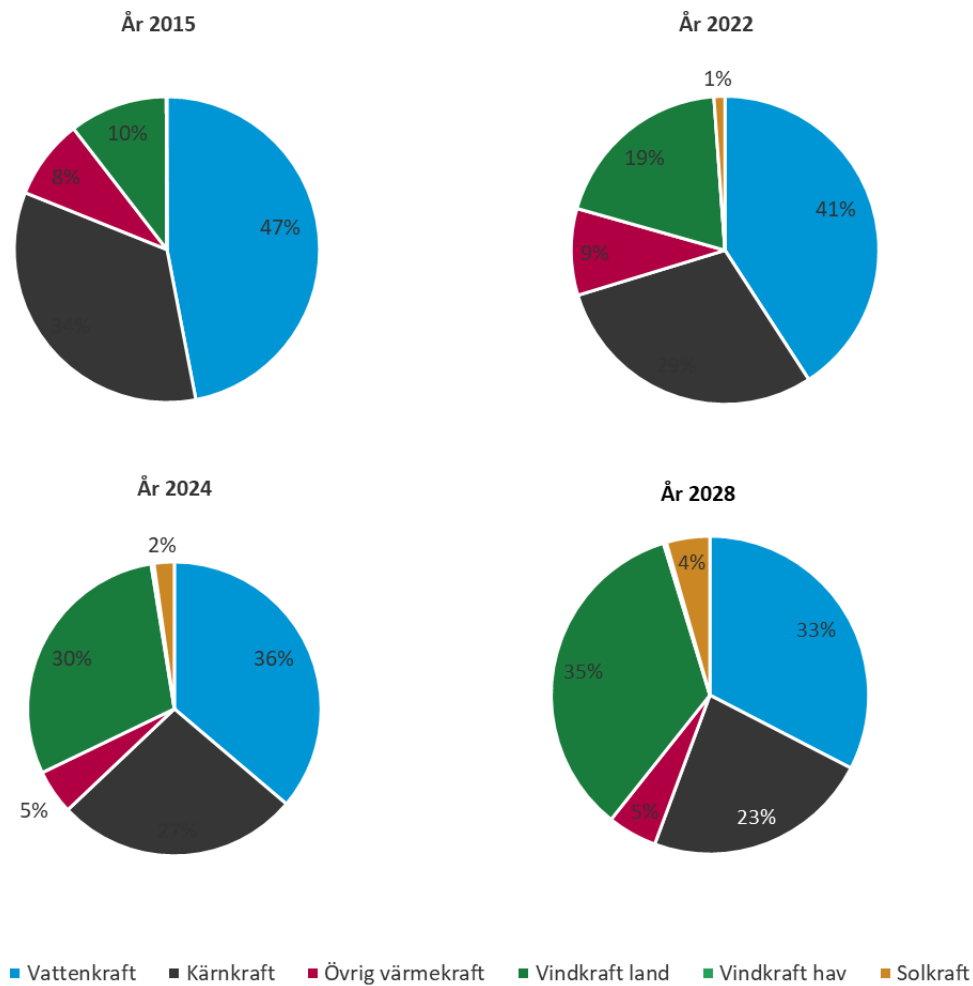
Källa: Statistik för elproduktion och förbrukning år 2018–2022, Energiföretagen för Sverige, Statistisk sentralbyrå för Norge, Energinet för Danmark, Statistikcentralen för Finland och övrig data Svenska kraftnät.

Sveriges energibalans är i medeltal positiv under analysperioden och Sverige fortsätter vara nettoexportör. Energiöverskottet i medel minskar från 31 TWh år 2024 till 24 TWh år 2028. Det beror på att produktionen inte byggs ut i samma takt som den ökande efterfrågan. Samtidigt bör det påpekas att energiöverskottet är större jämfört med KMA 2022. Detta beror på att elanvändningen bedöms bli lägre än i KMA 2022. De drivande faktorerna bakom den lägre ökningstakten i elanvändningen utgörs av att delar av industrin samt stålindustrin bedöms öka i lägre takt än i KMA 2022. Till viss del beror detta också på att vissa industriprojekt har bedömts blivit försenade vilket därmed minskar ökningstakten i elanvändningen jämfört med KMA 2022. Även Norges energibalans minskar på grund av att elanvändningen ökar i högre utsträckning än tillkommande produktion. En bidragande orsak till detta är att utbyggnaden av landbaserad vindkraft inte förväntas öka i någon större grad. Under vissa väderår är energibalansen negativ för hela analysperioden i Norge. Räknat som genomsnittet av alla väderår minskar energiöverskottet från cirka 19 till 1 TWh. Finland har i och med idrifttagande av Olkiluoto 3 under år 2023 ett överskott även om det för vissa väderår är ett fortsatt energiunderskott. Energibalansen förblir svagt positiv under analysperioden i och med att elproduktionen expanderar i takt med att elanvändningen ökar. Danmark går från ett historiskt energiunderskott till ett förväntat överskott. Det är solkraft samt land- och havsbaserad vind som expanderar och tillsammans överstiger den ökade elanvändningen.

Sammantaget fortsätter Norden att vara nettoexportör på årsbasis men överskottet minskar från dryga 50 till 30 TWh mellan 2024–2028. Den ökade elanvändningen för Norden möts till stor del av ny landbaserad vindkraft men även av havsbaserad vindkraft och solkraft som ökar under analysperioden. Andelen land- och havsbaserad vind och sol av den totala årliga elproduktionen ökar från strax under 30 procent till närmare 40 procent på Nordisk nivå under analysperioden. I jämförelse med den kortsiktiga marknadsanalysen 2022 är elanvändningen lägre vilket innebär att energibalansen är starkare.

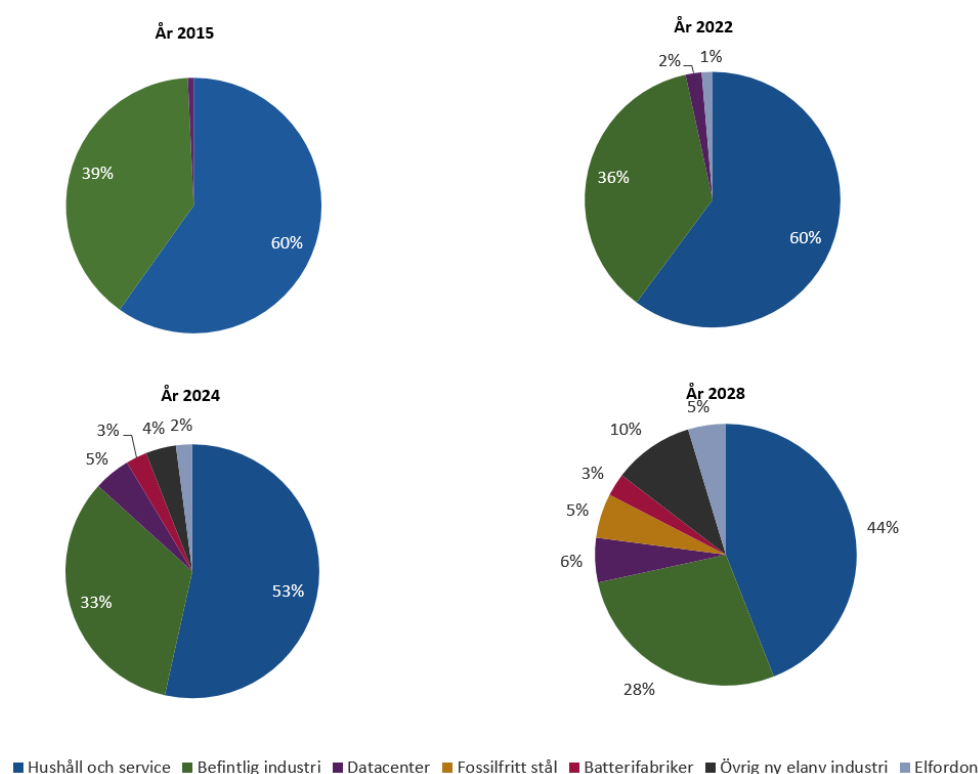
3.1.1 Tillgång och efterfrågan på el i Sverige

I Figur 2 visas andelen elproduktion per kraftslag i Sverige. Historiskt utfall presenteras för år 2015 och 2022 och simulerade resultat för år 2024 och 2028. Den historiska trenden med lägre andel planerbar elproduktion, som minskat från 90 till nästan 80 procent mellan 2015 till 2022 fortsätter. Andelen vatten-, kärnkraft- och övrig värmekraft motsvarar cirka 60 procent år 2028.



Figur 2. Historisk och simulerad elproduktion för år 2015 och 2022 respektive 2024 och 2028 i Sverige. Historisk vindkraftselproduktion är inte uppdelad mellan hav respektive land utan kategoriseras som "Vindkraft land".
Källa: Statistik för elproduktion för historiska år, Energiföretagen för Sverige, övrig data Svenska kraftnät.

I Figur 3 visas andelen elanvändning per sektor i Sverige. Historiskt utfall presenteras för år 2015 och 2022 och simulerade resultat för år 2024 och 2028. I avsnitt 2.2.2 beskrivs antagande om elanvändning och efterfrågefleksibilitet för 2024–2028. Den pågående omställningen visas tydligt i Figur 3 och inom de kommande fem åren sker ytterligare förändringar med omfördelning och nya sektorer.



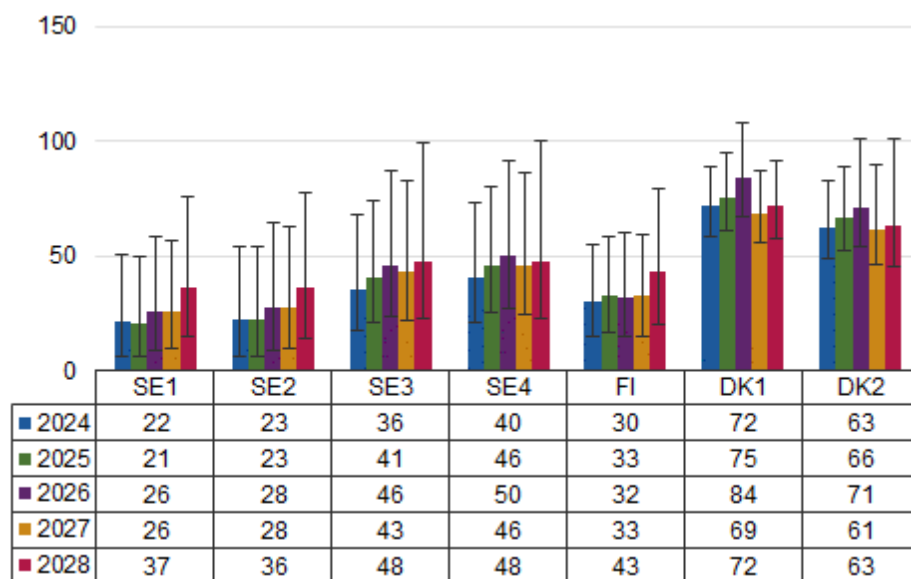
Figur 3. Historisk och simulerad elanvändning för år 2015 och 2022 respektive 2024 och 2028 i Sverige. Statistik för elanvändning för historiska år, Energimyndigheten och för simulerade år Energimyndigheten och Svenska kraftnät.

3.2 Elpriser

3.2.1 Årsmedelpris

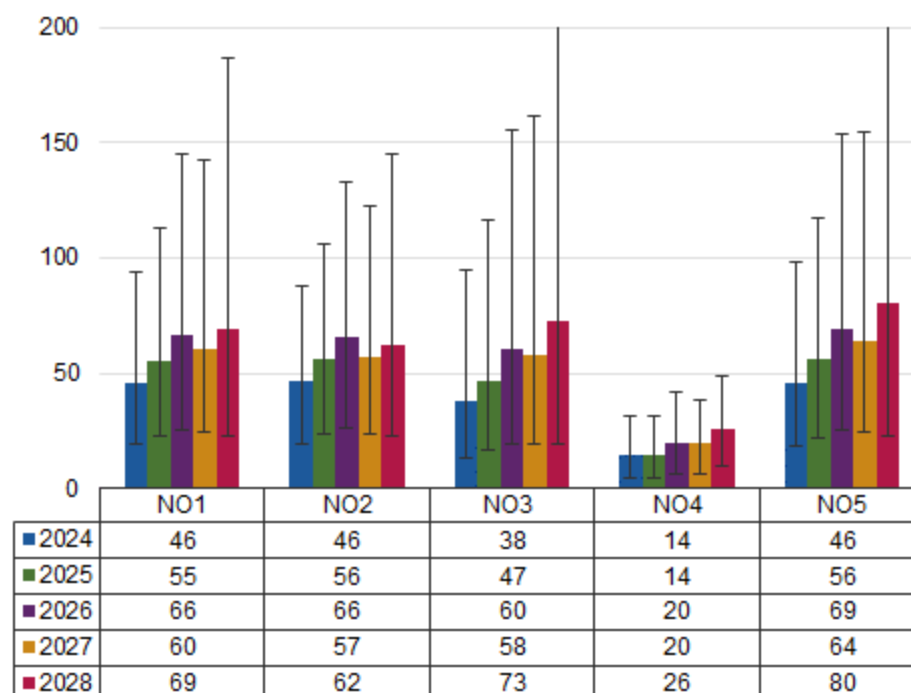
I det här avsnittets redovisas det genomsnittliga årspriset för alla väderår för de nordiska elområdena och de länder som är direkt kopplade till det nordiska elsystemet. Vid situationer med risk för effektbrist förväntas elpriserna vara betydligt högre.

I Figur 4, Figur 5 och Figur 6 visas simulerat årsmedelpris för åren 2024–2028 för de nordiska elområdena samt de länder som är direkt kopplade till det nordiska systemet. Klamrarna visar utfallsrummet för de 35 simulerade väderåren. Utfallsrummet visar att årsmedelpriset varierar stort mellan de olika väderåren. Det gäller framförallt i Norden där tillrinningen för vattenkraften har stor betydelse, och med ett elsystem som har relativt stor andel installerad kapacitet väderberoende kraftslag.



Figur 4. Årsmedelpris i elområden i Sverige, Finland och Danmark (EUR/MWh). Klamrarna visar spannet mellan det väderår som ger högst årsmedelpris och det väderår som ger lägst årsmedelpris.

Källa: Svenska kraftnät.

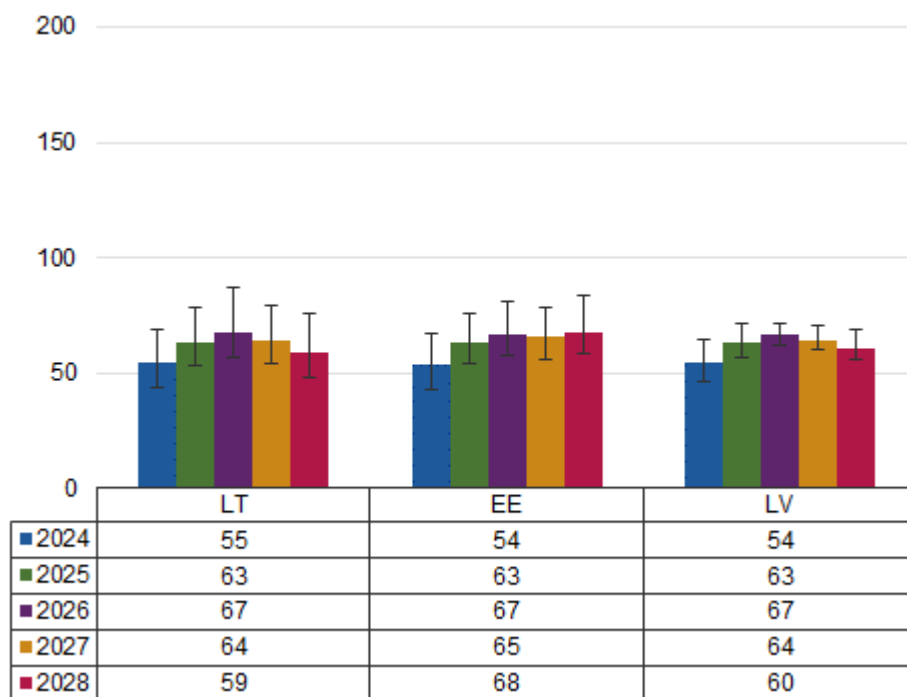


Figur 5. Årsmedelpris i norska elområden (EUR/MWh). Klamrarna visar spannet mellan det väderår som ger högst årsmedelpris och det väderår som ger lägst årsmedelpris.

Källa: Svenska kraftnät.

I absoluta termer varierar årsmedelpriserna i norra Sverige och Finland i mindre omfattning fram till det sista analysåret då det sker en större ökning till följd av en ökad elanvändning i norr. I södra Sverige och Norge är den generella trenden att årsmedelpriserna ökar under analysperioden. Dock sker en minskning mellan 2026 och 2027 som kan förklaras av att priserna på kontinenten är lägre år 2027 jämfört med 2026¹⁰. De danska priserna, speciellt DK1, är i hög grad kopplade till prisutvecklingen i Tyskland. Med några undantag är priserna generellt högre i länderna på kontinenten jämfört med priset i Norden.

Alla årsmedelpriser är lägre i jämförelse med resultat i den kortsiktiga marknadsanalysen 2022. Det beror på lägre bränslepriser och att elanvändningen ökar i lägre omfattning¹¹.



Figur 6. Årsmedelpris i Lettland (LT), Estland (EE) och Litauen (LV) (EUR/MWh). Klamrarna visar spannet mellan det väderår som ger högst årsmedelpris och det väderår som ger lägst årsmedelpris.

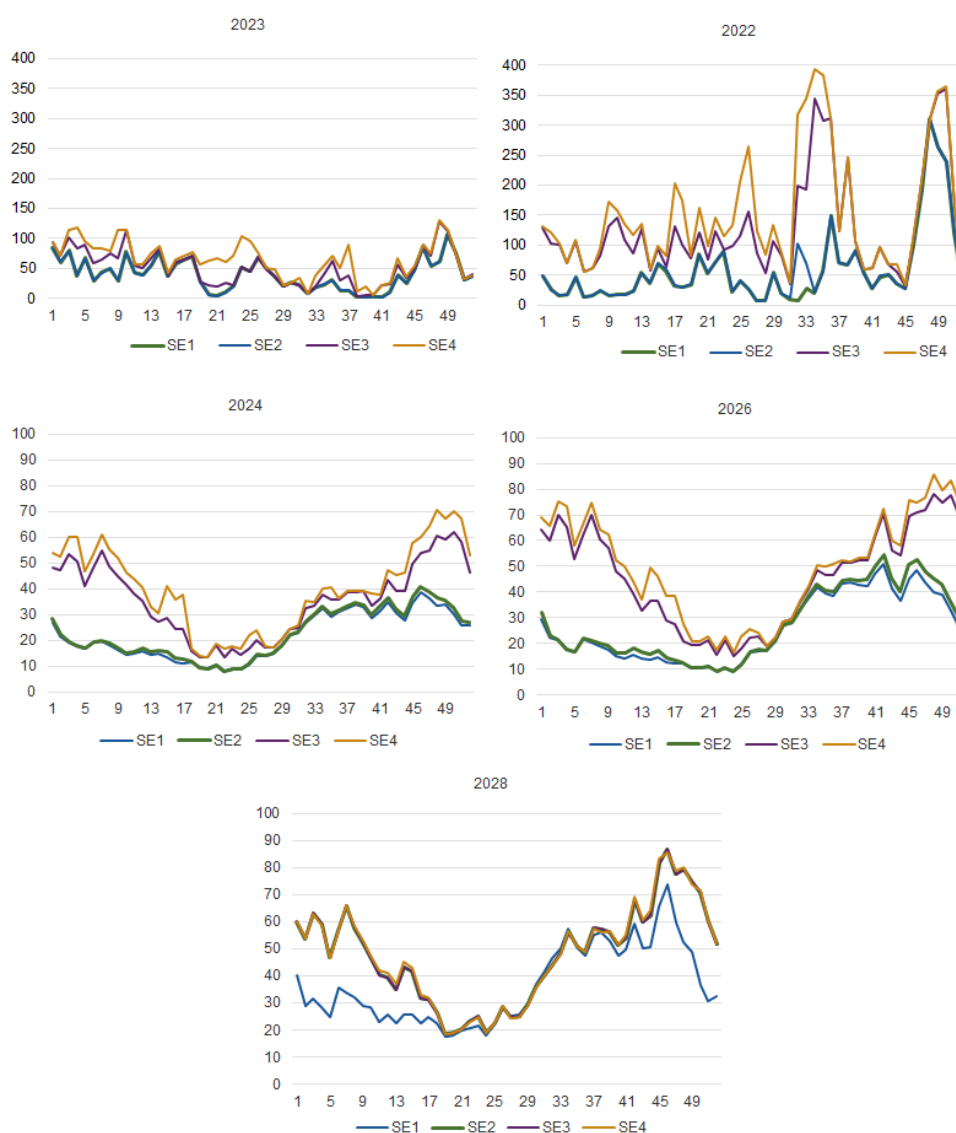
Källa: Svenska kraftnät.

¹⁰ Se Figur 5 i rapport "[En bedömning av resurstillräckligheten för svensk elförsörjning \(svk.se\)](https://svk.se/en/bedomning-av-resurstillrackligheten-for-svensk-elforsorjning)".

¹¹ Se avsnitt 2.2.21 respektive 2.2.3 i rapport "[En bedömning av resurstillräckligheten för svensk elförsörjning \(svk.se\)](https://svk.se/en/bedomning-av-resurstillrackligheten-for-svensk-elforsorjning)".

3.2.2 Elpriser i Sverige

I Figur 7 redovisas medelpriset per vecka för SE1, SE2, SE3 samt SE4, både för historiskt utfall för åren 2022-2023 samt resultat från modellsimuleringar för analysåren 2024, 2026 och 2028. År 2023 utmärktes av en återgång till ett mer normalt prisläge efter de höga elpriserna som rådde under 2022 vilka sin tur var drivna av höga fossilbränslepriser till följd av Rysslands invasion av Ukraina.



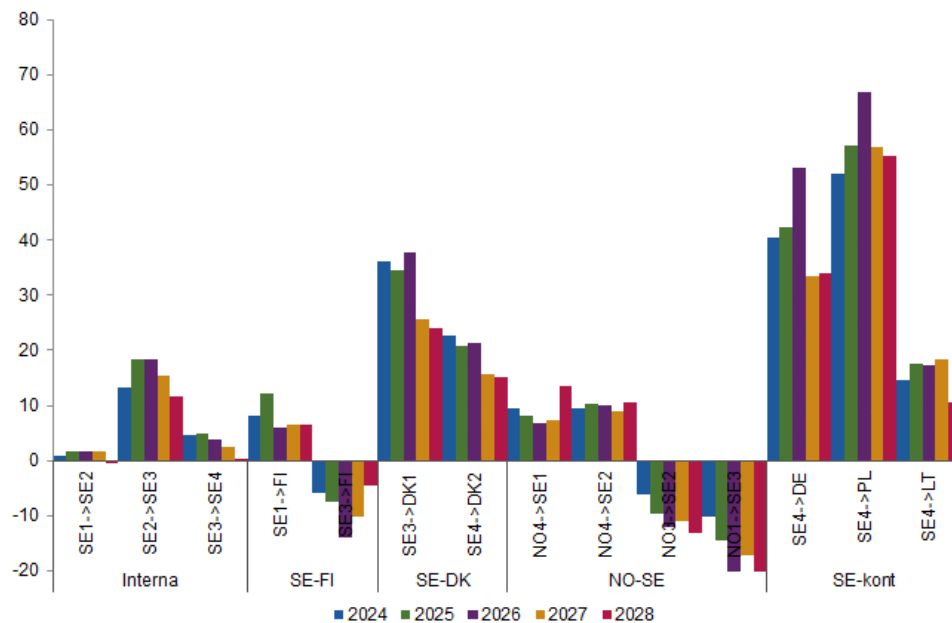
Figur 7. Medelpris per vecka för SE1, SE2, SE3 samt SE4. Historiska data för 2022 och 2023 och simulerat elpris för åren 2024, 2026 samt 2028.

Källa: Nord Pool samt Svenska kraftnäts simuleringar i Samlast.

3.2.3 Prisskillnader mellan elområden

När överföringsbehovet överskrider kapaciteten för elhandeln mellan två områden (över ett snitt), blir det olika priser i de två områdena. Om handelsflödet av el mellan elområden är lägre än tillgänglig överföringskapacitet blir det samma pris i elområdena. Skillnader i pris visar att det finns begränsningar inom eller mellan elområden, vilket indikerar ett behov av att förstärka transmissionsnätet eller att ny produktion bör tillkomma i högrisområdet.

I Figur 8 presenteras medelvärdet för prisskillnader över Sveriges interna och externa snitt för analysåren. Inom Sverige är det primärt snitt 2 (SE2->SE3) och i viss mån snitt 4 (SE3->SE4) som utgör flaskhalsar. Som kan utläsas i Figur 8 kommer prisskillnaden, speciellt i snitt 2, att vara fortsatt hög under analysperioden. För snitt 2 och snitt 4 sker en minskning av prisskillnaderna mot slutet av analysperioden. Minskningen förklaras delvis av de ökade elpriserna som följd av ökad efterfrågan i norra Sverige.



Figur 8. Prisskillnad för svenska snitt och utlandsförbindelser (årsmedel EUR/MWh). Höjden på staplarna visar den genomsnittliga absoluta prisskillnaden, det vill säga prisskillnader åt båda hållen kan öka medelvärdet. Positivt värde betyder att priset i genomsnitt är högre i det elområde som står sist.

Källa: Svenska kraftnät.

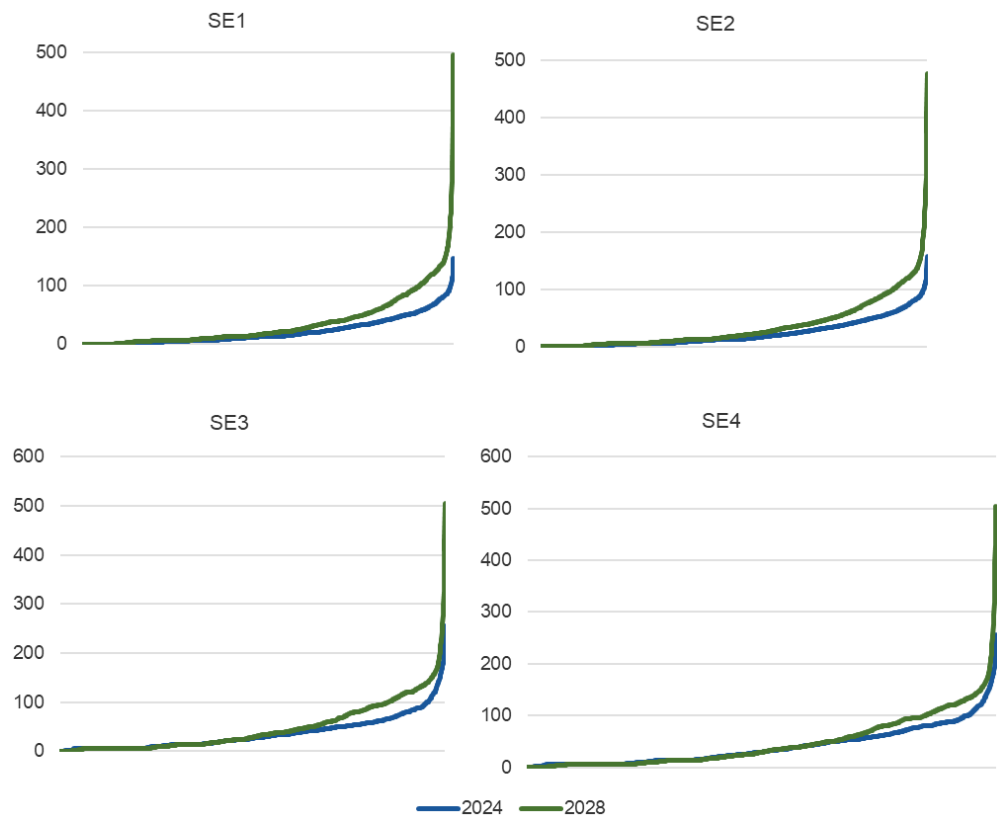
Prisskillnaden mellan SE1 och Finland är på en relativt hög nivå fram till 2025. Därefter minskar prisskillnaden vilket förklaras av att en tredje AC-förbindelse (Aurora Line) förväntas tas i drift i slutet av 2025 samtidigt som efterfrågan på el ökar i SE1. Prisskillnaden mellan SE3 och Finland ökar fram till 2026 för att

därefter minska så att prisskillnaden 2028 är på en liknande nivå som 2024. Prisskillnaden mellan SE4 och Tyskland är som högst år 2026 och minskar därefter.

Prisskillnaden mellan norra Norge (NO4) och norra Sverige är positiv över hela perioden, vilket innebär att priset är högre i norra Sverige än i norra Norge. Elpriset i de södra norska elområdena påverkas av förbindelserna mot Tyskland och Storbritannien. Prisskillnaderna mellan SE4 och Polen är på en hög nivå under analysåren. Det kan förklaras av att minskningen av gaspriset inte påverkar elpriset i Polen i lika stor utsträckning eftersom de är mer kolberoende.

3.2.4 Prisvariationer

I Figur 9 visas varaktighetsdiagram för elpriser år 2024 och 2028 och i Tabell 1 andel av tid i procent med pris under 1 EURO/MWh per analysår för de svenska elområdena. Att andel tid med priser under 1 EURO/MWh minskar i SE1 under analysperioden beror på en ökad elanvändning vilket ökar prisnivån. För SE2 är nivån av andelen tid med mycket låga priser på samma nivå i slutet av analysperioden som i början. Detta kan förklaras av flödena från SE2 till SE1 vilket innebär högre årsmedelpriser i SE2. Att andelen tid med priser under 1 EURO/MWh ökar i de södra elområdena beror på intermittent elproduktion ökar i högre takt än elanvändningen.



Figur 9. Varaktighetsdiagram för elpriser (EUR/MWh) för elområden i Sverige år 2024 och 2028.

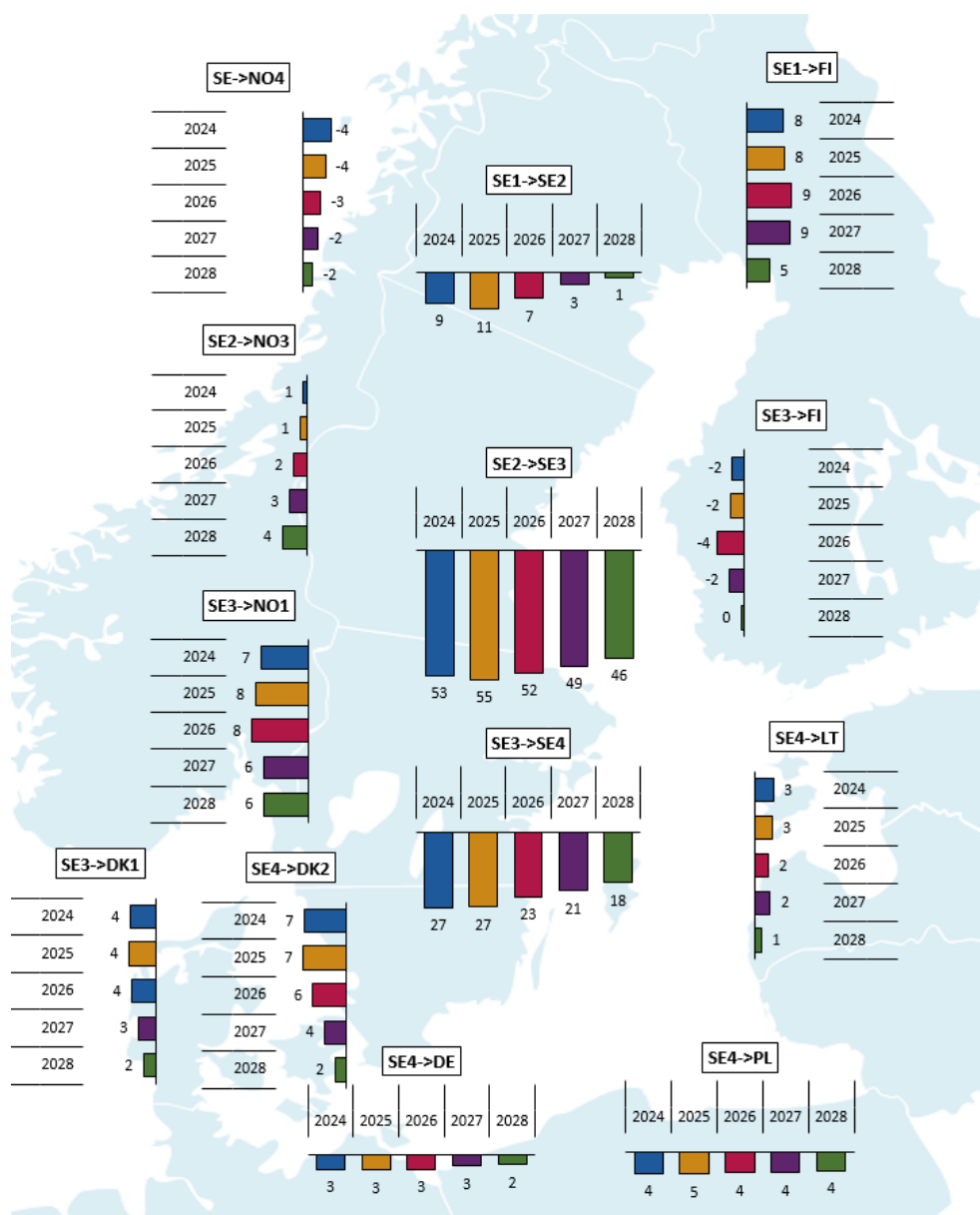
Källa: Svenska kraftnät.

År	SE1	SE2	SE3	SE4
2024	14	11	1	1
2025	18	15	2	2
2026	12	14	2	2
2027	14	11	3	3
2028	10	11	4	4

Tabell 1. Andel av tid i procent med pris under 1 EURO/MWh per analysår för de svenska elområdena.

3.3 Handelsflöden

I Figur 10 redovisas de årliga nettohandelsflödena i TWh, inom Sverige och mellan Sverige och grannländerna. Den ökade elanvändningen i framförallt norra Sverige får genomslag i handelsflödet och minskar det södergående flödet i Sverige med den största relativa påverkan mellan SE1 och SE2.

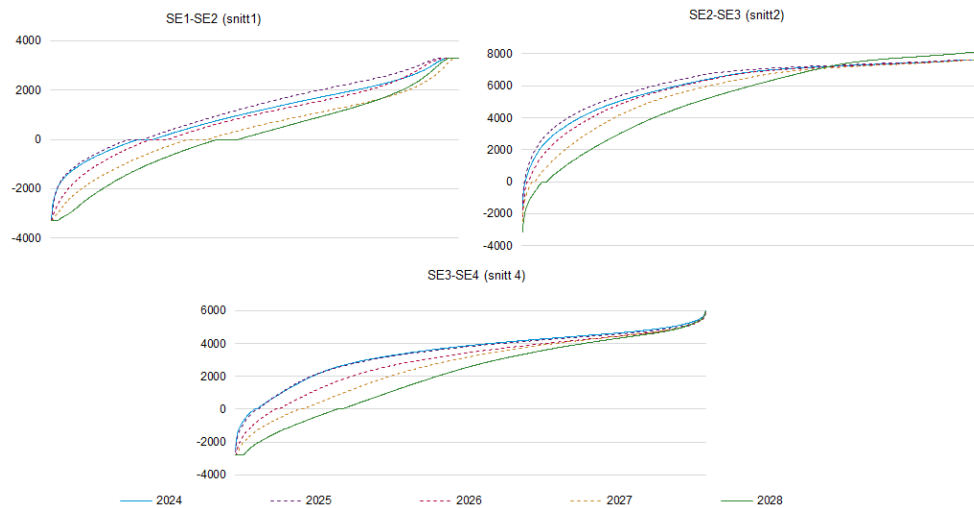


Figur 10. Årsvisa nettoflöden i TWh inom Sverige och till grannländer. Positiva värden representerar ett flöde från det första till det andra området.

Källa: Svenska kraftnät.

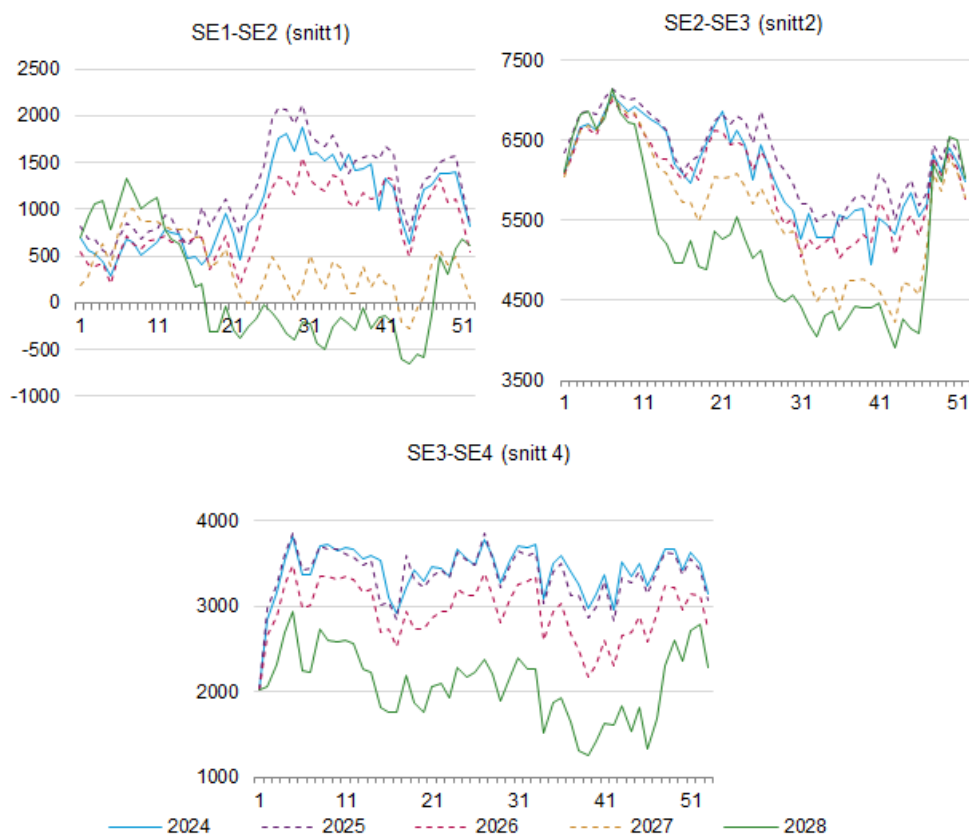
3.3.1 Handelsflöden i Sverige

I Figur 11 visas handelsflöden som varaktighetsdiagram för de interna svenska snitten, det vill säga alla simulerade timmar för alla analysår, ordnade från lägsta till högsta timvärde. Positiva värden representerar ett flöde från det första till det andra området, vilket alltså innebär södergående flöden.



Figur 11. Varaktighet av handelsflöden på Sveriges interna snitt (MWh/h). Positiva värden representerar ett flöde från det första till det andra området.
Källa: Svenska kraftnät.

I Figur 12 visas handelsflöden per vecka för de interna svenska snitten för 2024–2028.



Figur 12. Medelflöden per vecka för de svenska snitten (MWh/h).

Källa: Svenska kraftnät.

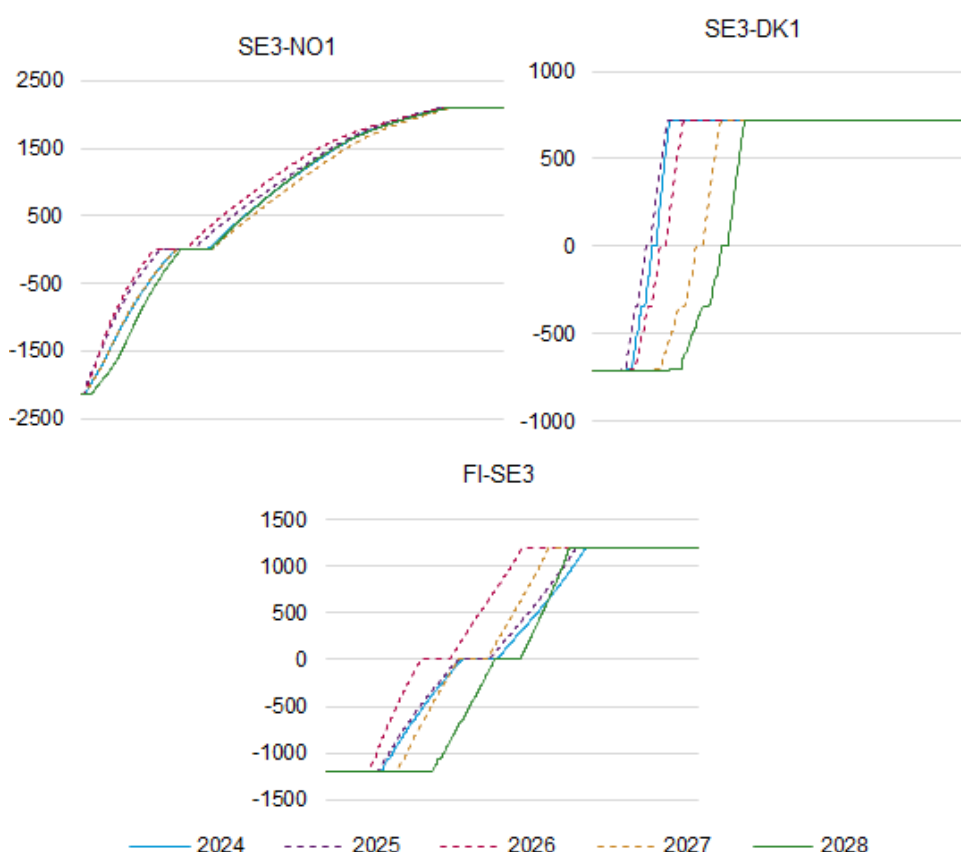
Det södergående flödet genom Sverige i Figur 10 visar en avtagande trend för alla svenska snitten. I Figur 11 visas också att andelen tid med södergående flöden minskar samtidigt som andelen tid med norrgående flöden i Sverige ökar. Över snitt 1 ökar andelen tid med norrgående flöden med tjugo procentenheter under analysperioden och utgör flödesriktningen dryga 40 procent av tiden 2028. De förändrade flödesmönstren uppkommer också i medelflöden per vecka där norrgående flöden (från SE2 till SE1) visas under 2027 och 2028, Figur 12. Under 2027 uppvisas norrgående flöden i oktober, och under 2028 perioder mellan maj till november. Att det uppstår norrgående flöde kan förklaras av att vindkraft i framförallt SE2 byggs ut relativt kraftigt under perioden samtidigt som elanvändningen ökar kraftigt i SE1.

Figur 12 visar att det typiska säsongsmönstret med störst överföring av el under vinterhalvåret över snitt 1 endast gäller för 2028 och i viss mån för 2027. Detta är delvis en modellteknisk konsekvens av att ett intakt nät har antagits i den flödesbaserade kapacitetsberäkningen. Detta kan kontrasteras mot simuleringar utifrån NTC där tillgänglighetsprofiler baserade på historisk data har använts. För snitt 2 förstärks säsongsmönstret över tid med störst

överföring av el under vinterhalvåret. Ovanstående säsongsmonster för överföringen från SE3 till SE4 (snitt 4) blir mer uttalat i slutet av analysperioden men det sker en minskning i nivå av handelsflödet.

3.3.2 Öst-västliga flöden

Handelsflöden från Finland till SE3 samt från SE3 till Norge och Danmark, de öst-västliga flödena, visas som varaktighetsdiagram i Figur 13.



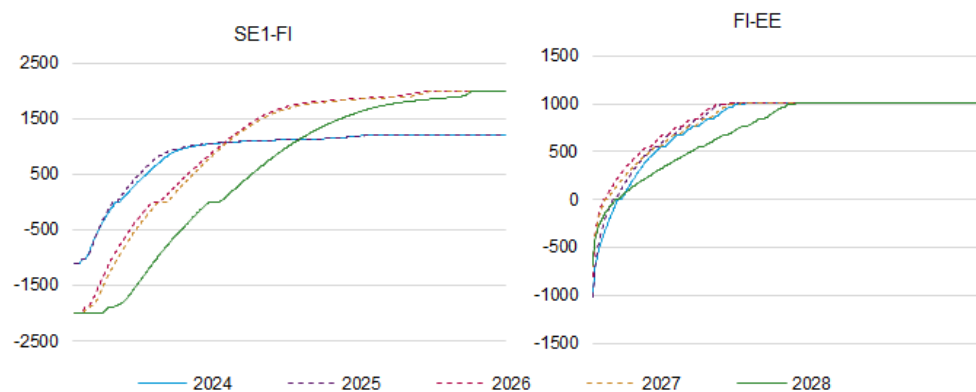
Figur 13. Varaktighet av handelsflöden på snitt SE3-NO1, SE3-DK1 och FI-SE3. Positiva värden representerar ett flöde från det första till det andra området.
Källa: Svenska kraftnät.

Av Figur 13 framgår att andelen av tiden med import respektive export från Finland till SE3 varierar inom analysperioden. Andelen av tid med import från Finland till SE3 är i slutet av perioden lägre än i början och årsnettoflödet blir noll år 2028 (Figur 10). Andelen av tid med export till Norge från SE3 ökar fram till 2026 och minskar sedan till samma nivå år 2028 som under 2024. Andelen tid med export från SE3 till Danmark minskar från år 2025 och är på

en betydligt lägre nivå år 2028 jämfört med år 2024. En ökad möjlighet till överföring från öst till väst vid lägre utnyttjandegrad av snitt 2, jämfört med de senaste åren, observeras också i den externa parallelldriften av flow-based¹².

3.3.3 Övriga handelsflöden inom Norden och mellan Norden och sammankopplade elområden

Handelsflödet mellan SE1 och Finland utgörs i början av perioden till stor del av export från Sverige till Finland, cirka 90 procent av tiden. År 2026 ökar möjlig kapacitet från 1200 MW mellan SE1 och Finland respektive 1000 MW mellan Finland och SE1 till 2000 MW till och från SE1 till Finland. Detta till följd av den nya ledningen Aurora Line som tas i drift i slutet av 2025. Under 2026 sker en omfördelning och under resterande analysperiod minskar andelen tid med export från SE1 till Finland från 80 till dryga 65 procent. Att det sker en markant omfördelning år 2028 förklaras av den ökade elanvändningen i SE1. Finland fortsätter att exportera till Estland över 90 procent av tiden.

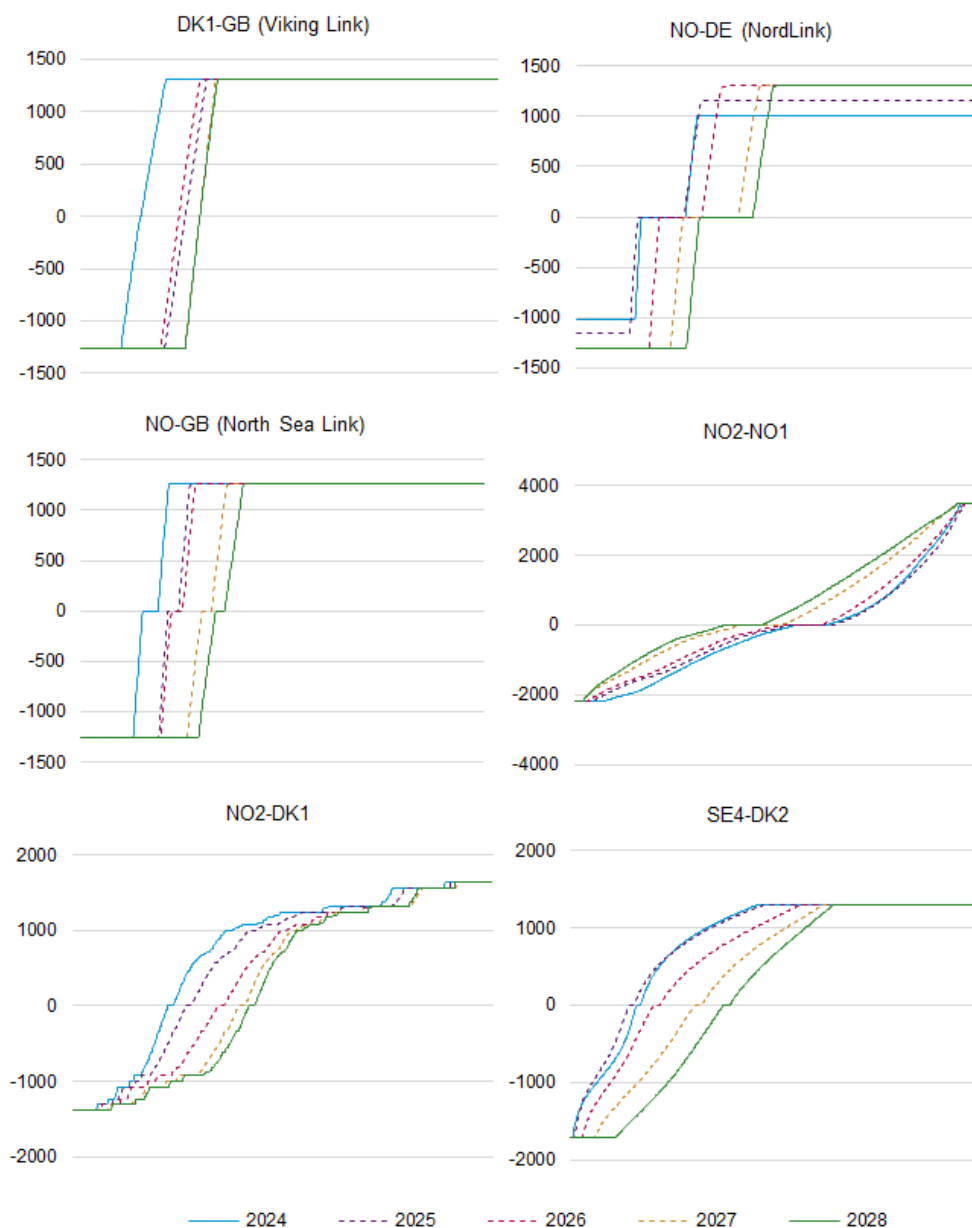


Figur 14. Varaktighet på handelsförbindelserna mellan Finland och Sverige respektive Estland (MWh/h). Positiva värden representerar ett flöde från det första till det andra området.

Källa: Svenska kraftnät.

I Figur 15 visas handelsflödet på förbindelserna mellan SE4 och Danmark, Danmark och Storbritannien, Norge till Storbritannien och Tyskland samt flödet på närliggande snitt, se också Figur 13 för snitt SE3-NO1 och SE3-DK1.

¹² [Simulation Results - Nordic Regional Coordination Centre \(nordic-rcc.net\)](https://nordic-rcc.net/).



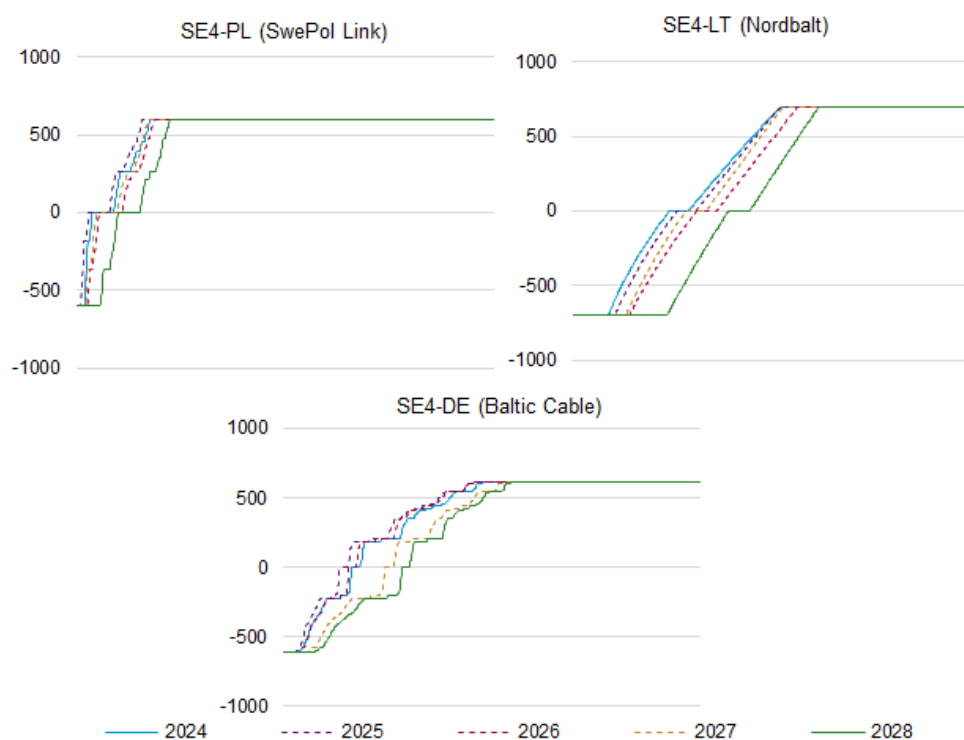
Figur 15. Varaktighet på handelsförbindelserna mellan SE4 och Danmark, Danmark och Storbritannien, Norge till Storbritannien och Tyskland samt flödet på närliggande snitt (MWh/h). Positiva värden representerar ett flöde från det första till det andra området. Källa: Svenska kraftnät.

Förbindelsen Viking Link är i drift från 2024 och nyttjas till större andel av tiden som export från Danmark till Storbritannien, dock fördubblas andelen tid med import från Storbritannien från cirka 15 till 30 procent under analysperioden. Förbindelserna från Norge till Tyskland och Storbritannien via NordLink respektive North Sea Link har samma mönster som Viking Link där importen från Tyskland och Storbritannien ökar till nästan 30 respektive 35 procent. Det beror på att prisskillnader förändras mellan Danmark och

Storbritannien respektive Norge och Tyskland samt Norge och Storbritannien. Andelen tid med export från SE4 till DK2 minskar markant under analysperioden.

3.3.4 Svenska handelsflöden över Östersjön

Flödet för Sveriges förbindelser i Östersjön visas i Figur 16. Exporten från Sverige till Polen, Tyskland och Litauen minskar under analysperioden. Att andelen tid med import ökar till Sverige, vilket är en konsekvens av utvecklingen av produktionskapaciteten och dess kortsiktiga marginalkostnader i respektive land/elområde, bidrar till större andel norrgående flöden över snitt 4. De årsvisa nettoflödena är lägre i slutet av analysperioden förklaras av det ökade elbehovet i Sverige som påverkar det södergående flödet, se Figur 10. Det årliga nettoflödet till Polen är detsamma förutom år 2025 då det är något högre än övriga år.



Figur 16. Varaktighet på handelsförbindelserna i Östersjön (MWh/h): SwePol Link, NordBalt och Baltic Cable. Positiva värden representerar ett flöde från det första till det andra området.

Källa: Svenska kraftnät.

3.4 Flaskhalsar och 70 procent

3.4.1 Begränsande nätelement

I simuleringarna används en representativ nätmodell för Norden. Det bör noteras att nätmodellen beskriver ett intakt nät med en konstant topologi. I verkligheten anpassas topologin till driftläget från olika flöden och avbrott. Resultaten är därför inte en prognos för hur priser och flöden kommer att variera på timnivå, utan påvisar övergripande trender. Resultaten representerar begränsande nätelement givet ett intakt och att inga anpassningar och avhjälpande åtgärder vidtas. I driftskedet finns utrymme för att anpassa nätet för vidare optimering och i dessa fall underskattas handelsutrymmet i simuleringarna. I andra perioder där exempelvis underhåll genomförs kommer handelsutrymmet att överskattas. I Tabell 2 sammanfattas hur ofta olika nätelement är begränsande i simuleringarna. Endast de begränsande nätelement som förekommer mer än 5 procent av tiden och begränsningar i växelströmsnätet redovisas, nätelement som är likströmsförbindelser redovisas alltså inte. Värden motsvarar ett genomsnitt av 35 olika simulerade väderår. Med en flödesbaserad kapacitetsberäkningsmetod uppvisas att det oftast är enskilda nätelement som blir begränsande för överföringsförmågan från ett område till en annan. Dock förekommer det fortfarande fall där så kallade snittkapaciteter är begränsande. Exempel på situationer när överföringsförmågan fortfarande kan begränsas av ett snitt är när det behövs med hänsyn till rotor-vinkel-stabilitet, spänningsstabilitet eller faktorer som tillgång till reserver för att hantera bortfall av en ledning i ett snitt.

En jämförelse av resultaten mellan 2025 och 2028 visar en minskning i antal tillfällen som snitt 2 och ett begränsande nätelement inom SE3 påverkar priserna i Norden. Tiden med Snitt 2 begränsningar minskar med 10 procent samtidigt som begränsningar på grund av interna nätelement i SE3 minskar. Att omfattning av begränsningar minskar, eller försvinner, beror i huvudsak på att planerade nätförstärkningar beaktas i analysåren 2025 och 2028. I vissa fall beror det också på att flöden förändras till följd av förändringar i produktion och elanvändning. Ett exempel är att export till Finland inte inträffar lika ofta och därför är SE1-FI mindre begränsande 2028 i jämförelse med 2025, se Tabell 2.

Lokalisering av begränsande element	Andel av tiden som en CNEC begränsar (%)		Skuggpris (Euro/MW)	
	2025	2028	2025	2028
SE1-FI	45	32	8	5
SE2-SE3 Snittbegränsning	45	33	13	11
Internt NO3 (1)	44	49	51	73
NO4-NO3	27	10	6	2
NO3-SE2	25	-	7	-
Internt SE3	17	8	24	5
NO4-SE2	16	31	2	7
NO2-NO1	12	6	3	1
Internt NO5	11	6	3	11
Internt NO3 (2)	10	8	6	5
Internt NO4	8	-	1	-
NO5-NO2	5	-	2	-
Internt NO5	5	6	1	11
SE3-SE4 Snittbegränsning	-	6	-	1

Tabell 2. Andel tid och skuggpris för begränsande nätelement för analysår 2025 och 2028.
Källa: Svenska kraftnät.

3.4.2 Tillfällen där mindre än 70 procent av ett nätelements belastningsförmåga kan tilldelas elmarknaden

Elmarknadsförordningens krav på 70 procent sammanlänkningskapacitet började gälla den 1 januari 2020. Det betyder att marknaden ska kunna utnyttja minst 70 procent av de mest belastade ledningarnas överföringskapacitet till handel mellan olika elområden.

Formuleringarna i Elmarknadsförordningen (EU) 2019/943, från vilken regeln härrör, är ganska öppna och delvis opreciserade, varför regelns innebörd och lämpliga tolkning har diskuterats. De europeiska tillsynsmyndigheternas samarbetsorgan ACER, publicerade 2019 en rekommendation avseende hur det ska följas upp om en systemoperatör har uppfyllt kravet¹³. Denna rekommendation har blivit vägledande och ligger till grund för hur de nationella tillsynsmyndigheterna i dag bedömer efterlevnaden. Förenklat

¹³ [ACER Recommendation 01-2019.pdf \(europa.eu\)](#).

innebär det att om en lednings maximala belastningsförmåga beskrivs som F_{max} , ska den tillgängliga utrymme för handel på ledningen (RAM) motsvara 70 procent av F_{max} . Regeln gäller både i normaldrift eller vid beaktande olika felfall. Resterande 30 procent kan tas upp av interna flöden och så kallade ”loop-flöden¹⁴”.

Tillsynsmyndigheterna och ACER följer sedan upp om systemoperatörer har uppfyllt kravet om 70 procent. Energimarknadsinspektionen är tillsynsmyndigheten som ansvarar för uppföljningen i Sverige, men ACER publicerar också årligen en rapport där efterlevnaden av kravet kartläggs. Om en systemoperatör inte efterlever kravet kan tillsynsmyndigheten inleda ett tillsynsärende. Till exempel påbörjade Energimarknadsinspektionen ett tillsynsärende under sommaren 2021¹⁵. Eftersom utvärdering mot kravet sker retroaktivt, är det också viktigt att studier av framtida elmarknadsscenarioer identifierar fall där det kan vara svårt att efterleva regeln om 70 procent. På detta sätt kan åtgärder planeras i förväg.

I Tabell 3 och Tabell 4 sammanfattas hur tillgänglig kapacitet på olika nätelement förhåller sig till 70 procent i modellsimuleringarna. Endast de begränsande nätelement där 70 procent inte kan uppnås i mer än 1 procent av tiden och begränsningar i växelströmsnätet redovisas, nätelement som är likströmsförbindelser redovisas alltså inte. ”Procent RAM” i Tabell 3 och Tabell 4 presenterar ett genomsnittsprocenttal av belastningsförmåga som får nyttjas av elmarknaden (RAM) i förhållande till maximal tillåten belastningsförmåga för varje begränsande nätelement. Det beräknas som ett genomsnitt för de tillfällen ett nätelement har varit begränsande under någon timme av 35 olika simulerade väderår (306 600 timmar totalt). Resultatet från simuleringarna skiljer sig från den utvärdering av 70 procent-efterlevnad som tillsynsmyndigheterna gör på grund av hur simuleringsverktyget (Samnett) sparar och redovisar simuleringsdata. Endast data för tillfällen när ett nätelement är begränsande för marknaden sparas, medan en fullständig utvärdering även omfattar tiden när elementet inte är begränsande. Vidare begränsas redovisade resultat i tabellerna till nätelement i växelströmsnätet, och omfattar nätelement som minst 1 procent av tiden inte uppfyller 70 procent-kravet.

¹⁴ Flöden som uppstår mellan elområden som inte är ett resultat av handel mellan områden.

¹⁵ [Tillsynen mot Svenska kraftnät avseende överföringsbegränsningar fortsätter - Energimarknadsinspektionen \(ei.se\)](#).

Generellt är det oftast nätelement inom och mellan NO₄, NO₃, SE₁ och SE₂ som är begränsande nätelement. Det beror på att det finns mycket vattenkraft i områdena och eftersom modellen vill optimera marknadsutfallet maximeras produktionen av vattenkraft. Den tillgängliga kapaciteten för marknaden påverkas av grundflödet i nätmodellen innan handel mellan elområden beaktas, för mer information se avsnitt 2.2.1. Många begränsningar är också spegelbilder av varandra eftersom förbindelserna NO₄-SE₁, NO₄-SE₂ och NO₃-SE₂ kan ses som parallella förbindelser mellan Sverige och Norge. Ett fel på NO₄-SE₁ belastar NO₄-SE₂ och tvärtom. Tillfällen där interna Svenska nätelement har mindre än 70 procent av maximal belastningsförmåga minskar också från 2025 till 2028. Den interna övervakade nätelementen i SE₃ som oftast har svårt att uppfylla 70 procent under 2025 försvinner helt 2028. Även i detta sammanhang beror detta på att omfattning av begränsningar minskar, eller försvinner helt, till följd av att nätförstärkningar genomförs mellan analysåren 2025 och 2028. I vissa fall beror det på att flöden förändras på grund av förändringar i produktion och elanvändning.

Lokalisering av begränsande element	Procent RAM i genomsnitt	Procent av tiden där RAM < 70% av Fmax	Kommentar
Internt SE3 (1)	70	16	Tillgänglig kapacitet kan ökas genom avhjälpande åtgärd som inte omfattas av simuleringarna
NO4-SE2 (1)	79	5	Beror på fördelning av produktion längs gränsförbindelser mellan Sverige och Norge
Internt NO4 (1)	90	3	
NO3-SE2	68	3	Beror på fördelning av produktion längs gränsförbindelser mellan Sverige och Norge
Internt NO1	73	3	
NO4-SE2 (2)	71	3	Beror på fördelning av produktion längs gränsförbindelser mellan Sverige och Norge
Internt SE3 (2)	73	3	Tillgänglig kapacitet kan ökas genom avhjälpande åtgärd som inte omfattas av simuleringarna
Internt NO4 (2)	91	3	
NO4-NO3	71	3	
SE2-SE3	68	2	Snitt 2 ledning med seriekompensering. Kan finnas avhjälpande åtgärder för att öka RAM
NO4-FI	106	2	
NO4-SE2 (3)	74	2	Beror på fördelning av produktion längs gränsförbindelser mellan Sverige och Norge
Internt SE2	80	2	Kombination av import/export genom SE2 och produktion inom SE2. Kan finnas avhjälpande åtgärder för att öka RAM

Tabell 3. Begränsande nätelement där maximal belastningsförmåga underskider 70 procent för analysåret 2025. Begränsande nätelement där tillgänglig handelskapacitet (RAM) underskider 70 procent för analysåret 2025. Dessa simuleringsresultat inkluderar inte omkoppling eller andra avhjälpande åtgärder för att öka RAM.

Källa: Svenska kraftnät.

Lokalisering av begränsande element	Procent RAM i genomsnitt	Procent av tiden där RAM < 70% av Fmax	Kommentar
Internt NO1 (1)	42	13	
NO3-NO4	63	6	
NO3-NO4	87	3	
Internt NO1 (2)	67	3	
NO4-SE2(1)	84	3	Beror på fördelning av produktion längs gränsförbindelser mellan Sverige och Norge
NO4-SE2 (2)	74	2	Beror på fördelning av produktion längs gränsförbindelser mellan Sverige och Norge
NO3-NO4	75	2	
Internt NO4	91	2	
NO3-SE2	65	2	Beror på fördelning av produktion längs gränsförbindelser mellan Sverige och Norge
SE1-SE2 Snittbegränsning	93	1	Övergripande begränsning av snitt ett för fenomen som spänningsstabilitet och rotor-vinkel stabilitet
SE2-SE3 Snitt 2 ledning	76	1	Snitt 2 ledning med seriekompensering, kan finnas avhjälpande åtgärder för att öka RAM

Tabell 4. Begränsande nätelement där maximal belastningsförmåga underskider 70 procent för analysåret 2028. Begränsande nätelement där tillgänglig handelskapacitet (RAM) underskider 70 procent för analysåret 2025. Dessa simuleringsresultat inkluderar inte omkoppling eller andra avhjälpande åtgärder för att öka RAM.

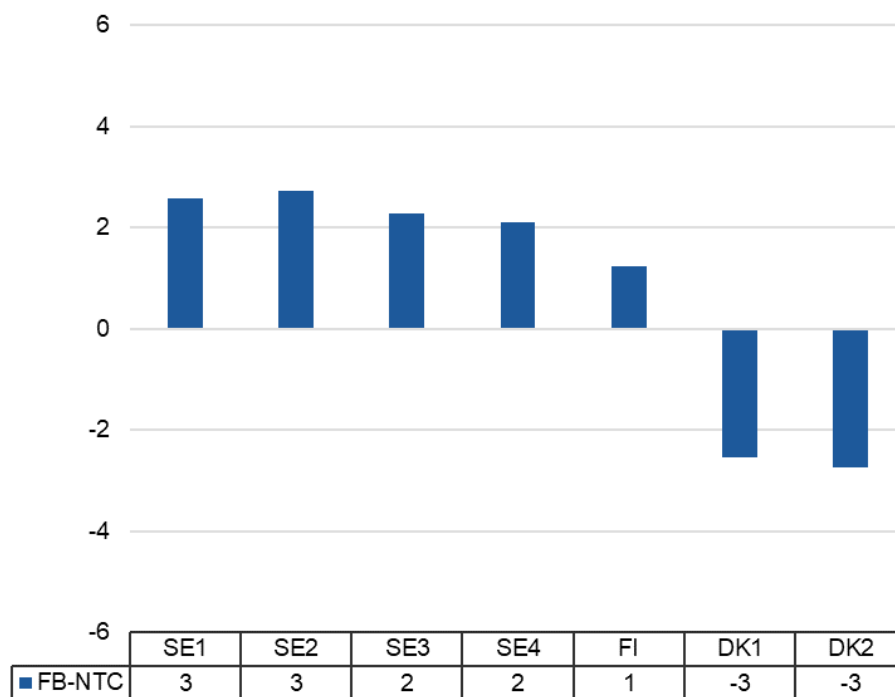
Källa: Svenska kraftnät.

3.5 Skillnader mellan flödesbaserad kapacitetsberäkning och nettoöverföringskapacitetsmetoden

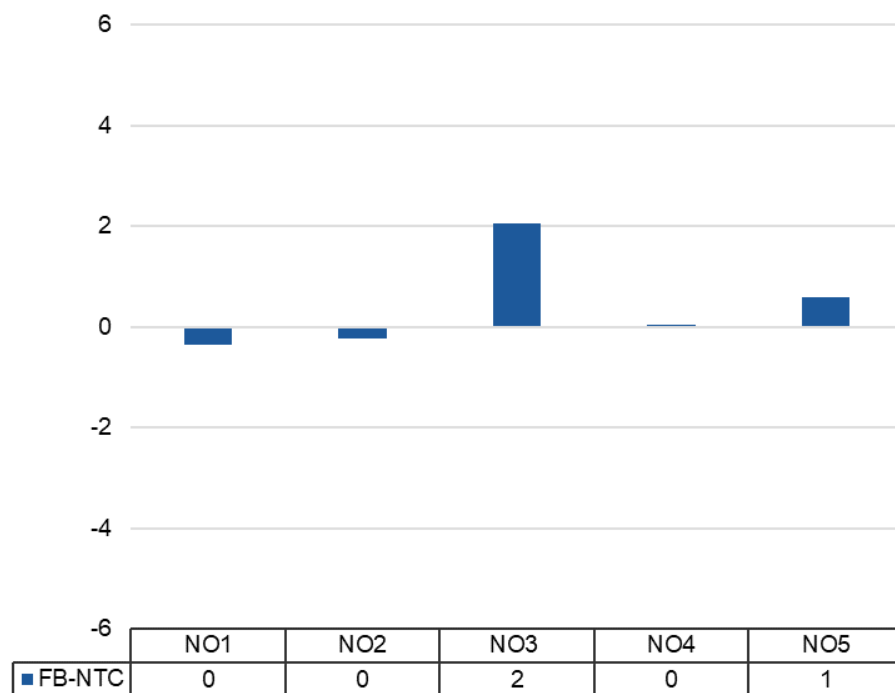
I det här avsnittet beskrivs skillnaderna mellan tillämpningen av flödesbaserad kapacitetsberäkning och nettoöverföringskapacitetsmetoden för elpriser och handelsflöden för analysår 2025.

3.5.1 Årsmedelpriser i Norden och veckomedelpris i Sverige

I Figur 17 och Figur 18 visas skillnaden mellan simulering med flödesbaserad kapacitetsberäkning och nettoöverföringskapacitetsmetoden för årsmedelpris för år 2025 för de nordiska elområdena. Att årsmedelpriserna förändras och att i de svenska elområdena är högre med den flödesbaserade kapacitetsberäkningen är väntat då nätet nyttjas på ett annat sätt och i större omfattning (se Figur 20, Figur 21, Figur 23 och Figur 24).



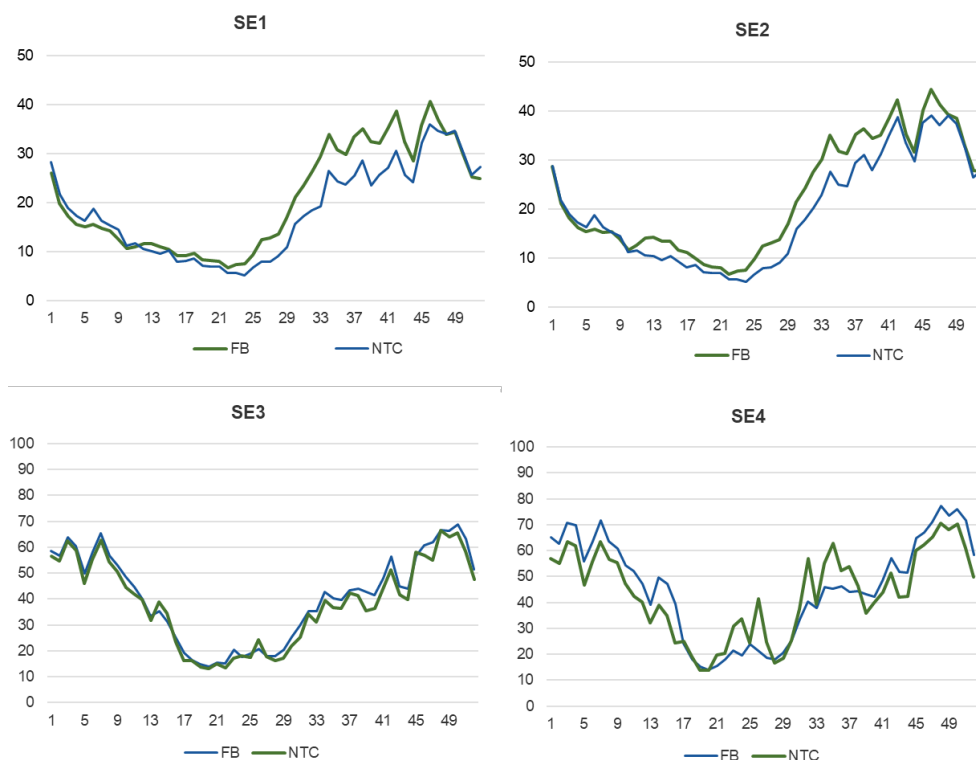
Figur 17. Skillnad i årsmedelpris (EUR/MWh) mellan nettoöverföring och den flödesbaserade kapacitetsmetoden för år 2025 i elområden i Sverige, Finland och Danmark. Negativa värden innebär att priset är lägre med nettoöverföringskapacitetsmetoden i jämförelse med den flödesbaserade kapacitetsmetoden.
Källa: Svenska kraftnät.



Figur 18. Skillnad i årsmedelpris (EUR/MWh) mellan nettoöverföring och den flödesbaserade kapacitetsmetoden för år 2025 i elområden i Norge. Negativa värden innebär att priset är lägre med nettoöverföringskapacitetsmetoden i jämförelse med den flödesbaserade kapacitetsmetoden.

Källa: Svenska kraftnät.

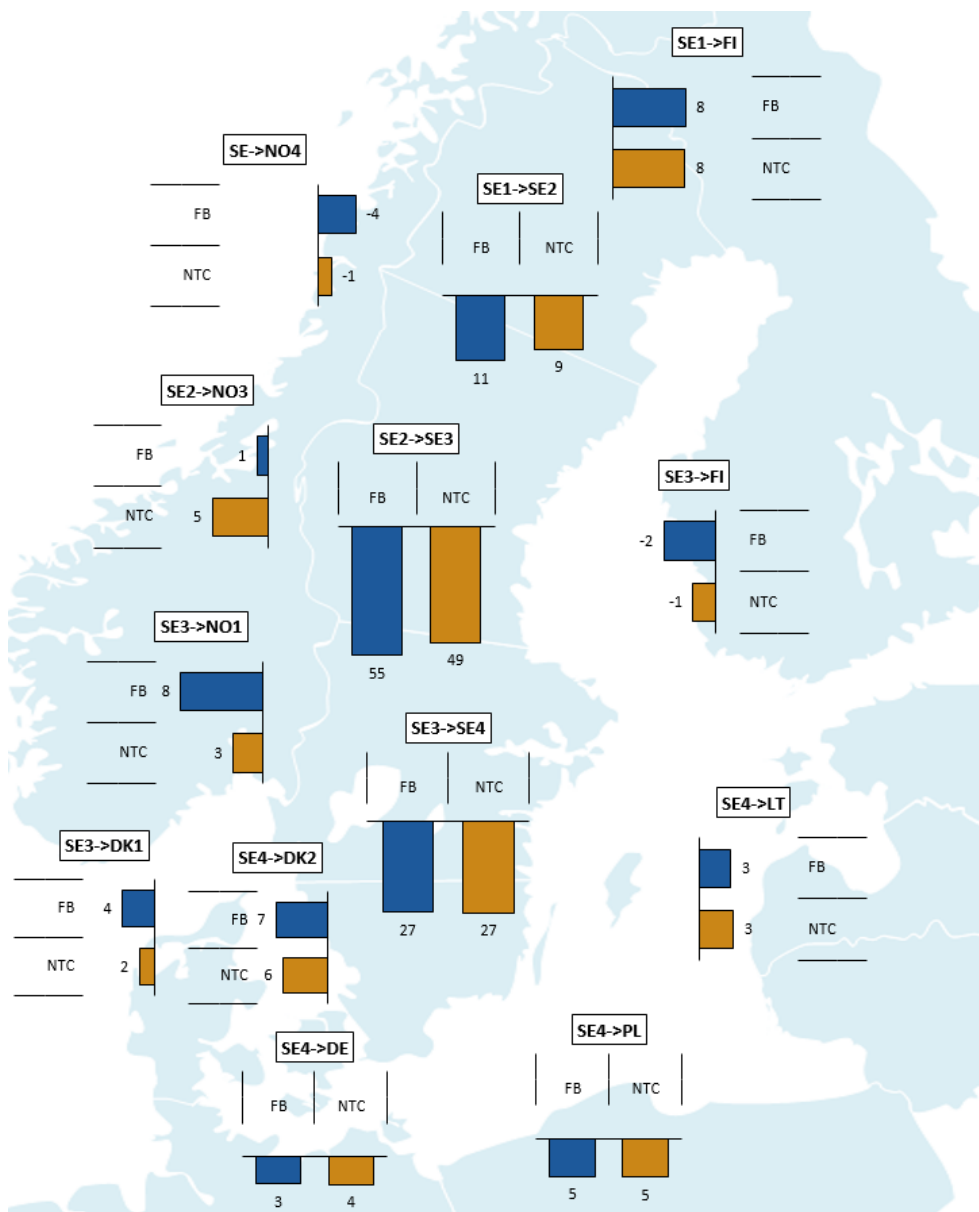
I Figur 19 redovisas medelpriset per vecka för SE1, SE2, SE3 samt SE4 med nettoöverföring- och flödesbaserad kapacitetsberäkning för år 2025.



Figur 19. Medelpris per vecka för SE1, SE2, SE3 samt SE4 med flödesbaserad kapacitetsberäkning (FB) och nettoöverföringskapacitetsmetoden (NTC) för år 2025. Källa: Svenska kraftnät.

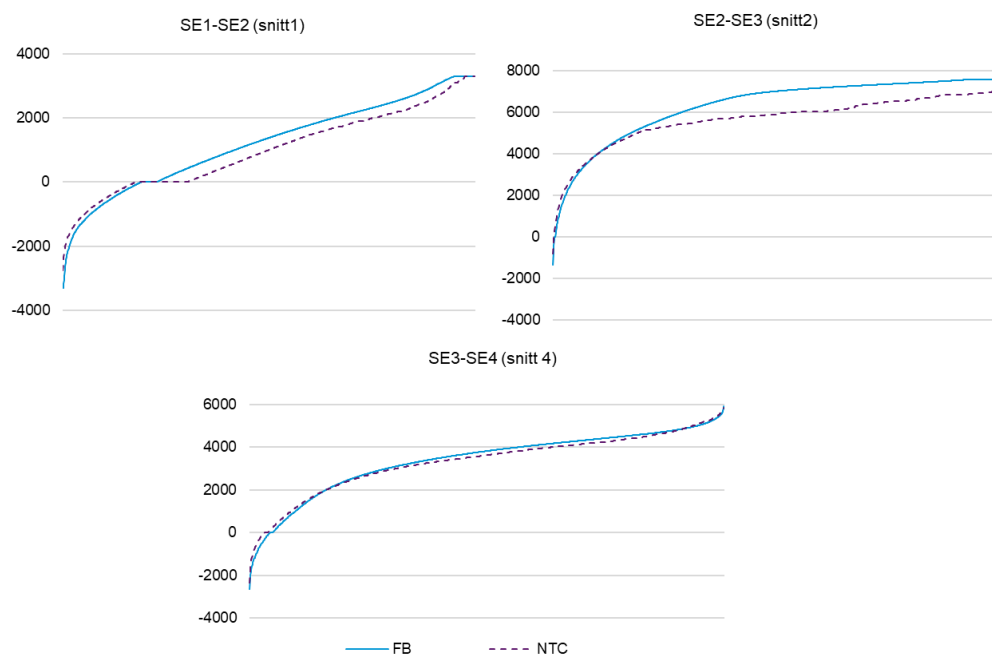
3.5.2 Handelsflöden i Sverige och Norden

I Figur 20 redovisas de årliga nettohandelsflödena i TWh, inom Sverige och mellan Sverige och grannländerna med flödesbaserad kapacitetsberäkning (FB) och nettoöverföringskapacitetsmetoden (NTC) för år 2025. Med den flödesbaserade kapacitetsberäkningen omfördelas flödet och nätet nyttjas på ett annat sätt genom att större mängd el transporteras från norra Norge (NO4) till norra Sverige för vidare transport till södra Norge och Danmark via SE3.



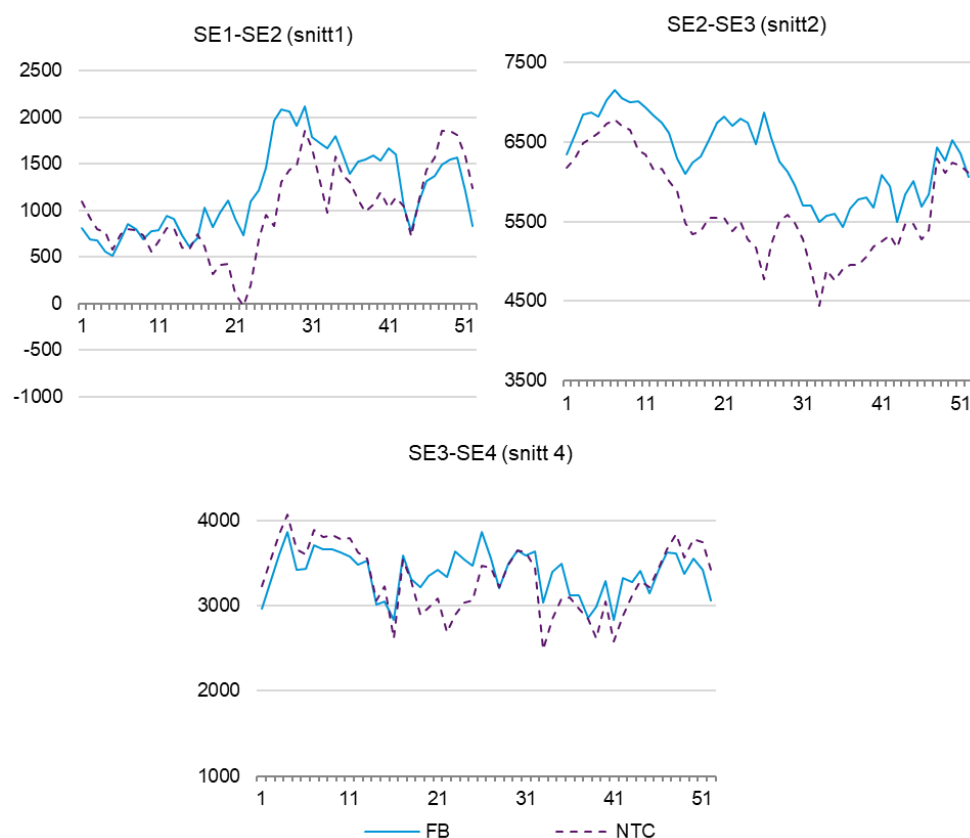
Figur 20. Årsvisa nettoflöden i TWh inom Sverige och till grannländer med flödesbaserad kapacitetsberäkning (FB) och nettoöverföringskapacitetsmetoden (NTC) för år 2025. Positiva värden representerar ett flöde från det första till det andra området.
Källa: Svenska kraftnät.

I Figur 21 visas handelsflöden som varaktighetsdiagram med flödesbaserad kapacitetsberäkning (FB) och nettoöverföringskapacitetsmetoden (NTC) för år 2025 för de interna svenska snitten. Alla simulerade timmar är ordnade från lägsta till högsta timvärde. Positiva värden representerar ett flöde från det första till det andra området, vilket alltså innebär södergående flöden.



Figur 21. Varaktighet av handelsflöden på Sveriges interna snitt med flödesbaserad kapacitetsberäkning och nettoöverföringskapacitetsmetoden (NTC) för år 2025 (MWh/h). Positiva värden representerar ett flöde från det första till det andra området.
Källa: Svenska kraftnät.

I Figur 22 visas handelsflöden per vecka för de interna svenska snitten med flödesbaserad kapacitetsberäkning (FB) och nettoöverföringskapacitetsmetoden (NTC) för år 2025.

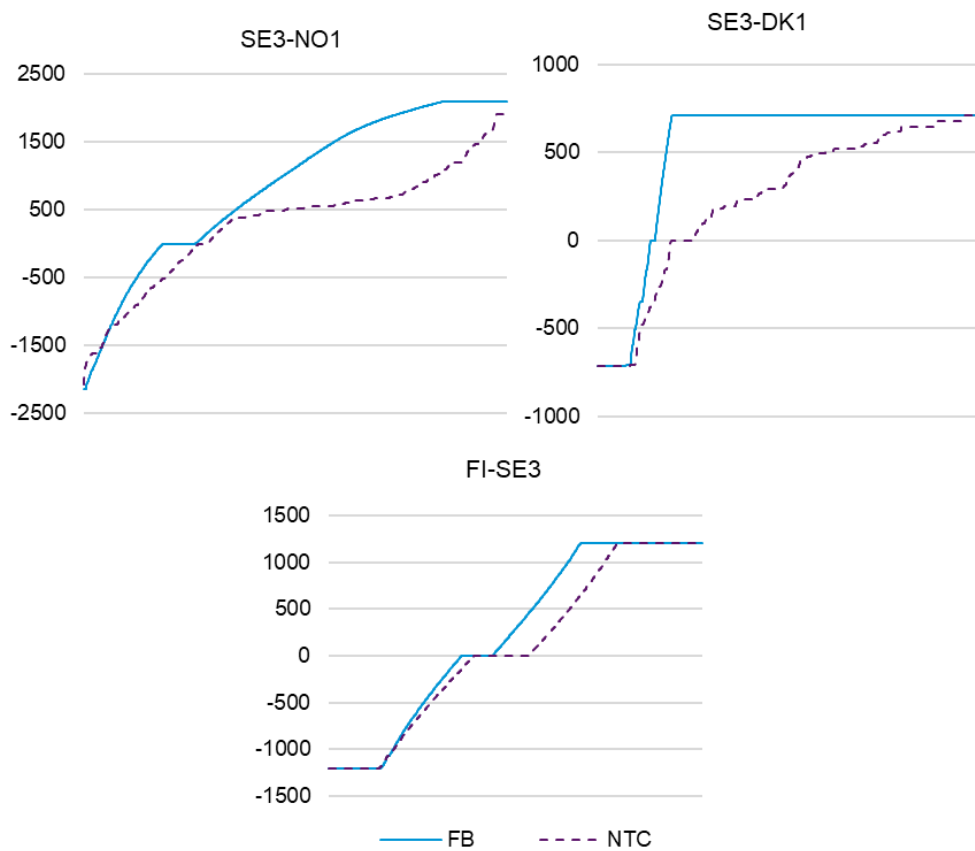


Figur 22. Medelflöden per vecka för de svenska snitten med flödesbaserad kapacitetsberäkning (FB) och nettoöverföringskapacitetsmetoden (NTC) för år 2025 (MWh/h).

Källa: Svenska kraftnät.

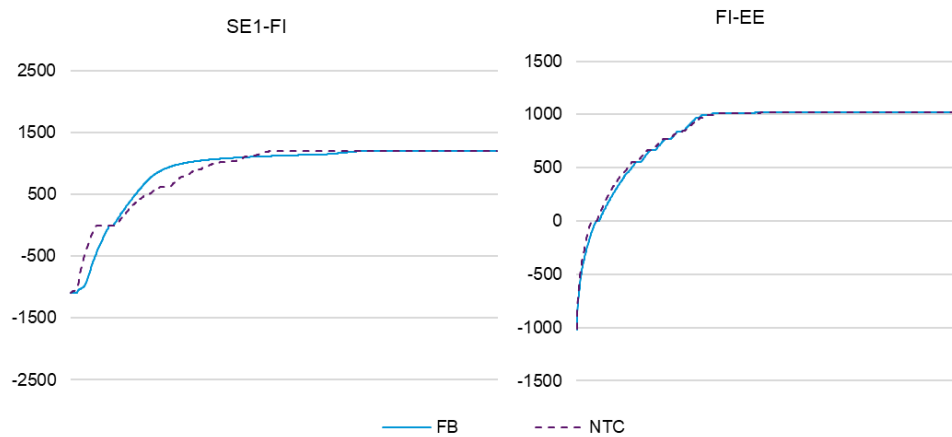
Över snitt 1 nyttjas överföringskapaciteten i större andel av året i södergående riktning och endast marginellt i norrgående flöden. För snitt 2 och snitt 4 är nivån av överförd el högre medan andelen av tid med södergående flöde är marginellt lägre.

Handelsflöden från Finland till SE3 samt från SE3 till Norge och Danmark, de öst-västliga flödena, med flödesbaserad kapacitetsberäkning (FB) och nettoöverföringskapacitetsmetoden (NTC) för år 2025 visas som varaktighetsdiagram i Figur 23. Andelen tid med import från Finland till SE3 och export från SE3 till Norge (NO1) och Danmark (DK1) är högre med den flödesbaserade kapacitetsmetoden.



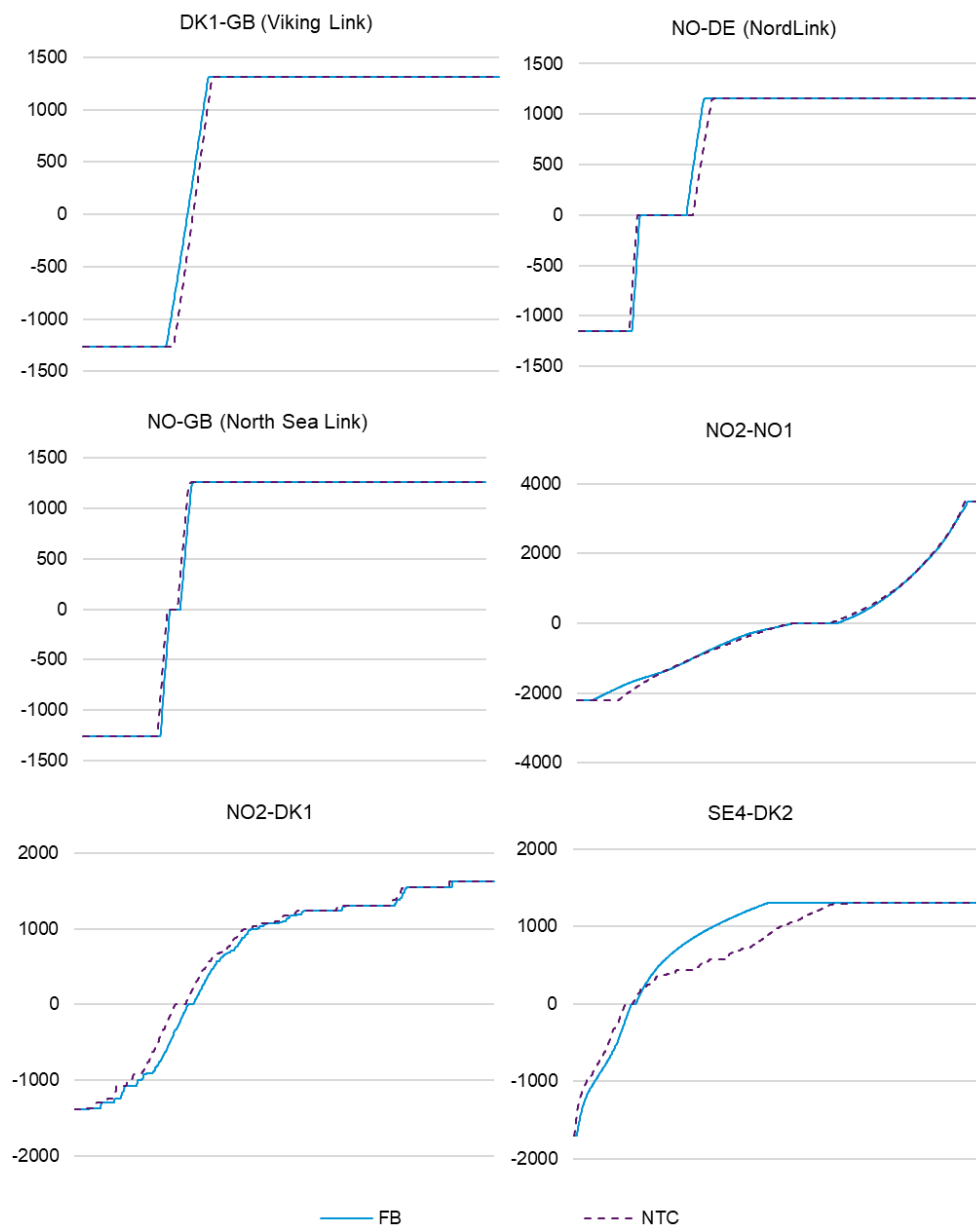
Figur 23. Varaktighet av handelsflöden på snitt SE3-NO1, SE3-DK1 och FI-SE3 med flödesbaserad kapacitetsberäkning (FB) och nettoöverföringskapacitetsmetoden (NTC) för år 2025 (MWh/h). Positiva värden representerar ett flöde från det första till det andra området. Källa:Svenska kraftnät.

Andelen tid med handelsflöde från Finland till SE1 och mellan Finland och Estland är nästan densamma med flödesbaserad kapacitetsberäkning (FB) i jämförelse med nettoöverföringskapacitetsberäkningen för år 2025, se Figur 24.



Figur 24. Varaktighet på handelsförbindelserna mellan Finland och Sverige respektive Estland med flödesbaserad kapacitetsberäkning (FB) och nettoöverföringskapacitetsmetoden (NTC) för år 2025 (MWh/h). Positiva värden representerar ett flöde från det första till det andra området.
Källa: Svenska kraftnät.

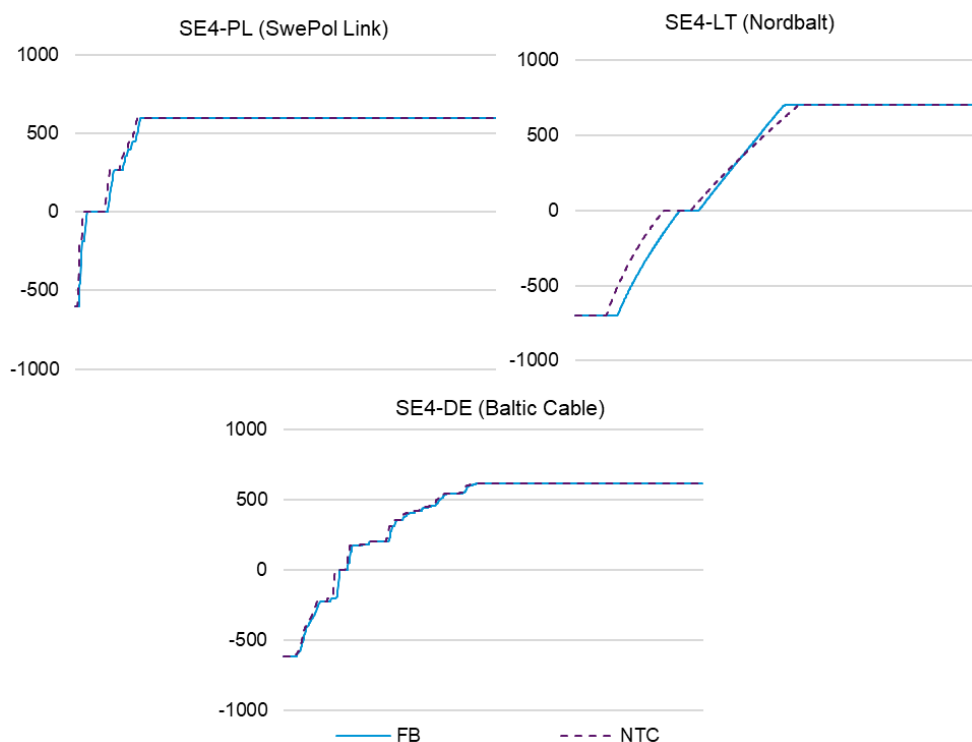
I Figur 25 visas mindre eller marginella förändringar mellan flödesbaserad kapacitetsberäkning (FB) och nettoöverföring (NTC)- och för år 2025 för handelsförbindelserna DK1-GB (Viking Link), NO-DE (NordLink), NO-GB (North Sea Link), NO2-NO1, NO2-DK1 och SE4-DK2. Med den flödesbaserade kapacitetsmetoden ökar nivån av handelsflödet från SE4 till DK2.



Figur 25. Varaktighet på handelsförbindelserna mellan SE4 och Danmark, Danmark och Storbritannien, Norge till Storbritannien och Tyskland samt flödet på närliggande snitt SE3 med flödesbaserad kapacitetsberäkning (FB) och nettoöverföringskapacitetsmetoden (NTC) för år 2025 (MWh/h). Positiva värden representerar ett flöde från det första till det andra området.

Källa: Svenska kraftnät.

I Figur 26 visas att andelen tid med export och import på handelsförbindelserna i Östersjön förändras marginellt med den flödesbaserade kapacitetsmetoden och nettoöverföringsmetoden.



Figur 26. Varaktighet på handelsförbindelserna i Östersjön: SwePol Link, NordBalt och Baltic Cable. Positiva värden representerar ett flöde från det första till det andra området. Källa: Svenska kraftnät med flödesbaserad kapacitetsberäkning (FB) och nettoöverföringskapacitetsmetoden (NTC) för år 2025 (MWh/h). Positiva värden representerar ett flöde från det första till det andra området. Källa: Svenska kraftnät.

3.6 Frekvensstabilitet och andel kraftelektronik

För att elsystemet ska fungera måste det hela tiden vara balans mellan produktion och elanvändning. Frekvensen är ett mått på hur väl balansen hålls och det svenska elsystemet är utformat för en jämn frekvens på 50 Hz¹⁶. En del kraftslag, framförallt vattenkraft, kärnkraft och övrig termisk kraft som är ansluten via synkrongeneratorer, har egenskapen att de bidrar med

¹⁶ Om förbrukningen är högre än produktionen sjunker frekvensen, och om produktionen är högre än förbrukningen stiger frekvensen. Inom intervallet 49,9-50,1 Hz befinner sig elsystemet i så kallad normaldrift.

rotationsenergi till kraftsystemet. Rotationsenergi är ett mått på hur väl ett elsystem kan motverka plötsliga frekvensförändringar. Historiskt har rotationsenergin i det nordiska kraftsystemet varit god, men i och med nedläggningen av kraftslag som bidrar med rotationsenergi, till exempel kärnkraft och kraftvärme, minskar denna. Det innebär ett mer störningskänsligt system. Ökningen av vindkraftsproduktion och import via likströmsförbindelserna kan konkurrera ut ytterligare produktion som bidrar med rotationsenergi, vilket gör att den minskar ytterligare.

3.6.1 Rotationsenergi

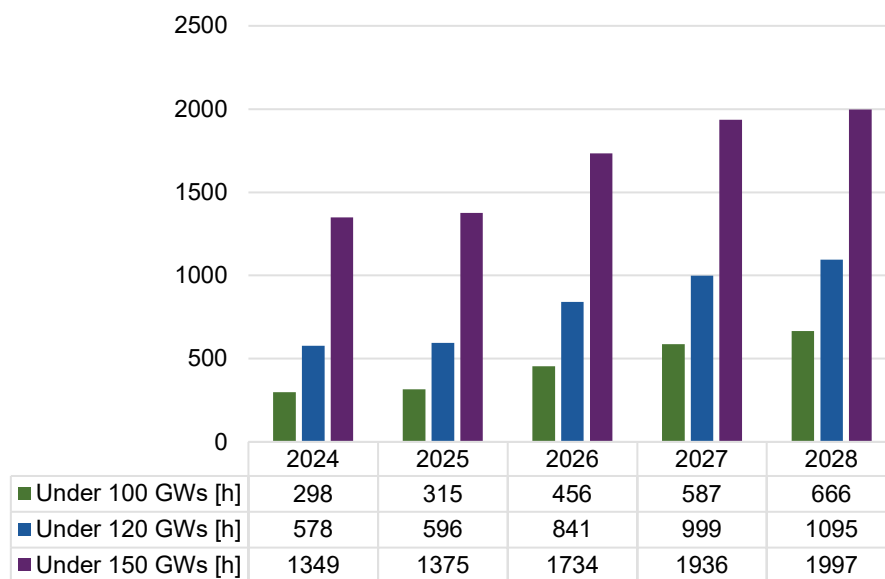
Rotationsenergi utgörs av upplagrad energi i de roterande mekaniska delarna hos produktionsanläggningar som är synkront anslutna till kraftsystemet, som turbiner och generatorer¹⁷. Systemets totala rotationsenergi beräknas genom att summera den upplagrade kinetiska energin för varje individuell maskin inom synkronområdet¹⁸. I KMA2023 har den totala rotationsenergin uppskattats genom att anta en tröghetskonstant per produktionsslag som sedan kombinerats med aktuell produktionsmix för varje timme. Produktionen varje timme inom synkronområdet för kraftslagen vattenkraft, kärnkraft och övrig termisk kraft (i Norden huvudsakligen kraftvärme) har använts för denna uppskattning. Denna metod är värdefull för att titta på trender men enskilda värden bör tolkas med försiktighet. Analysen av rotationsenergi utgör planeringsförutsättningar för att kontraktera stödtjänster.

Låg rotationsenergi kan göra det svårare att upprätthålla frekvensstabiliteten i systemet och då blir det mer känsligt för störningar. I Figur 27 visas antal timmar per år som har en uppskattad rotationsenergi lägre än gränserna 150, 120 respektive 100 GWs (gigawatt-sekunder) under analysperioden. Vid rotationsenergi lägre än 150 GWs är det vanligt att den avhjälpande åtgärden snabb frekvensreserv FFR (Fast Frequency Reserve) behöver upphandlas. Gränsen 120 GWs är den föreslagna robusta stabilitetsgränsen för reserven FCR-N (frekvenshållningsreserver vid normaldrift).¹⁹ Gränsen 100 GWs illustreras för att visa när rotationsenergin är kritiskt låg.

¹⁷ En generator i ett storskaligt vattenkraftverk är ett exempel på en synkrongenerator. Den är synkront kopplad till nätet, till skillnad från en generator som behöver en frekvensomriktare mellan generatorm och nätet (eftersom de har olika frekvens), exempelvis vissa vindkraftverk.

¹⁸ Hur mycket rotationsenergi en generator eller turbin kan bidra med beror på nominellt varvtal och masströghetsmoment och kan beräknas som produkten av maskinens märkeffekt och dess tröghetskonstant.

¹⁹ Enligt det gemensamma nordiska designkravet för frekvenshållningsreserver vid normaldrift.

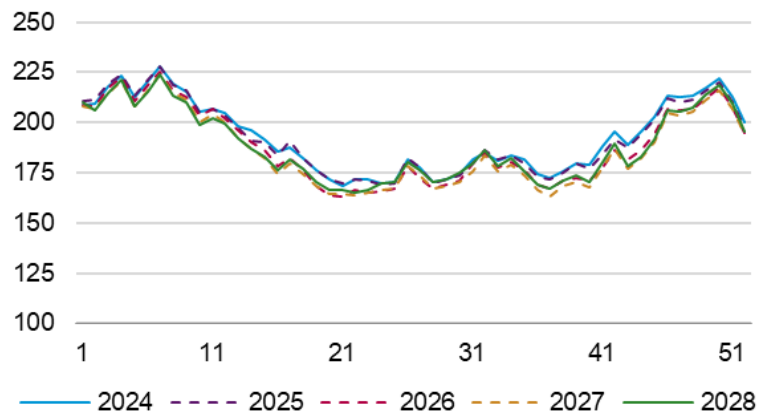


Figur 27 Uppskattat antal timmar med låg rotationsenergi per analysår i det nordiska synkronområdet.

Källa: Svenska kraftnät.

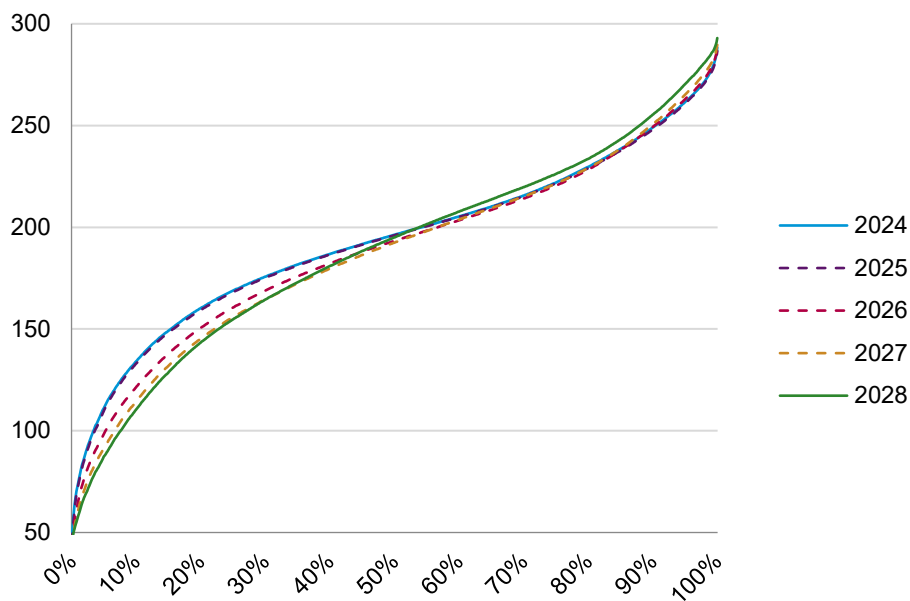
I Figur 27 visas att tillfällena med låg rotationsenergi blir vanligare under analysperioden och är också högre i jämförelse med historiska nivåer. Det är i huvudsak en konsekvens av större andel icke synkrona kraftverk i elsystemet och handeln över HVDC-ledningar med kontinenten. Antalet timmar med rotationsenergi lägre än 150 GWs, då FFR vanligen behöver upphandlas, ökar under analysperioden. Det är samma trend för tillfällena med rotationsenergi under de två lägre gränsvärdena. Det beror på att produktionen från vindkraft som är icke-synkront ansluten ökar, samtidigt som den minskar från kärnkraft och övrig kraftvärme, se Figur 1.

I Figur 28 visas medelvärde per vecka för rotationsenergi i Norden. Rotationsenergin är lägre under vår och sommar vilket beror på att kärnkraften har revision under denna period och att elanvändningen är lägre. Att elanvändningen är lägre innebär att produktion, också är på en lägre nivå och det är oftare produktionsanläggningar som bidrar med rotationsenergi som uteblir.



Figur 28 Medelvärde per vecka för rotationsenergi (GWs) i Norden.
Källa: Svenska kraftnät.

För att se spridning av rotationsenergin visas varaktighetsdiagram i Figur 29. Under analysperioden ökar skillnaden mellan lägsta och högsta rotationsenergi vilket kan förklaras av högre andel förnybar elproduktion i kraftsystemet.



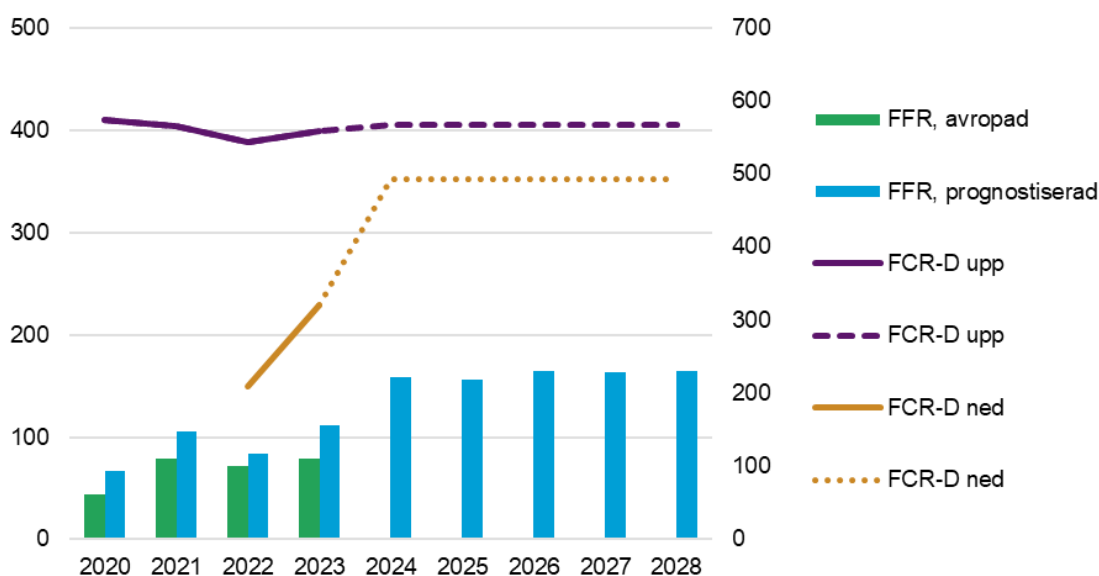
Figur 29 Varaktighetsdiagram för rotationsenergi (GWs) andelen tid av under året och för analysperioden.
Källa: Svenska kraftnät.

3.6.2 Behovet av avhjälpande åtgärder och stödtjänster

Den historiskt upphandlande och uppskattad maxvolym av den avhjälpande åtgärden snabb frekvensreserv (FFR) och stödtjänsterna frekvenshållningsreserv för störd drift uppreglering, FCR-D uppreglering (FCR-D upp) och frekvenshållningsreserv störning nedreglering (FCR-D ned), visas i Figur 30. Den avhjälpande åtgärden FFR infördes under 2020 för att hantera situationer med låg rotationsenergi.

Mängden FFR som behöver upphandlas baseras på det största dimensionerade felfallet i varje givet ögonblick och hur mycket rotationsenergi som finns i systemet. I Figur 30 visas prognosticerad maxvolym som visar vilket behov vi har haft enligt prognos och den volym som faktiskt skulle ha behövts avropas. Att prognosticerad volym är större än avropad innebär att det har saknats tillräckligt mängd FFR. Att det är större skillnad mellan uppskattat och avropat behov för FFR i jämförelse med FCR-D upp förklaras av att det är en mer etablerad marknad för FCR-D upp.

Stödtjänsterna FCR-D upp och FCR-D ned är frekvensreserver som används vid störning. Upphandlad volym aktiveras automatiskt i frekvensintervallet 49,50–49,90 Hz och 50,1–50,5 Hz för FCR-D upp respektive FCR-D ned.



Figur 30 Historisk upphandlad och uppskattad maxvolym (MW) av den avhjälpande åtgärden snabb frekvensreglering (FFR) och stödtjänster för frekvenshållningsreserv för störd drift uppreglering (FCR-D upp) och störd drift nedreglering (FCR-D ned).

*Observera att FCR-D upp och FCR-D ned använder skalan på den högra axeln.

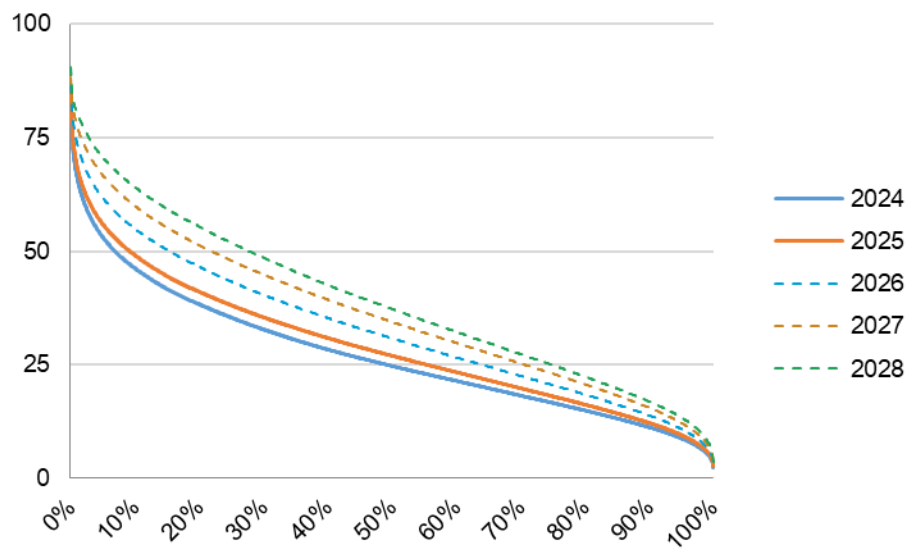
Källa: Svenska kraftnät.

3.6.3 Andel kraftelektronikansluten produktion

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

Teknikutveckling och utbyggnaden av förnybar elproduktion har inneburit att allt mer produktion och även elanvändning ansluts till kraftsystemet via kraftelektronik. En låg andel anläggningar som ansluts på detta sätt har en begränsad systempåverkan men en hög andel förändrar kraftsystemet och dess egenskaper. En ökande andel kraftelektronikansluten produktion skapar behov av nya förmågor. Kraftelektronikansluten produktion kan med rätt design bidra till att tillgodose de nya behov som de ger upphov till i systemet. Det är därför viktigt att de nya behoven tydliggörs och att rätt krav ställs vid anslutning och drift.

I Figur 31 visas uppskattad andel kraftelektronikansluten produktion samt import över HVDC i Norden under analysperioden. Figuren visar ett genomsnitt för hela det nordiska synkronsystemet. Andelen kraftelektronikansluten produktion kan således vara högre i lokala och regionala delar av systemet. För att driva kraftsystemet med väldigt hög andel kraftelektronikansluten produktion behöver Svenska kraftnät anpassa och skärpa kravställningen på till exempel likströmsförbindelser, anläggningar för spänningsreglering, samt på produktionsanläggningar med kraftelektronikomriktare, till exempel vind-och solkraft och batterisystem. Ett annat möjligt kompletterande alternativ är att använda synkronkompensatorer för att därigenom öka andelen roterande maskiner.



Figur 31 Uppskattad andel kraftelektronikansluten produktion i Norden. Där y-axeln visar andel kraftelektronikansluten produktion och x-axel visar andel tid per år.
Källa: Svenska kraftnät.

4 Slutsatser

I detta kapitel redovisas slutsatser från den kortsiktiga marknadsanalysen och vad dessa kan innebära för Svenska kraftnät och andra aktörer.

4.1 Elpriserna ökar under analysperioden

I absoluta termer varierar årsmedelpriserna i norra Sverige i mindre omfattning fram till det sista analysåret då det sker en större ökning till följd av en ökad elanvändning i norr. I södra Sverige är den generella trenden att årsmedelpriserna ökar under analysperioden. Dock sker en minskning mellan 2026 och 2027 som kan förklaras av att priserna på kontinenten är lägre år 2027 jämfört med 2026.

Alla årsmedelpriser är lägre i jämförelse med resultat i den kortsiktiga marknadsanalysen 2022. Det beror på lägre bränslepriser och att elanvändningen ökar i lägre omfattning.

4.2 Sverige och Norden förblir nettoexportör

Sverige fortsätter vara nettoexportör även om energiöverskottet minskar något, från 31 TWh år 2024 till 24 TWh år 2028. Det beror på att produktionen, speciellt under slutet av analysperioden, inte byggs ut i samma takt som den ökande efterfrågan.

Sammantaget fortsätter Norden att vara nettoexportör på årsbasis men överskottet minskar från dryga 50 till 30 TWh mellan 2024–2028. Den ökade elanvändningen för Norden möts till stor del av ny landbaserad vindkraft men även av havsbaserad vindkraft och solkraft som ökar under analysperioden. I jämförelse med den kortsiktiga marknadsanalysen 2022 är elanvändningen lägre vilket innebär att energibalansen är starkare.

4.3 Handelsflöden förändras

Det södergående flödet genom Sverige visar en avtagande trend för alla svenska snitten. Från 2027 uppstår även norrgående flöden i oktober, och under 2028 perioder mellan maj till november. Att det uppstår norrgående flöde kan förklaras av att vindkraft i framförallt SE2 byggs ut relativt kraftigt under perioden samtidigt som elanvändningen ökar kraftigt i SE1.

Exporten på AC-förbindelserna från SE1 till Finland består under analysperioden men försvagas under 2028.

Importen från Finland till SE3 varierar inom analysperioden men minskar i slutet av perioden så att den nästan är noll. Över tid minskar även exporten till Danmark (DK1) och Norge (NO1) något. En analys visar att begränsande nätelement som påverkas av öst-väst flöden påverkar elmarknaden en mindre andel av tiden 2028 jämfört med 2025 (totalt 21 procent mindre). Den anpassade driftsäkra kapaciteten som krävs för att hantera de öst-västliga minskas under analysperioden med 21 procent.

Den sammanlagda exporten från Sverige till angränsande handelsländer sjunker över tid vilket kan förklaras av en försvagad elbalans. Den ökande exporten till Norge utgör ett undantag vilken påverkas av de relativt höga priser i de flesta av Norges elområden vilket i sin tur drivs av en försvagad elbalans i Norge.

4.4 Flödesbaserad kapacitetsberäkningsmetod i jämförelse med nettoöverföringskapacitetsmetod

Skillnaden mellan simuleringsresultaten med flödesbaserad kapacitetsberäknings- och nettoöverföringskapacitetsmetoden uppvisar förväntade resultat med högre årsmedelpriserna i de svenska elområdena som följd av att nätet nyttjas på ett annat sätt. Produktion i norra Norge transporteras via Sverige söderut och ger lägre elpriser i Danmark och elområde NO1 och NO2.

Det ska noteras att jämförelsen uppvisar skillnader mellan hur Svenska kraftnät har tillämpat den flödesbaserade kapacitetsberäknings- och nettoöverföringskapacitetsmetoden i tidigare elmarknadsanalyser. Det finns skillnader mellan tillämpningen i simuleringsverktygen och hur metoderna tillämpas i marknadskopplingsalgoritmen hos elbörserna. Jämförelsen mellan kommande flödesbaserad kapacitetsberäkning och nuvarande nettoöverföringskapacitetsmetod är inte en exakt jämförelse mellan nettoöverföringskapacitet en viss timme och vad motsvarande flödesbaserad kapacitet hade varit samma timme. Resultaten kan dock visa på övergripande trender och skillnader.

4.5 Flaskhalsar och 70 procent

Tillfällen där nätelement inom de svenska elområden är begränsande minskar från 2025 till 2028. Även tillfällen där 70 procent av belastningsförmågan av begränsande element inte kan göras tillgängligt för elmarknaden minskar från 2025 till 2028. Detta beror på att nätförstärkningar speglas i de nätmodellerna som användes för de olika analysåren, men också ändrade flödesmönster.

4.6 Rotationsenergin i det nordiska kraftsystemet minskar

Tillfällen med låg rotationsenergi blir vanligare under analysperioden. Det beror på att andelen icke synkrona kraftverk i elsystemet och handeln över HVDC-ledningar med kontinenten ökar. Det innebär att antalet timmer som det behövs mer volymer av avhjälpande åtgärder och stödtjänster ökar.

4.7 Fortsatt utvärdering och utveckling av tillämpningen av flödesbaserad kapacitetsberäkning behövs

För att ännu bättre simulera marknadsutfall behöver vi utveckla tillämpningen av den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden. Till exempel behöver avbrott hanteras eftersom underhålls- och nätförstärkande åtgärder genomförs årligen och ett intakt nät som använt uppvisar optimistiska flöden.

Ett annat förbättringsområde är att eventuellt kombinera analysår med planeringsnät för föregående år eftersom många nätförstärkande åtgärder genomförs under andra halvan av året vilket också innebär att nyttjandet av nätet kan ge optimistiska resultat.

För att ge mer anpassad information för de övervakade elementen behöver flera olika beskrivningar av hur produktion ökar och minskar i områden för att öka överföringen mellan områden (Generation Shift Keys – GSK) utvärderas för användning i elmarknadsanalyser på flera års sikt.

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

