

Kortsiktig marknadsanalys 2021

Simulering och analys av kraftsystemet 2022-2026



Svenska kraftnät

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

Version 1

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	6
Sammanfattning	7
Handelsflöden förändras inom Sverige samt även till och från Sverige	7
Låg modellerad risk för effektbrist under analysperioden	8
Höga priser och lägre handelskapaciteter innebär fortsatt stora prisskillnader mellan elområdena	8
Andelen förnybar elproduktion fortsätter att öka	8
Förändringar i indata mellan KMA2021 i jämförelse med KMA2020	9
1 Inledning.....	10
1.1 Syfte	11
1.2 Rapportens disposition.....	11
1.3 Begreppslista	11
1.4 Översiktskarta	13
1.4.1 Tillgänglig handelskapacitet	14
2 Indata och metod.....	15
2.1 Antaganden per indataslag	15
2.1.1 Kärnkraft	15
2.1.2 Vattenkraft.....	18
2.1.3 Kraftvärme och kondenskraft	18
2.1.4 Effekt- och störningsreserver	19
2.1.5 Vindkraft.....	21
2.1.6 Solkraft	24
2.1.7 Elanvändning	24
2.1.8 Överföringskapaciteter.....	27
2.1.9 Pris på bränsle och utsläppsrätter	29
2.1.10 Elpriser på kontinenten och i Storbritannien.....	31
2.1.11 Sammanfattning av större förändringar i kraftsystemet	33
2.2 Det finns behov av metodutveckling	33
3 Resultat och analys	35
3.1 Elenergibalans.....	35

3.2	Elpriser	37
3.2.1	Årsmedelpris	38
3.2.2	Elpriser i Sverige	41
3.2.3	Prisskillnader mellan elområden.....	45
3.2.4	Erhållet elpris per kraftslag	47
3.3	Handelsflöden	49
3.4	Kapacitetsavgifter	57
3.5	Effekttillräcklighet	60
3.5.1	Risk för effektbrist (probabilistisk metod).....	61
3.5.2	Nationell effektbilans (statisk metod)	64
3.6	Systemstabilitet och balansering.....	66
3.6.1	Rotationsenergi	67
3.6.2	Behovet av och kostnaden för stödtjänster ökar.....	69
3.7	Andel förnybar el fortsätter öka	72
4	Känslighetsanalyser.....	73
4.1	Ny handelskapacitet från Norge till Sverige	73
4.1.1	Resultat.....	74
4.1.2	Diskussion	78
4.2	Ökad elanvändning i norra Sverige	79
4.3	Behov av att byta bränslestav i Oskarshamn 3	81
4.3.1	Flöden	82
4.3.2	Effekttillräcklighet.....	84
4.4	Planerat införande av summaallokering för att öka tillgänglig handelskapacitet för SE3 till DK1 och NO1	84
5	Slutsatser	89
5.1	Höga elpriser men minskad prisvariation	89
5.2	Handelsflöden förändras inom Sverige samt även till och från Sverige.....	90
5.3	Låg modellerad risk för effektbrist under analysperioden.....	90
5.4	Känslighetsanalyser förstärker trender.....	90
	Referenslista	92
	Bilaga 1: Ett kraftsystem utan återstart av fyra reaktorer från 2024	94

Förord

I den här rapporten presenteras Svenska kraftnäts kortsiktiga marknadsanalys (KMA). I KMA analyseras utvecklingen av kraftsystemet för den kommande femårsperioden 2022–2026 baserat på kända planer och beslut. Genom att göra simuleringar av hur utvecklingen påverkar kraftsystemet skapar vi förutsättningar att agera proaktivt. Det här är den sjätte upplagan av KMA, och den andra gången vi publicerar rapporten i sin helhet.

Vi i 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. Eftersom omvärlden är i ständig förändring har vi i KMA2021 genomfört några känslighetsanalyser för att se vad dessa förändringar kan innebära. Det är viktigt att betona att utvecklingen framöver kan påverkas av politiska, tekniska och ekonomiska faktorer.

Mattias Jonsson

Erik Hellström, Mari Jakobsson,
Mira Rosengren Keijser,
Gabriel Nylander, Emma Thornberg

Enhetschef

Kraftsystemanalytiker

Sammanfattning

Handelsflöden förändras inom Sverige samt även till och från Sverige

Höga årliga flöden från norra till södra Sverige är en fortsatt trend under hela analysperioden. Flödet från elområde SE1 till SE2 förändras under analysperioden genom att det även förekommer veckor med norrgående flöden, från SE2 till SE1. Denna trend förstärks under de sista analysåren och förklaras av att en kraftig utbyggnad av vindkraft sker i SE2 och att en tredje AC-förbindelse, Aurora Line, mellan SE1 och Finland planeras att tas i drift 2026.

Genom att förkorta ledtider så att industrietablering blir möjligt i norra Sverige under 2026, minskar det södergående flödet genom Sverige samt exporten till Finland (SE1-FI). I denna känslighetsanalys förstärks också mönstret med större flödesvolymerna från SE2 till SE1 under vår och sommar.

Importen från Finland till SE3 varierar inom analysperioden men är i slutet av perioden högre än i början. Andelen av tiden med export till Danmark (DK1) och Norge (NO1) varierar marginellt under den första delen av analysperioden för att sedan minska. Detta innebär att öst-västliga flödena finns kvar under hela analysperioden men är lägre i slutet av analysperioden. Att införa marknadsåtgärden summaallokering, det vill säga att under vissa förutsättningar öka det tillåtna flödet för den ena överföringsförbindelsen och vice versa, innebär en ökad export från SE3 till både DK1 och NO1. På så sätt kan alltså säkerställas att tillgänglig driftsäker kapacitet nyttjas så effektivt som möjligt fram till att den nya nordiska kapacitetsberäkningsmetoden införs. Det är alltså en temporär åtgärd och med den nya kapacitetsberäkningsmetoden sker denna typ av optimeringar för samtliga förbindelser. Under början av analysperioden kommer även tekniska lösningar för att öka tillgänglig handelskapacitet i transmissionsnätet att göras som innebär att tillgängligheten kan öka i jämförelse med de tillgänglighetsprofiler som använts i simuleringen för denna KMA.

Under analysperioden ökar handelsflödet till Polen och Litauen medan det minskar till Danmark och Tyskland.

Låg modellerad risk för effektbrist under analysperioden

Resultaten indikerar låg risk för effektbrist (lastfrånkoppling) under analysperioden, med en något högre risk år 2025. Både snitt 2 och snitt 4 är fullt utnyttjade under de perioder då effektbrist uppstår i modellen, och risken för effektbrist är störst för SE4. Analyserna visar att en upphandling av effektreserv efter 2025 sannolikt inte kan motiveras enligt elmarknadsförordningen, eftersom snittvärdet för effektbrist är lägre i SE4 än i den föreslagna tillräcklighetsnormen. Samtidigt visar analysen att importbehovet under ansträngda timmar ökar under analysperioden, samt att importmöjligheterna kan vara begränsade.

Om det finns behov av att byta bränslestav i Oskarshamn 3 under vintern 2022 visar känslighetsanalysen att det behövs mer import och att risken för effektbrist för veckorna utan reaktorn ökar.

Höga priser och lägre handelskapaciteter innebär fortsatt stora prisskillnader mellan elområdena

Trenden under 2021 med stor prisskillnad mellan SE2 och SE3 fortsätter, och i kombination med fortsatt höga bränslepriser under 2022 och 2023 fortsätter inflödet av kapacitetsavgifter att vara på en hög nivå men som avtar under analysperioden. Överföringsförmågan för de södergående flödena i Sverige för snitt 2 och 4 antas vara fortsatt lägre än historiskt som följd av de öst-västliga flödena med import från Finland till SE3, och export från SE3 till Danmark och Norge bidrar också till prisskillnaden. Utöver simulerad indata vidtar Svenska kraftnät i början av perioden åtgärder som förväntas öka tillgänglig handelskapacitet.

Minskad handelskapacitet från NO1 till SE3 har en mindre påverkan på det Nordiska kraftsystemet än tidigare år på grund av de öst-västliga flödena från SE3 till NO1.

Andelen förnybar elproduktion fortsätter att öka

I Sverige ökar andelen förnybar elproduktion under analysperioden från 69 till 72 procent, vilket är en indikation på att Sverige går i rätt riktning för att uppnå de energipolitiska målen.

Förändringar i indata mellan KMA2021 i jämförelse med KMA2020

Den kraftiga höjningen av priserna på naturgas, kol, olja och utsläppsrätter i Europa under 2021 förväntas vara kvar även under 2022 och 2023. Det får genomslag för resultaten år 2022 och 2023. En annan förändring som påverkar resultaten i jämförelse med KMA2020 är att tillgänglighetsprofiler för handelskapacitet för de interna snitten och en del externa är anpassade efter det senaste årets handelsstatistik. Till stor del beror detta på den nya flödessituationen med import från Finland till SE3, och export från SE3 till DK1 och NO1, som kraftigt påverkat tilldelade kapaciteter under 2021. I denna upplaga av KMA ligger de nya tillgänglighetsprofilerna till grund för flödessituationen och förväntas påverka kapaciteterna under hela analysperioden.

Elanvändningen i Sverige under 2022 är lägre i KMA2021 och förklaras av nedläggningar av pappersbruk. Den lägre elanvändningen beror även på att egenanvänd el inte har inkluderats i KMA2021. Jämfört med i KMA2020 antas en kraftigare ökning av den svenska elanvändningen från 2024 vilket huvudsakligen förklaras av industrietableringar och serverhallar i norra Sverige, men också på grund av återhämtning i industrin efter covid-19-pandemin. För de övriga länderna i Norden antas en lägre elanvändning, förutom för Danmark år 2026.

1 Inledning

Svenska kraftnät 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 påverkar kraftsystemet skapar vi förutsättningar att agera proaktivt.

Svenska kraftnät tar fram en kortsiktig marknadsanalys (KMA) varje år och en långsiktig marknadsanalys (LMA)¹ vartannat år. I KMA analyseras och bedöms kraftsystemets utmaningar de kommande fem åren. Denna rapport utgör den kortsiktiga marknadsanalysen för 2021, KMA2021. Syftet med LMA är att se vilka olika utmaningar Svenska kraftnät behöver hantera på lång sikt baserat på olika scenarier. Den långsiktiga marknadsanalysen utgör sedan grunden för analyserna i Systemutvecklingsplanen². I Systemutvecklingsplanen presenterar Svenska kraftnät hur vi ser på de utmaningar kraftsystemet står inför och vilka lösningar som behövs för att hantera dem. Varje vår publicerar vi även rapporten ”Kraftbalansen på den svenska elmarknaden” (den så kallade Kraftbalansrapporten)³ som behandlar effekttillräckligheten i Sverige under vintern som varit och en prognos för den kommande vintern och på lång sikt.

I KMA följer vi utvecklingen för att nå de långsiktiga energipolitiska målen:

- > År 2040 ska Sverige ha 100 procent förnybar elproduktion. Detta är ett mål, inte ett stoppdatum som förbjuder kärnkraft och innebär inte heller en stängning av kärnkraft med politiska beslut.
- > Andelen förnybar energi ökar och energianvändningen är effektiv med minimal påverkan på miljön. Detta är en av sju strecksatser som beskriver den samhällsomställning som behövs för att uppnå miljökvalitetsmålen⁴.

Det långsiktiga klimatmålet innebär att växthusgasutsläppen från samhällets sektorer, inklusive el- och värmesektorn, i princip kommer att behöva vara noll

¹ Långsiktig-marknadsanalys-2021.pdf (svk.se).

² Systemutvecklingsplan 2022–2031, Vägen mot en dubblerad elanvändning.

³ Enligt 3§ förordning (2007:1119) med instruktion för Affärsverket Svenska kraftnät ska affärsverket senast den 31 maj varje år i en särskild rapport till regeringen redovisa hur kraftbalansen under den senaste vintern har upprätthållits, en prognos för kraftbalansen under den kommande vintern, kraftbalansen på längre sikt, samt vilka informationsinsatser som har riktats till aktörerna på elmarknaden i fråga om kraftbalansen.

⁴ Miljömålssystemet består av ett generationsmål som är uppbyggt av sju strecksatser. De strecksatserna beskriver den samhällsomställning som behövs för att det ska finnas förutsättningar att nå den miljökvalitet som beskrivs i de sexton miljökvalitetsmålen. För mer information se www.sverigesmiljomal.se.

senast 2045⁵. Om andelen förnybar elproduktion ökar bidrar det till förutsättningen att nå målen i det klimatpolitiska ramverket.

1.1 Syfte

Syftet med KMA är att, i huvudsak baserat på kända planer och beslut, analysera kraftsystemet för den kommande femårsperioden, 2022–2026. Med stöd av simuleringar i Svenska kraftnäts marknadsmodeller kan vi beskriva och analysera vilka konsekvenser förändringarna innebär för det nordiska kraftsystemet. I KMA2021 har vi också valt att genomföra känslighetsanalyser av möjliga förändringar för att kunna analysera deras eventuella påverkan på kraftsystemet.

1.2 Rapportens disposition

I kapitel 2 *Indata och metod* redovisas antaganden per indataslag och metod för de analyser som genomförs. Simuleringsresultat och analys presenteras i kapitel 3 *Resultat och analys* och i kapitel 4 *Känslighetsanalyser*. I kapitel 5 *Slutsatser* finns en sammanfattning av resultat och analyser samt en diskussion om vad resultaten kan innebära för Svenska kraftnät och andra aktörer.

1.3 Begreppslista

Här följer förklaringar till begrepp som används i KMA2021.

- > Analysperioden: Den period som analyseras i KMA, det vill säga år 2022–2026.
- > Analysår: Ett år som analyseras, till exempel 2022. Varje analysår simuleras för 35 historiska väderår för att beakta hur olika väderutfall inverkar på produktion, elanvändning, priser flöden etc. Analysår är skilt från väderår.
- > Elområde: Geografiskt område inom vilket marknadsaktörer kan handla energi utan kapacitetstilldelning.
- > ENTSO-E: European Network of Transmission System Operators for Electricity. En sammanslutning av 42 europeiska systemoperatörer varav en är Svenska kraftnät.

⁵ Prop. 2019/20:65 s.91.

- > Produktion: Den elenergi som en anläggning genererar över tid, mäts exempelvis i MWh eller TWh. Vi avser nettoproduktion i denna rapport, alltså den elenergi som matas ut på nätet från en produktionsanläggning (motsatsen, bruttoproduktion, är anläggningens produktion inklusive intern användning).
- > Landsförkortningar: DK (Danmark), DE (Tyskland), FI (Finland), GB (Storbritannien), LT (Litauen), EE (Estland), LV (Lettland), NO (Norge), PL (Polen), NL (Nederländerna) och SE (Sverige).
- > Norden: Med detta avses i denna rapport enbart Sverige, Norge, Danmark och Finland.
- > Snitt: Med snitt menas gränsen mellan två elområden. I Sverige finns tre snitt: snitt 1 (mellan elområden SE1 och SE2), snitt 2 (mellan elområde SE2 och SE3) och snitt 4 (mellan elområde SE3 och SE4).
- > Synkronområde: Ett område som sitter ihop i ett växelströmsnät och därför alltid har samma frekvens. Sverige, Norge, Finland och DK2 (östra Danmark) utgör det nordiska synkronområdet. Olika synkronområden kan bara kopplas samman med hjälp av likström.
- > TSO (Transmission System Operator): det organ som har systemansvaret för transmissionsnätet. I Sverige är det Svenska kraftnät som är systemoperatör.
- > UMM: Urgent Market Messages. Aktörer är skyldiga att publicera avbrott, planerade arbeten, ändrad kapacitet och annan marknadspåverkande information⁶. De kan rapportera detta via tjänsten Nordic Unavailability Collection System (NUCS) eller på någon annan av de plattformar som finns i Europa och som är kopplade till den så kallade Transparensplattformen som ENTSO-E tillhandahåller. Ett vanligt val bland aktörer i den nordiska marknaden är att nyttja marknadsplatsen Nord Pool, där information av detta slag kallas UMM.
- > Väderår: En samling av data (temperatur, vind, sol och tillrinning till vattenkraftsmagasin) för ett visst historiskt år. Väderåren 1982–2016 används i elmarknadssimuleringen i KMA. Väderår är inte detsamma som analysår

⁶ Kommissionens förordning (EU) nr 543/2013 av den 14 juni 2013 om inlämnande av offentliggörande av uppgifter på elmarknaden och om ändring av bilaga I till Europaparlamentets och rådets förordning (EG) nr 714/2009.

1.4.1 Tillgänglig handelskapacitet

Den maximala handelskapacitet som visas i Figur 1 motsvarar optimala flödessituationer i nätet. Tillgänglig kapacitet varierar med driftsituation och kan av olika skäl vara lägre, till exempel vid underhåll av transmissionsnätet eller beroende på hur flödena ser ut. Under 2021 var den tillgängliga handelskapaciteten för snitt 2 och 4 anpassad nästan 99 procent av tiden. Det förklaras till stor del av planerat underhåll och att kapacitet anpassats utifrån att flödet mellan elområdena fördelar sig på ett annat sätt än tidigare på grund av nya öst-västliga flöden genom Sverige. Det öst-västliga flödet består till stor del av en ökad import från Finland via Fenno-Skan (FI till SE3) i kombination med ett ökat exportmönster till Norge (SE3 till NO1) och Danmark (SE3 till DK1).

Den ökade förekomsten av dessa driftsituationer beror till stor del på utbyggnad av vindkraft i norr, minskad produktion i Ringhals (avveckling av R1 och R2) och på nya utlandsförbindelser som har tagits i drift i Danmark⁷ och Norge⁸ under de senaste åren. De öst-västliga flödena i mellersta Sverige har inneburit att överföringskapaciteten för en del utlandsförbindelser (SE3-FI, SE3-DK1 och SE3-NO1) samt på snitten SE2-SE3 och SE3-SE4 har behövt anpassas för att upprätthålla driftsäkerheten. Utan dessa anpassningar av överföringskapaciteten till och från elområde SE3 skulle det uppstå termiska överlaster. Termisk överlast innebär att en ledning eller komponent belastas med en högre ström än vad den är avsedd att klara av. Detta kan medföra risker för omgivning och utrustning.

⁷ Cobra cable mellan Danmark och Nederländerna.

⁸ NordLink och North Sea Link mellan Norge och Tyskland respektive Storbritannien.

2 Indata och metod

I det här kapitlet beskrivs indata och metod för analysen.

Elmarknadsmodellerna BID3 och EMPS används för simulering av Nordeuropas kraftsystem. Analysen fokuserar på Norden eftersom vi tillsammans med de övriga nordiska länderna utgör det synkrona nordiska elsystemet.

Produktion och elanvändning påverkas i stor utsträckning av väderförhållanden. Nordens vattenkraftproduktion är till exempel starkt korrelerad till den hydrologiska situationen (nederbörds mängd och snösmältning). Hur blåsigt det är från ett år till ett annat får större betydelse ju mer vindkraftskapacitet som byggs. Därtill påverkar temperaturen elbehovet. I KMA används därför historiska väderdata (tillrinning, vind, solinstrålning och temperatur) för åren 1982-2016 som ingångsvärden i modellerna. Därefter har vi gjort simuleringar med timupplösning för varje analysår (2022-2026) för samtliga 35 väderår.

2.1 Antaganden per indataslag

För Sverige har data inhämtats från bland annat Energimyndigheten, Svensk vindenergi och Bioenergis biokraftkarta. Data för övriga länder i Norden och Baltikum har erhållits från respektive systemoperatör genom information från ENTSO E:s databas Pan-European Market Modelling Database (PEMMDB) samt nationella planer så som Energinets analyseforudsætninger.

2.1.1 Kärnkraft

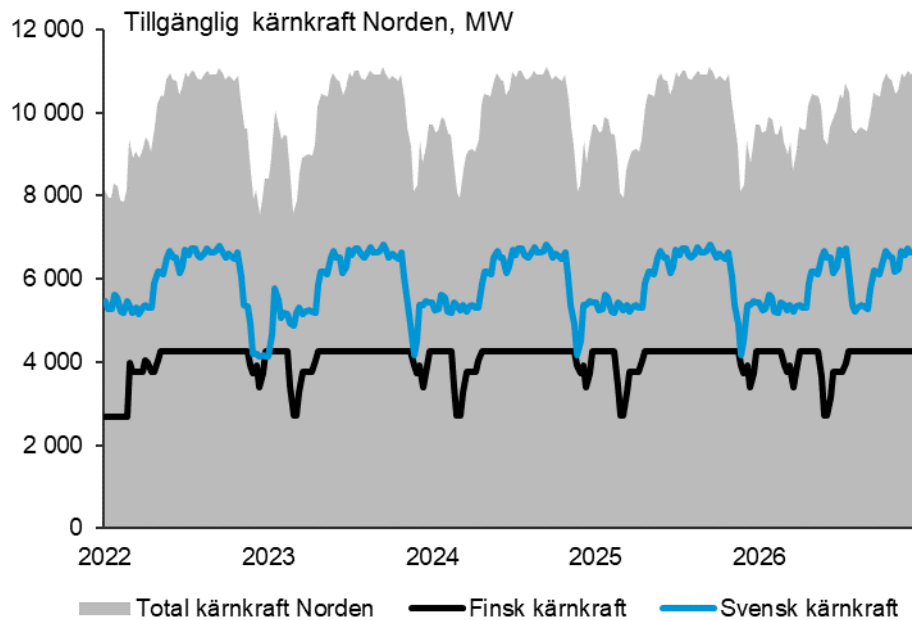
I Figur 2 redovisas antagen tillgänglig kapacitet hos svensk och finsk kärnkraft för åren 2022–2026. Revisionsperioder samt aviserade avvecklings- och drifttagningsdatum för reaktorerna är inkluderade fram till och med år 2024, utifrån publicerad information hämtad under våren 2021⁹. För åren 2025 och 2026 har typiska revisionsperioder uppskattats.

För svensk kärnkraft används tillgänglighetsprofiler baserade på avräkningsstatistik för åren 2013–2020. För den finska kärnkraften används en rak tillgänglighetsprofil på 97,5 procent, vilket är historisk tillgänglighet utanför revisionsperioderna. I KMA2021 antas Finlands nya och femte reaktor, Olkiluoto 3, uppnå full produktion i mars 2022¹⁰. I Figur 2 visas tillgänglig

⁹ NUCS: Dashboard | Nordic Unavailability Collection System (nucs.net).

¹⁰ TVO - OL3.

kärnkraft i Norden totalt samt uppdelat på finsk respektive svensk kärnkraft. Den svenska kärnkraften varierar mer än den finska eftersom det finns fler reaktorer i Sverige vilket innebär flera revisionsperioder.



Figur 2 Produktionskapacitet hos kärnkraften i Norden med hänsyn till uppskattad tillgänglighet och planlagd revision. Källa: Svenska kraftnät och NUCS.

Datum för planerad avveckling, idrifttagning och revision av reaktorer i modelleringen baseras på marknadsmeddelanden. Installerad kapacitet vid årets början och tillgänglighet för svensk och finsk kärnkraft redovisas i Tabell 1. Tillgängligheten varierar något mellan analysåren då dessa baseras på planerade revisionsperioder.

Tyskland fortsätter sin kärnkraftsavveckling enligt plan och år 2022 stängs de sista reaktorerna, cirka 4 000 MW. Det innebär att tysk elproduktion år 2023 är helt utan kärnkraft.

Tabell 1. Installerad kapacitet och utnyttjandegrad för svensk och finsk kärnkraft. Källa: Svenska kraftnät, Fingrid

	2022	2023	2024	2025	2026
Sverige					
Kapacitet [MW]	6 871	6 871	6 871	6 871	6 871
Forsmark 1	988	988	988	988	988
Forsmark 2	1118	1118	1118	1118	1118
Forsmark 3	1172	1172	1172	1172	1172
Oskarshamn 3	1400	1400	1400	1400	1400
Ringhals 3	1063	1063	1063	1063	1063
Ringhals 4	1130	1130	1130	1130	1130
Utnyttjandegrad	85%	83%	85%	84%	84%
Finland					
Kapacitet [MW]	4 362	4 362	4 362	4 362	4 362
Loviisa 1	496	496	496	496	496
Loviisa 2	496	496	496	496	496
Olkiluoto 1	880	880	880	880	880
Olkiluoto 2	890	890	890	890	890
Olkiluoto 3	1600	1600	1600	1600	1600
Utnyttjandegrad	90%	92%	91%	91%	89%

2.1.2 Vattenkraft

Installerad kapacitet för vattenkraft i Norden antas vara konstant under analysperioden.¹¹ I modellen används historiska tillrinningsserier för åren 1982-2016 justerade för klimateffekter. Det innebär att modellerad vattenkraftproduktion blir något större under hösten och vintern på grund av högre tillrinning, samt att den modellerade vårfloden kommer något tidigare jämfört med hur det har sett ut historiskt.

2.1.3 Kraftvärme och kondenskraft

En viss nybyggnation av kraftvärme sker, men denna vägs upp av nedläggningen av vissa fossileldade kraftverk. År 2025 minskar den installerade kapaciteten i SE4 på grund av att Karlshamnsverket i modelleringen antas försvinna. Detta till följd av att avtalet för effektreserven inte förlängs.

Ellevio, Stockholm Exergi och E.ON. Eldistribution samt produktionsbolaget E.ON. har ingått avtal om att elproduktion ska finnas tillgänglig lokalt i Stockholm och Malmö. Detta för att möjliggöra att kapacitetsbehovet i Stockholm respektive Malmö kan mötas. I Stockholm rör det sig om 320 MW elproduktionskapacitet från kraftvärmeverk och gasturbiner, och i Malmö elproduktion på cirka 95 MW från kraftvärmeverk.

I Danmark sker en minskning av den termiska elproduktionen. Det beror på att fjärrvärmeproducenterna successivt förväntas byta ut kraftvärmen till värmeproduktion och att värmeunderlaget minskar då allt fler värmepumpar installeras. Även i Finland antas den installerade kapaciteten kraftvärme och kondenskraft minska. Detta till följd av vikande värmeunderlag och stängning av äldre fossileldade verk.

I Tabell 2 redovisas den installerade effekten kraftvärme och kondenskraft i Norden och Baltikum som antagits under den modellerade femårsperioden (exklusive kraftverk som utgör effekt- eller störningsreserv). För Sverige bygger antagandena till stor del på Bioenergis årliga kartläggning Biokraft i Sverige 2020¹². Antaganden för resterande länder baseras på information från

¹¹ I stort sett alla vattenkraftverk i Sverige kommer att omprövas enligt den nationella plan för moderna miljövillkor som beslutades av regeringen den 25 juni 2020. De första ansökningarna ska lämnas till domstol den 1 februari 2022 och de sista den 1 februari 2037. Det innebär att få miljöåtgärder kommer att genomföras fram till 2026 och därför antas vattenkraften ha samma förutsättningar som i dag under analysperioden.

¹² Svebio "Biokraftkartan i Sverige 2020".

grannländernas systemoperatörer (delvis genom data lämnad till den europeiska databasen PEMMDB 3.0) samt UMM.

Tabell 2. Installerad kapacitet kraftvärme och kondenskraft (exklusive reserver) i Norden och Baltikum. Källa: De nordiska TSO:erna, Tidningen Bioenergi, UMM.

Kraftvärme och kondenskraft [MW]	2022	2023	2024	2025	2026
Sverige	5 780	5 780	5 800	5 190	5 190
SE1	290	290	290	290	290
SE2	760	760	760	790	790
SE3	3 250	3 250	3 270	3 270	3 270
SE4	1 480	1 480	1 480	840	840
Norge	610	610	610	610	610
Finland	7 210	6 440	6 210	6 100	6 100
Danmark	5 790	5 330	5 150	5 050	5 030
Baltikum	4 540	4 540	4 110	3 250	3 270

Revisioner i de större kraftvärmeverken (större än 100 MW) i Sverige, Danmark och Finland har approximerats efter genomgång av UMM för åren 2014–2016. Svenska kraftnät har gjort en uppskattning av en typisk revisionsperiod för respektive kraftverk och använt samma revisionsperiod för alla analysår. Nedläggning respektive driftsättning av verk som inträffar under analysåren har lagts in i början av respektive analysår, alltså inte på korrekt nedläggnings- eller driftsättningsdatum.

Profilerna för kraftvärmens elproduktion är baserade på ett normalår, det vill säga utan hänsyn till värmelastens temperaturberoende. En del av elproduktionen i de modellerade kraftvärmeverken är dock prisberoende, vilket resulterar i varierande produktion mellan väderåren. Oplanerade avbrott är inte modellerade.

2.1.4 Effekt- och störningsreserver

Den svenska effektreserven finns att tillgå för Svenska kraftnät mellan 16 november och 15 mars. Effektreserven upphandlas av Svenska kraftnät och

består fram till vintern 2024/2025 av 562 MW elproduktion från Karlshamn 2 och 3.

Finland har en liknande strategisk reserv på 611 MW som är upphandlad fram till och med sista juni år 2022.¹³ I Norge finns reservkraftverk bestående av två mobila gasturbiner på sammanlagt 300 MW.¹⁴ Dessa ska kunna tas i drift under så kallad "svært anstrengt kraftsituasjon" (SAKS) när sannolikheten för lastfrånkoppling bedöms hög. Gasturbinerna startas inte av prissignaler på rent kommersiell grund.

Utöver effektreserven finns även den så kallade störningsreserven¹⁵ som snabbt aktiveras vid fel. I Sverige handlas den upp till volymen för att täcka det största möjliga felfallet, det vill säga bortkoppling av kärnkraftreaktorn Oskarshamn 3 (cirka 1 400 MW). Störningsreserven består i dag av gasturbiner. Under 2022 kommer ytterligare cirka 300 MW störningsreserv, bestående av både produktion och förbrukningsfrånkoppling, att upphandlas.

Effektreserven i Finland¹⁶ och Sverige samt de två gasturbinerna i Norge bjuder in till priset 3 000 euro/MWh i modellen. Denna produktion antas tillgänglig för marknaden under hela året, även utanför effektreservsperioden. En förenkling i modellen är att hela Karlshamn 2 och 3 är tillgänglig som effektreserv trots att enbart 562 MW av totalt cirka 660 MW ingår. I Tabell 3 sammanfattas vilken kapacitet som antas ingå i effektreserven i modellen (det innebär att dessa verk bjuder in till priset 3 000 euro/MWh). Störningsreserven modelleras inte (dess kapacitet är inte tillgänglig för marknaden).

¹³ Fingrid, <https://energiavirasto.fi/en/-/energiavirasto-hankkii-611-mw-tehoreservikapasiteettia>.

¹⁴ NVE, www.nve.no/energiforsyning/nett/svaert-anstrengte-kraftsituasjoner/?ref=mainmenu.

¹⁵ Den består främst av gasturbiner, men även dieselgeneratorer, vattenkraft, förbrukningsreduktion och kraftvärme.

¹⁶ Gäller fram till den 30 juni 2022, och ska därefter förnyas. <https://energiavirasto.fi/-/tehoreservilaki-on-uudistumassa>.

Tabell 3. Modellerad kapacitet effektreserv som bjuder in till 3000 euro/MWh i modellen.

*Effektreserven storlek är i själva verket 562 MW, men i modellen används kraftverkets totala installerade effekt för Karlshamn 2 och 3. Källa: Svenska kraftnät, Statnett och Fingrid.

Modellerad effektreserv [MW]	2022	2023	2024	2025	2026
Sverige	662	662	662	0	0
Karlshamn 2 och 3 (olja)*	662	662	662	0	0
Norge	300	300	300	300	300
Finland	611	0	0	0	0
Kymijärvi KT (naturgas)	42	0	0	0	0
Meri-Pori (brunkol)	440	0	0	0	0
Naistenlahti 1 (gas)	129	0	0	0	0

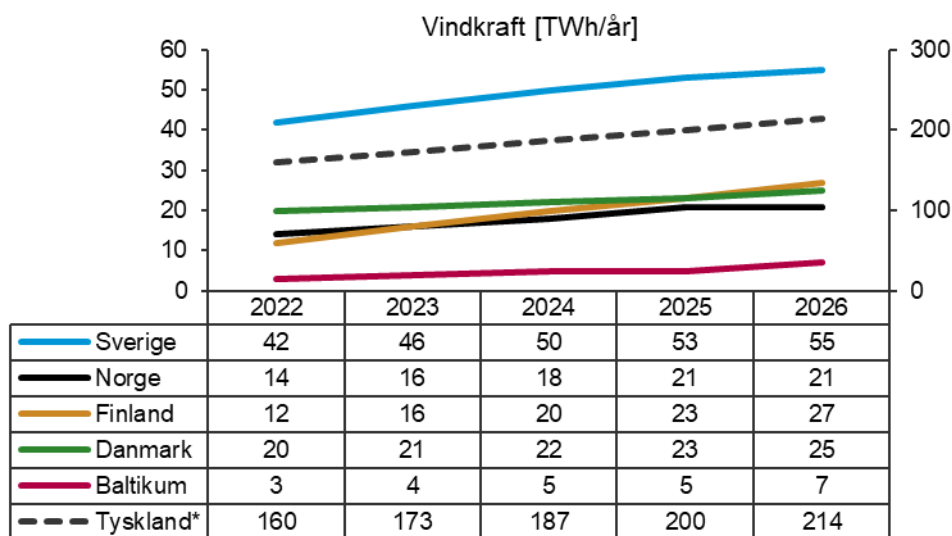
Om efterfrågeflexibilitet, se avsnitt 2.1.7 *Elanvändning*, import och effektreserv inte räcker till för att möta efterfrågan i ett elområde börjar elanvändare kopplas bort. I modellen sker den bortkopplingen till ett pris på 5 000 euro/MWh, en prisnivå som indikerar kritisk effektbrist i elmarknadssimuleringen. Om detta skulle ske i verkligheten kallas det manuell lastfrånkoppling.

2.1.5 Vindkraft

Elproduktion från vindkraft förväntas öka kraftigt under analysåren. Utbyggnaden i Sverige baseras på uppgifter från Svensk Vindenergi. I modellen används den nivå av installerad vindkraftkapacitet som motsvarar halvårsskiftet för respektive år, och resulterande produktion beror på fullasttimmarna för vindserier som är implementerade i modellerna. Modellen skiljer på land- och havsbaserade vindprofiler. Fullasttimmarna för de havsbaserade vindprofilerna är större än för de landbaserade.

Vindserierna är framtagna genom ett samarbete mellan Danmarks tekniska universitet och ENTSO-E. Den förväntade årsmedelproduktionen för vindkraft läggs in i modellen och fördelas sedan över årets timmar genom produktionsprofiler baserade på uppmätt vindstyrka.

I Figur 3 visas antagen normalårsproduktion av vindkraft för de nordiska och baltiska länderna samt för Tyskland.



Figur 3 Årsproduktion av vindkraft i Norden, Baltikum och Tyskland. * Observera att den streckade kurvan för Tyskland använder skalan på den högra axeln. Källa: Svensk vindenergi och de nordiska TSO:erna

Installerad kapacitet för havsbaserad vindkraft per år i Sverige uppgår i modellen till 200 MW fram till och med 2023. Därefter antas den havsbaserade vindkraften öka till 281, 359 samt 437 MW för 2024, 2025 respektive 2026. I Tabell 4 visas prognosen för vindkraftsproduktion i Sverige. Fullasttimmarna ökar under analysperioden då äldre vindkraftverk ersätts av nyare som har högre utnyttjandegrad. De redovisade värdena i Tabell 4 inkluderar både land- och havsbaserad vindkraft. Specifika parker har inte utvärderats, utan bara den totala förväntade kapaciteten. Tabell 5 visar skillnaden i antagen vindkraftsproduktion mellan KMA2020 och KMA2021.

Tabell 4. Förväntad årsproduktion av vindkraft, totalt i Sverige och för de svenska elområdena, samt fullasttimmar och installerad kapacitet. De redovisade värdena innefattar både land- och havsbaserad vindkraft. Källa: Svensk Vindenergi, Danmarks tekniska universitet, ENTSO-E.

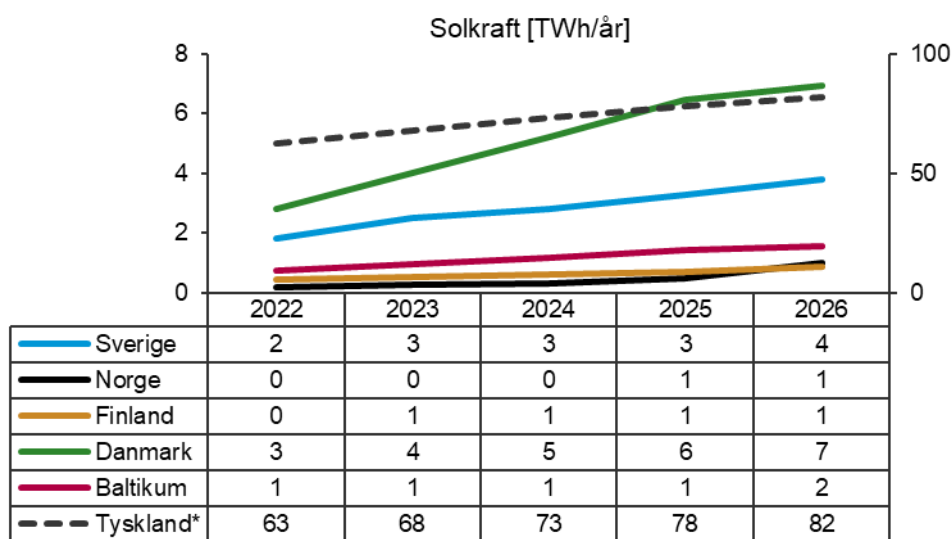
		2022	2023	2024	2025	2026
Sverige	Produktion [TWh]	41,7	46,4	50,2	53,6	55,3
	Fullasttimmar	3 030	3 070	3 090	3 100	3 120
	Kapacitet [MW]	13 800	15 100	16 300	17 300	17 700
SE1	Produktion [TWh]	10,1	11,5	12,1	12,6	12,9
	Fullasttimmar	3 450	3 470	3 480	3 480	3 490
	Kapacitet [MW]	2 900	3 300	3 500	3 600	3 700
SE2	Produktion [TWh]	18,9	21,8	23,4	24,9	25,1
	Fullasttimmar	3 080	3 120	3 140	3 160	3 160
	Kapacitet [MW]	6 100	7 000	7 500	7 900	8 000
SE3	Produktion [TWh]	8,2	8,5	9,5	10,3	10,8
	Fullasttimmar	2 780	2 800	2 840	2 870	2 900
	Kapacitet [MW]	2 900	3 000	3 300	3 600	3 700
SE4	Produktion [TWh]	4,5	4,6	5,2	5,7	6,4
	Fullasttimmar	2 570	2 570	2 630	2 670	2 740
	Kapacitet [MW]	1 800	1 800	2 000	2 100	2 300

Tabell 5. Skillnad i antagen årsproduktion från vindkraft för KMA2021 jämfört med KMA2020. Avrundat till hela TWh.

[TWh]	2022	2023	2024	2025
Sverige	-1	0	2	3
Norge	-1	-1	-1	0
Danmark	0	0	0	0
Finland	0	1	2	2
Norden	-2	0	3	5

2.1.6 Solkraft

Den svenska prognosen för utbyggnaden av solkraft bygger på Energimyndighetens kortsiktsprognos¹⁷ fram till 2022 och en extrapolering av övriga år, se Figur 4. Solserierna är framtagna på samma sätt som vindserierna, genom ett samarbete mellan Danmarks tekniska universitet och ENTSO-E. Mängden solkraft antas öka kraftigt i Sverige, Danmark och Tyskland, även om den i Norden ännu utgör en låg andel av total produktion.



Figur 4 Årsproduktion av solkraft i Norden, Baltikum och Tyskland. *Observera att den streckade kurvan för Tyskland använder skalan på den högra axeln. Källa: Energimyndigheten, övriga TSO:er.

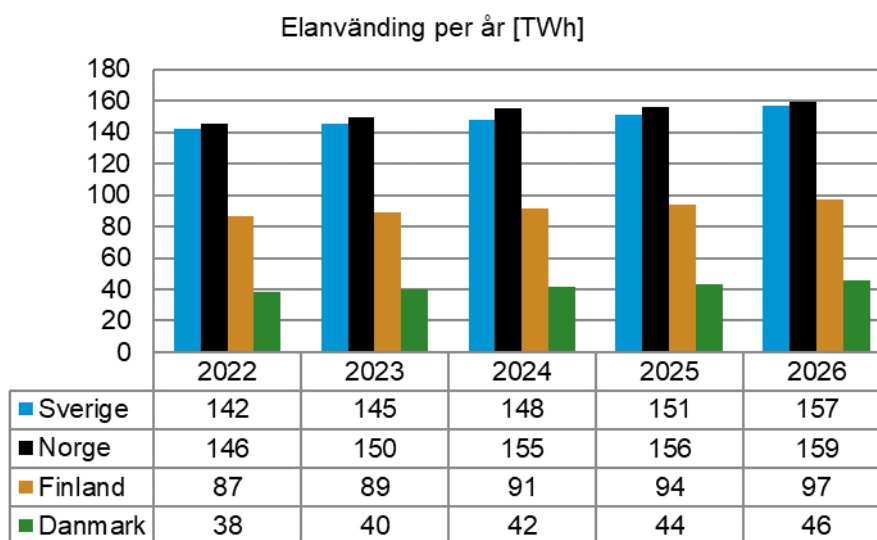
2.1.7 Elanvändning

Elanvändningen i de nordiska länderna förväntas öka under analysperioden, se Figur 5. Prognosen för den svenska elanvändningen bygger till stor del på Energimyndighetens korttidsprognos¹⁸ fram till och med 2024. Antalet ansökningar för mycket stora effektuttagsökningar som inkommit till Svenska kraftnät har ökat markant under det senaste året. Det handlar huvudsakligen om industrietableringar. Utifrån uppskattningar baserade på dagens ledtider för nätutbyggnad och ansökningar om effektuttagsökningar som inkommit till Svenska kraftnät kommer den svenska elanvändningen ha öka ytterligare 2025

¹⁷ Energimyndigheten, "Kortsiktsprognos vinter 2020", 2020.

¹⁸ Energimyndigheten, "Kortsiktsprognos i siffror sommar 2021", 2021.

och 2026. Elanvändningen för övriga länder har uppskattats med data från respektive systemoperatör. De främsta drivkrafterna bakom utvecklingen är elektrifiering av transportsektorn och ökning av den elintensiva industrin.



Figur 5 Antagen elanvändning i de nordiska länderna. Källa: Energimyndigheten, de övriga nordiska TSO:erna.

Förändringen jämfört med KMA2020 visas i Tabell 6. Den lägre elanvändningen i Sverige under 2022 beror på nedläggningar av pappersbruk. Den lägre elanvändningen beror även på att egenanvänd el inte har inkluderats i KMA2021. Egenanvänd el är el som används bakom elnätsbolagets debiteringsmätare och inte levereras ut på koncessionspliktigt nät. Jämfört med i KMA2020 antas en kraftigare ökning av den svenska elanvändningen under analysperioden. Det förklaras huvudsakligen av industrietableringar och nya serverhallar i norra Sverige. Det beror också på att en återhämtning i industrin efter covid-19-pandemin antas ske.

Tabell 6. Förändring i antagen årsförbrukning för KMA2021 jämfört med KMA2020, avrundat till hela TWh.

[TWh]	2022	2023	2024	2025
Sverige	-3	0	3	3
Norge	-3	-3	-2	-5
Danmark	-2	-1	0	1
Finland	-4	-3	-2	-1
Norden	-11	-6	-1	-3

Efterfrågeflexibilitet är införd i modellen genom tre prisnivåer för nedreglering av elanvändningen. När elpriset når dessa nivåer i simuleringen kopplas en del elanvändare bort.¹⁹ Volymen har fördelats per elområde baserat på andel av total elanvändning. Det har alltså inte gjorts någon studie av var de flexibla kunderna finns. För Sverige finns 1 242 MW efterfrågeflexibilitet i modellen. Detta skulle kunna vara bland annat pappersindustri eller annan verksamhet som minskar elanvändning vid höga elpriser. Elprisnivåerna visas i Tabell 7.

Tabell 7. Prisnivåer för aktivering av efterfrågeflexibilitet i modellen, samt flexibilitetsvolymen för Sverige (samma för varje analysår). Pris för 2023 och 2025 visas inte men ökningen sker successivt under hela analysperioden. Källa: Svenska kraftnät.

	Pris [euro/MWh]			Volym (MW)
	2022	2024	2026	
Elprisnivå 1	120	130	150	414
Elprisnivå 2	200	210	250	414
Elprisnivå 3	310	330	390	414

För de nordiska länderna finns det totalt drygt 3 300 MW flexibilitet för respektive analysår i modellen.

¹⁹ Rent modelltekniskt startas i själva verket lokal produktion med 100 procent verkningsgrad och med bränslepris lika med elprisnivåerna. Det får samma konsekvens för marknadssimuleringen som att sänka förbrukningen.

2.1.8 Överföringskapaciteter

Utgångspunkten för överföringskapacitet är den optimala handelskapacitet som redovisas i Figur 1. Den tillgängliga handelskapaciteten per timme under året baseras på statistik. För SE2>SE3, SE3>SE4, SE3>NO1, SE3>DK1 och FI>SE3 baseras handelskapaciteten på statistik från 1 september 2020 till 31 augusti 2021²⁰. Det beror på att öst-västliga flöden genom Sverige ökat vilket innebär att överföringskapaciteter behöver anpassas för att upprätthålla driftsäkerheten. För mer information om öst-västliga flöden se avsnitt 1.4.1 *Tillgänglig handelskapacitet*. I Tabell 8 redovisas medeltillgänglighet för de snitt som justerats på grund av öst-västliga flöden i KMA2021, medan KMA2020 visar de värden som användes i KMA2020. Att medeltillgängligheten för SE2>SE3 är 0,83 innebär att tillgänglig handelskapacitet i medel är cirka 6 060 MW vilket kan jämföras med maximal handelskapacitet på 7 300 MW. I december 2021 höjdes de driftsäkra handelskapaciteterna för snitten i Tabell 8, vilket kan ge en något högre medeltillgänglighet framöver.

Tabell 8. KMA2021 motsvarar medeltillgänglighet för SE2>SE3, SE3>SE4, SE3>NO1, SE3>DK1 och FI>SE3 handelskapacitet baserad på statistik från 1 september 2020 till 31 augusti 2021 medan KMA2020 motsvarar medeltillgänglighet baserad på handelskapacitet för åren 2015–2019. Källa: Nord pool.

	SE2 > SE3	SE3 > SE4	SE3 > DK1	SE3 > NO1	FI > SE3
KMA2020	0,88	0,88	0,85	0,76	0,95
KMA2021	0,83	0,65	0,57	0,51	0,52

För de interna snitten i Norge har den historiska tillgängligheten på vissa snitt varit mycket låg. Enligt Statnett kommer detta troligtvis att förändras i och med att utlandsförbindelserna till Storbritannien och Tyskland kommer att förändra flödesmönstret i Norge. De interna norska snitten har därför simulerats med en platt tillgänglighetsprofil på 90 procent. För övriga snitt baseras handelskapaciteten på statistik för åren 2015-2019.

I modellen justeras handelskapaciteterna årligen. Det innebär att om en genomförd eller planerad kapacitetsökning förväntas under det första halvåret

²⁰ Från mars 2021 har Svenska kraftnät tagit hänsyn till de öst-västliga flödena vid beräkning av tillgänglig handelskapacitet.

simuleras kapacitetsökningen från 1 januari samma år medan det för en kapacitetsökning efter den 30 juni simuleras från den 1 januari kommande år.

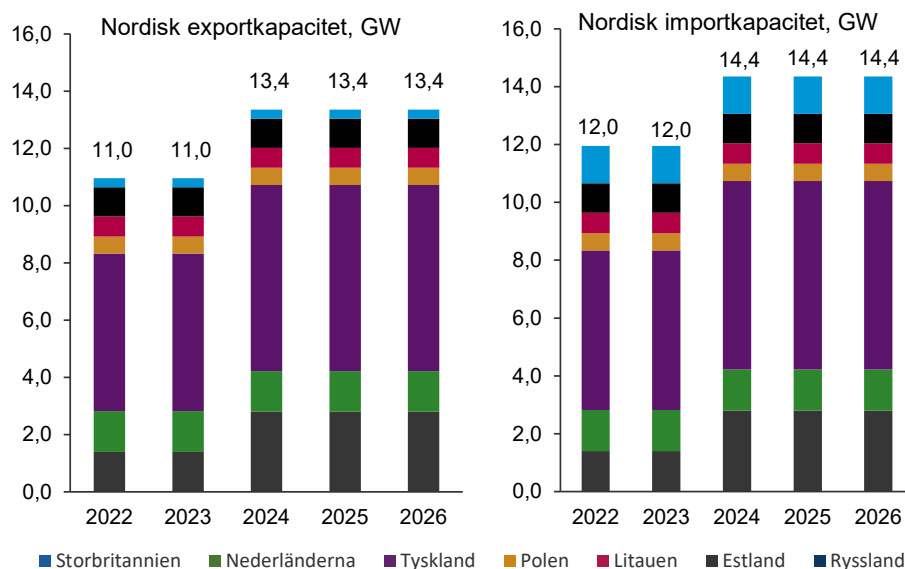
Driftsättning av den tredje AC-förbindelsen, Aurora Line, mellan SE1 och Finland planeras till slutet av 2025. och inkluderas i modellen från början av analysåret 2026.

En skillnad från KMA2020 är att den planerade höjningen av överföringskapaciteten från 7 300 MW till 8 100 MW mellan SE2 och SE3 år 2024 flyttas fram och förväntas att tas i drift 2028. Fram till år 2028 planerar Svenska kraftnät att göra åtgärder för att förstärka transmissionsnätet. Redan under 2022 planeras åtgärder genomföras för att öka tillgänglig handelskapacitet i jämförelse med de profiler som använts i KMA2021.

Norden kommer under femårsperioden att öka marknadsintegrationen med övriga Europa genom följande förändringar:

- > Viking Link med planerad idrifttagning 2024, ger 1 400 MW mellan DK1 och Storbritannien
- > Ökad AC-kapacitet mellan DK1 och Tyskland från 2 500 MW till totalt 3 500 MW år 2024

I Figur 6 visas den totala överföringskapacitet till och från Norden som är antagen i marknadsmodellerna. I modellen har tillgängligheten för de nya likströmsförbindelserna satts till 90 procent. Undantaget är NordLink som initialt har en lägre överföringskapacitet som sedan höjs successivt för senare år.



Figur 6 Total överföringskapacitet mellan Norden och övriga Europa inklusive Ryssland.
Källa: Svenska kraftnät.

2.1.9 Pris på bränsle och utsläppsrätter

Priser på bränslen och priset på utsläppsrätter är svåra att förutsäga och är starkt förknippade med den globala ekonomiska utvecklingen samt i viss mån även politiska beslut. Samtidigt har bränslepriserna stor påverkan på elpriserna. Dessa antaganden utgör därför en betydande osäkerhetsfaktor i simuleringarna.

Pris på utsläppsrätter samt pris för kol, gas och olja baseras på forwardpriser på den finansiella marknaden hämtade i november 2021. Den största ökningen av priset på kol, naturgas, olja och utsläppsrätter har skett under kvartal 4 2021. De antagna forwardpriserna för analysåren har därför bestämts genom att ta medelvärdet av alla forwardpriser som var tillgängliga för kvartal 4 när data inhämtades. För brunkol (lignit) och oljeskiffer har antaganden från TYNDP2020²¹ använts. I Tabell 9 presenteras de priser på utsläppsrätter och bränslen som använts i KMA2021.

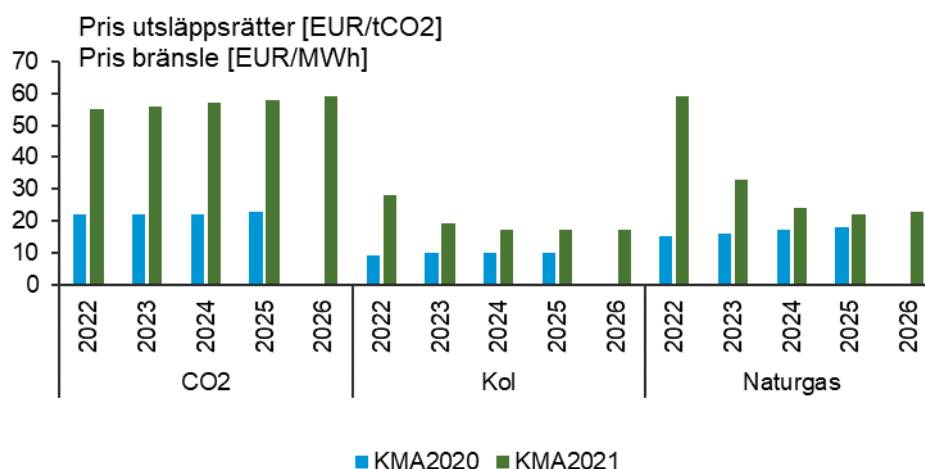
²¹ Ten-Year Network Development Plan, publiceras vartannat år av ENTSO-E.

Tabell 9. Antagna priser på utsläppsrätter och bränslepriser för KMA2021. Bränslepriser i euro/MWh och CO2-priser i euro/ton. Källa: Montel, TYNDP2020.

euro/MWh	2022	2023	2024	2025	2026
CO2	55	56	57	58	59
Kol	28	19	17	17	17
Tungolja	53	50	49	47	46
Lättolja	65	62	59	57	55
Naturgas	59	33	24	22	23
Brunkol (lignit)	4	4	4	4	4
Oljeskiffer	8	8	8	8	8

Samma bränsle- och utsläppsrättspris har använts för hela det modellerade området med undantag för Ryssland, som inte är med i systemet för handel med utsläppsrätter. Kostnaden för gasbränsle i Ryssland är lägre än i resterande Europa och har approximerats till 32 procent av naturgaspriset. Priset på kärnkraftbränsle (1,7 euro/MWh) ändras inte under analysperioden och är inte heller en betydande del av kärnkraftens kostnader.

Jämfört med KMA2020 är de antagna priserna på bränsle och utsläppsrätter betydligt högre i KMA2021, se Figur 7. Den stora skillnaden beror på den kraftiga höjningen av priserna på naturgas, kol, olja och utsläppsrätter i Europa under 2021.



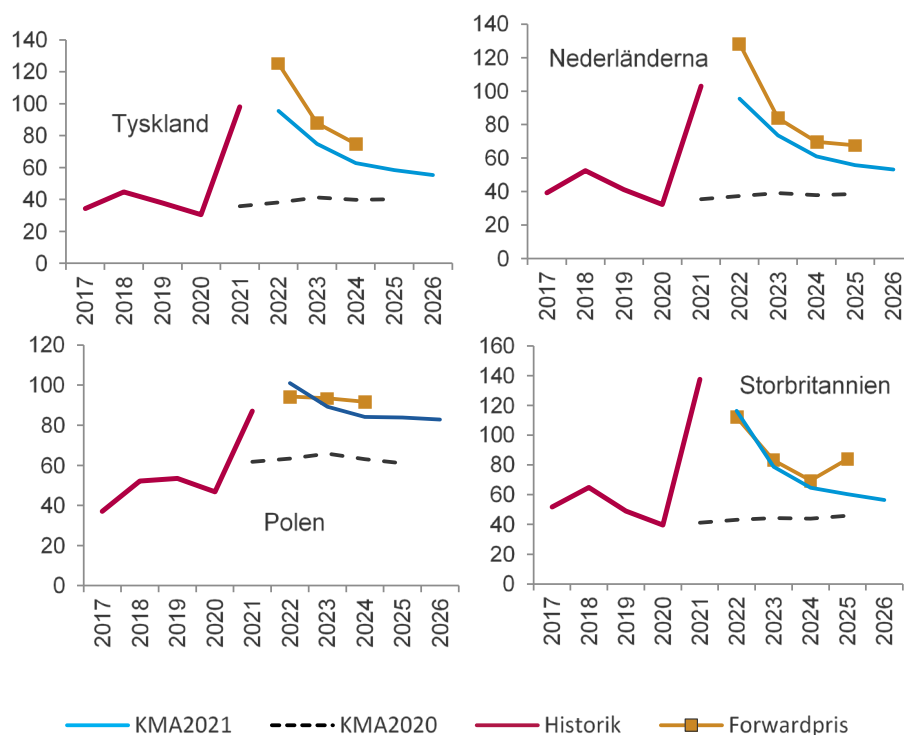
Figur 7 Antagna priser på utsläppsrätter och bränslen i KMA2020 och KMA2021.

2.1.10 Elpriser på kontinenten och i Storbritannien

I elmarknadsmodellen BID3 har Europas elsystem simulerats. Modellen ger timvisa priser för Tyskland, Nederländerna, Polen och Storbritannien som sedan har använts som fasta prisserier i EMPS.

I Figur 8 visas en jämförelse mellan de simulerade årsmedelpriserna för Tyskland, Nederländerna, Polen och Storbritannien samt forwardpriset²² på den finansiella marknaden för de år som produkterna handlas för. Historik för åren 2017 till 2021 är inkluderad för att få en bild över prisutvecklingen. För att få en uppfattning om hur prisbilden ändrats sedan föregående KMA har även de simulerade priserna för KMA2020 och KMA2021 inkluderats.

²² Avtal mellan parter om att köpa och sälja el till ett visst pris i framtiden. Prognos i Tyskland: EEX Phelix, Polen: TGE, Nederländerna: ICE ENdex och Storbritannien: ICE.



Figur 8 Historiskt, simulerat och finansiellt årsmedelpris (euro/MWh) för de länder som Norden och Baltikum är eller kommer vara länkade till under analysperioden. Källa forwardpris: Montel, november 2021. Källa historiska priser: Montel, januari 2022.

Både de simulerade priserna i BID3 och forwardpriserna som används i KMA2021 är betydligt högre än i KMA2020. Det är väntat då de antagna priserna på gas, kol, olja och utsläppsrätter är högre än de var i KMA2020. Forwardpriserna är något högre än de simulerade priserna för Tyskland och Nederländerna. För Storbritannien och Polen är de simulerade priserna mer lika forwardpriserna.

Elmarknaden i Ryssland är förenklad i modellerna och representeras av ett fåtal kraftverk med naturgas som bränsle. För att efterlikna kapacitetsmarknaden i Ryssland adderas ett påslag till det ryska elpriset under höglasttimmar. Det medför att exporten från Ryssland till Finland uteblir under dessa timmar, förutom vid mycket höga prisnivåer i Finland.

2.1.11 Sammanfattning av större förändringar i kraftsystemet

I Tabell 10 beskrivs de händelser och antaganden som har störst direkt inverkan på kraftsystemet under analysperioden. Vindkraften byggs ut kraftigt under analysperioden, men utgör ingen enskild händelse och är därför inte med i Tabell 10.

Tabell 10. Centrala händelser/antaganden för kraftsystemet per analysår. Källa: Svenska kraftnät.

År	Händelse
2022	Olkiluoto 3, ny kärnkraftreaktor i södra Finland tas i drift, +1 600 MW, mars 2022. Beroende på vilken kapacitet som utnyttjas när Olkiluoto 3 kör kan överföringskapaciteten från SE1 till FI påverkas. Den maximala handelskapaciteten gäller när Olkiluoto 3 kör mindre än 1000 MW ²³ , ²⁴ .
2023	-
2024	Viking Link tas i drift, +1 400 MW i båda riktningarna DK1-GB. Kapaciteten mellan DK1 och Tyskland ökar från 2500 MW till 3 500 MW.
2025	Aurora Line tas i drift och ökar maximal handelskapacitet för SE1-FI från 1100/1200 MW till 2000 MW ²⁵ .
2026	-

2.2 Det finns behov av metodutveckling

Metoder och elmarknadsmodeller för att simulera kraftsystemet behöver utvecklas och anpassas efter de förändringar som sker i kraftsystemet och på elmarknaden.

År 2023 planeras den koordinerade flödesbaserade metoden för kapacitetsberäkning och allokering i Norden²⁶ att införas. Det innebär en ny metod för beräkning av hur mycket kapacitet i transmissionsnätet som lämnas för handel på elmarknaden och ett nytt sätt att beskriva den. Med flödesbaserad kapacitetsberäkning och allokering kan större hänsyn tas till elens fysiska flöde i nätet, och ett mer optimalt handelsutfall utifrån nätets

²³ Data View | Nordic Unavailability Collection System (nucs.net).

²⁴ I simuleringen är maximal handelskapacitet från SE1 till FI 1200 MW åren 2022-2025 och 2 000 MW år 2026.

²⁵ I simuleringarna är Aurora Line med från år 2026.

²⁶ De nordiska reglermyndigheterna har beslutat att flödesbaserad kapacitetsberäkning ska användas för kapacitetsberäkning och allokering för dagenföre- och intradaghandeln som följd av kommissionens förordning (EU) 2015/1222 av den 24 juli 2015 om fastställande av riktlinjer för kapacitetsindelning och hantering av överbelastning.

fysiska förutsättningar kan erhållas. Resultatet förväntas bli bättre nyttjande av tillgänglig kapacitet. Optimering av liknande typ kommer att ske för alla förbindelser i och med införandet av flödesbaserad kapacitetsberäkning i Norden. Ett exempel beskrivs i avsnitt 4.5 *Planerat införande av summaallokering för att öka tillgänglig handelskapacitet för SE3 till DK1 och NO1*.

Att övergå till en flödesbaserad metod innebär att vi behöver anpassa våra elmarknadsmodeller för prognostisering av prisbildning och flöden på elmarknaden. Ett utvecklingsarbete pågår för att införa flödesbaserade beräkningar i våra simuleringsverktyg. I denna KMA utgår kapaciteterna med NTC-metoden som tillämpas i Norden i dagsläget.

En gemensam översyn av indelningen av elområden i Europa pågår och följer de ramar som finns i Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943 av den 5 juni 2019 om den inre marknaden för el (elmarknadsförordningen). Byrån för samarbete mellan energitillsynsmyndigheter (ACER) ska baserat på resultat av så kallade nodprissimuleringar besluta om vilka alternativa elområden som ska utredas för Norden och övriga regioner under första halvan av 2022. Därefter har Svenska kraftnät och övriga systemansvariga för överföringssystem ett år på sig att slutföra översynen och lämna en rekommendation till medlemsländerna eller deras utsedda tillsynsmyndigheter om att ändra eller bibehålla nuvarande indelning²⁷. Om översynen innebär en förändrad indelning av elområden kommer elmarknadsmodeller och metoder att uppdateras. I denna KMA har nuvarande nordiska elområden varit desamma för hela den simulerade perioden.

I enlighet med elmarknadsförordningen behöver Svenska kraftnät beräkna risken för effektbrist och sätta detta i relation till en så kallad tillförlitlighetsnorm. Energimarknadsinspektionen har föreslagit en nivå för normen och denna inväntar nu godkännande från regeringen. Om storleken på den modellerade effektbristen är större än värdet i tillförlitlighetsnormen kan detta motivera att strategiska reserver (som exempelvis effektreserven) kan upphandlas efter vintern 2024/2025 då det gamla kontraktet löper ut.

²⁷ För mer information se: Elområdesöversyn | Svenska kraftnät (svk.se).

3 Resultat och analys

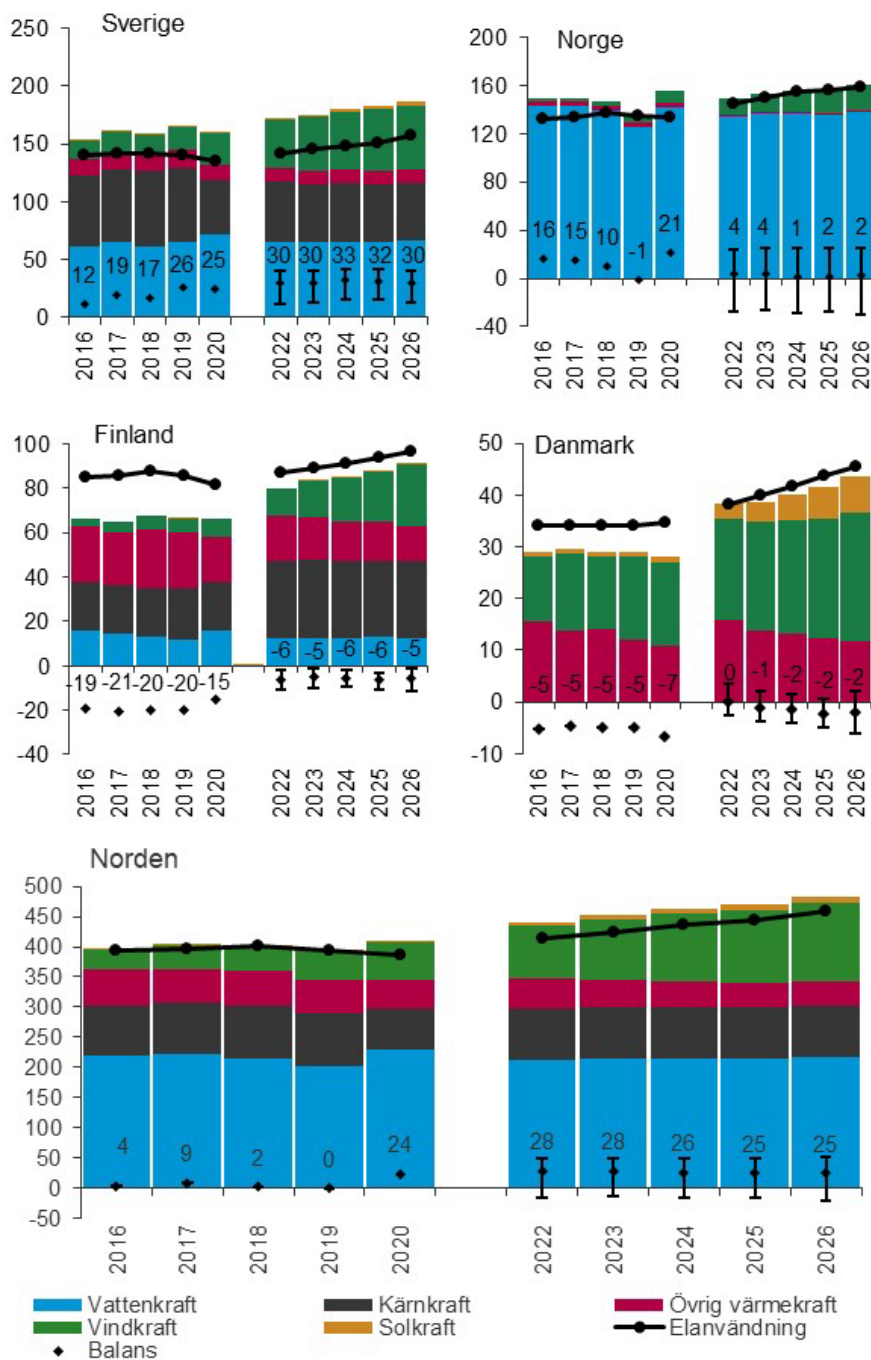
I detta kapitel presenteras resultat och analyser för att beskriva vilka utmaningar som förväntas för kraftsystemet under 2022-2026.

3.1 Elenergibalans

Årlig energibalans är skillnaden mellan produktion och användning 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. Det beror då på att elen som importeras är billigare än den elproduktion som finns tillgänglig inom landet.

I Figur 9 visas energibalans för Sverige, Norge, Finland, Danmark och totalt för Norden per kraftslag och användning under analysåren. Även utfallet (ej temperaturkorrigerat) för åren 2016–2020²⁸ 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 30 TWh beroende på väderår.

²⁸ Årlig statistik baseras på data från Energiföretagen Sverige, Statistisk sentralbyrå för Norge, Energinet för Danmark och Statistics Finland för Finland.



Figur 9 Produktion, elanvändning och resulterande energibalans (TWh) i Sverige, Norge, Finland, Danmark och totalt för Norden per analysår. De svarta klammarna visar inom vilket spann årsenergiebalansen ligger med hänsyn till de 35 väderår som använts i simuleringen. Siffrorna som visas för varje land och år är medelvärdet för nettobalansen för alla 35 väderår. Källa: Statistik för elproduktion och förbrukning år 2016–2020 Energiföretagen för Sverige, Statistisk sentralbyrå för Norge, Energinet för Danmark, Statistikcentralen för Finland och övrig data Svenska kraftnät.

Sveriges energibalans är positiv under analysperioden och Sverige fortsätter vara nettoexportör, även med hänsyn till spannet för väderåren. Den ökande elanvändningen under analysåren möts av en kraftig utbyggnad av vindkraft. Norges energibalans försämras under analysperioden på grund av att elanvändningen ökar i högre utsträckning än tillkommande produktion. I Finland minskar landets energiunderskott jämfört med tidigare år. Detta beror på den nya kärnkraftsreaktorn Olkiluoto 3 som planeras att uppnå full produktion under 2022. Under analysåren ligger Finlands energiunderskott sedan på en nästintill konstant nivå i och med att utbyggnad av vindkraft möter den ökade elanvändningen. I Danmark leder en ökad elanvändning i kombination med en något minskad termisk produktion till att underskottet på årsbasis ökar något, trots att vind- och solkraft ökar. Sammantaget är Norden en nettoexportör på årsbasis under hela analysperioden.

Vatten- och kärnkraftsproduktionen förblir på samma nivå under hela analysperioden. Den ökande elförbrukningen möts till stor del av utbyggnaden av vindkraft medan den övriga termiska kraften minskar. Även solkraft ökar under analysperioden men motsvarar endast cirka 2 procent av elproduktionen på nordisk nivå 2026. Jämfört med KMA2020 är vindkraftsproduktionen större och elanvändningen mindre i årets KMA. Detta leder till att energibalansen i Norden är starkare i KMA2021 jämfört med KMA2020.

3.2 Elpriser

El handlas på den gemensamma europeiska elmarknaden och elpriset bestäms av utbud och efterfrågan. Elhandeln sker huvudsakligen på de olika elbörserna. Huvudvolymen handlas på den så kallade dagen-före-marknaden där el köps och säljs per timme för leverans nästa dygn. Det finns även en så kallad intradagmarknad där elhandlare och producenter kan handla sig i balans mellan produktion och förbrukning av el för kommande drifttimmar innevarande dygn. Detta behövs när utfallet skiljer sig från prognos och inköp eller försäljning som gjorts dagen före.

Sverige och Norden ska öka tidsupplösningen på elmarknaden och införa femton minuter som avräkningsperiod för obalanser²⁹ och som handelsenhet, istället för handel per timme som det är i dag. Övergången sker i olika steg och femton minuter som handelsenhet på dagen-före-marknaden införs under 2024 i hela Norden. Syftet med förändringen är bland annat att underlätta att upprätthålla driftsäkerheten i det nordiska kraftsystemet. Med den högre

²⁹ Enligt Kommissionens förordning (EU) 2017/2195 av den 23 november 2017 om fastställande av riktlinjer för balanshållning avseende el.

tidsupplösningen kan effekterna av utvecklingen mot mer väderberoende produktion hanteras på ett bättre sätt, flexibiliteten ökar och det skapas mer korrekta prissignaler på elmarknaden³⁰.

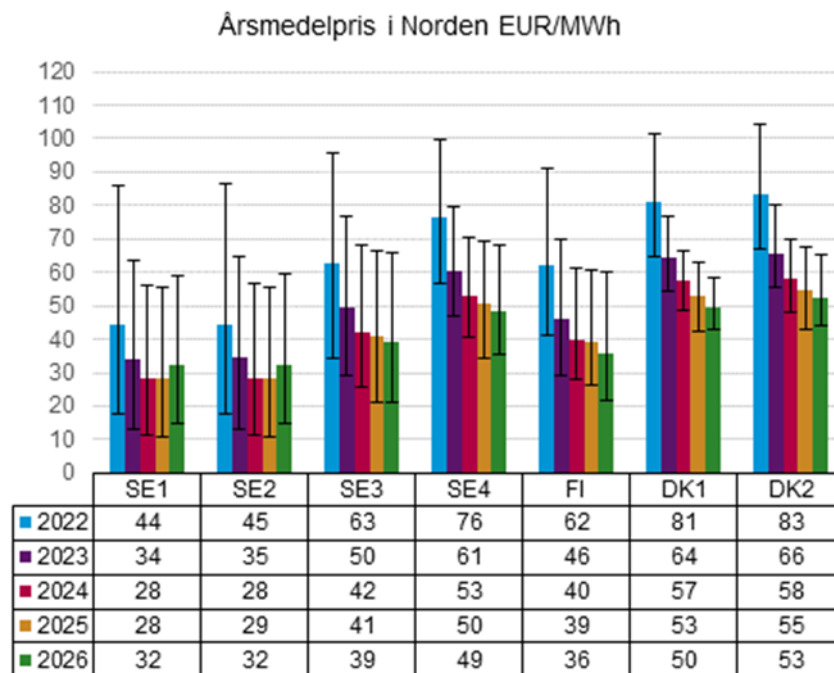
Elmarknaden är indelad i geografiska områden som kallas elområden. Elpriset i varje elområde bestäms av utbud och efterfrågan på elmarknaden.

Överföringskapaciteten mellan elområden spelar också in i prisbildningen då bud inte alltid kan överföras mellan elområden. En gemensam översyn av indelningen av elområden i Europa pågår.

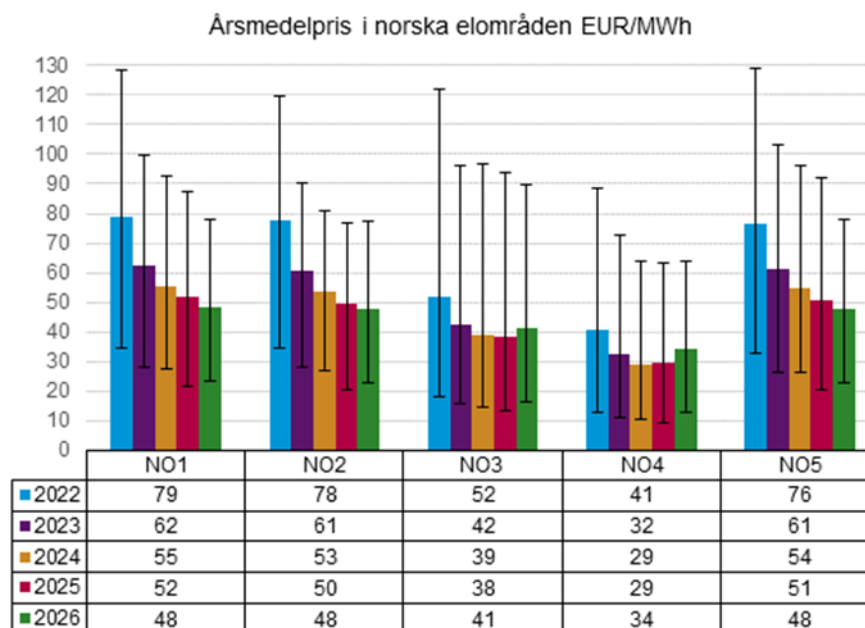
3.2.1 Årsmedelpris

I Figur 10, Figur 11 och Figur 12 visas simulerat årsmedelpris under analysperioden 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.

³⁰ För mer info se Utveckling av elmarknaden | Svenska kraftnät (svk.se).



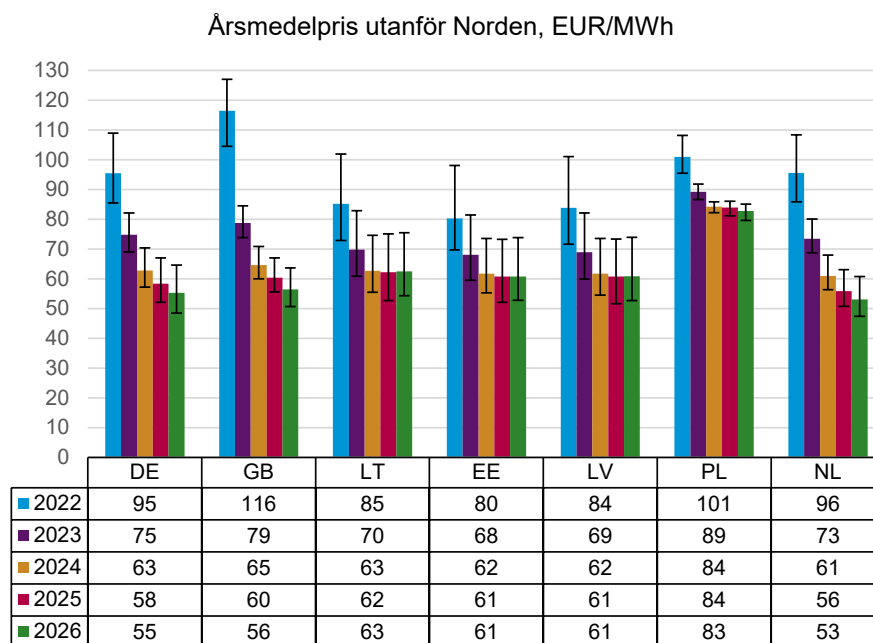
Figur 10 Årsmedelpris i elområden i Sverige, Finland samt för Danmark. Klamrarna visar spannet mellan det väderår som ger högst årsmedelpris och det väderår som ger lägst årsmedelpris



Figur 11 Årsmedelpris i elområden i Norge. Klammarna visar spannet mellan det väderår som ger högst årsmedelpris och det väderår som ger lägst årsmedelpris. Källa: Svenska kraftnät.

För alla länder i Norden förutom Sverige sker en minskning av årsmedelpriset under hela analysperioden. Det relativt höga priset år 2022 förklaras av de betydligt högre bränslepriser som under 2023 förväntas återgå till en lägre nivå, se avsnitt 2.1.9 *Pris på bränsle och utsläppsrätter*. I Sverige ökar årsmedelpriset mellan 2025 och 2026 i område SE1 och SE2 vilket beror på att efterfrågan från industrins elanvändning ökar kraftigt och att en tredje AC-förbindelse tas i drift mellan SE1 och FI i slutet av 2025. Priserna i NO3 och NO4 ökar på ett liknande sätt som i SE1 och SE2. Priserna är generellt högre i länderna på kontinenten, se Figur 12, jämfört med priset i Norden.

I KMA2021 är årsmedelpriset högre i alla nordiska elområden 2022–2026 jämfört med tidigare KMA, trots att elanvändningen antas vara lägre i Norden. Det kan bland annat förklaras av minskade handelskapaciteter samt antaganden om betydligt högre bränslepriser, se avsnitt 2.1.9 *Pris på bränsle och utsläppsrätter*. Jämfört med KMA2020 är årsmedelpriset även betydligt högre i alla länder som är direkt kopplade till det nordiska kraftsystemet, se Figur 12.



Figur 12 Årsmedelpris utanför Norden. Klamrarna visar spannet mellan det väderår som ger högst årsmedelpris och det väderår som ger lägst årsmedelpris. Källa: Svenska kraftnät.

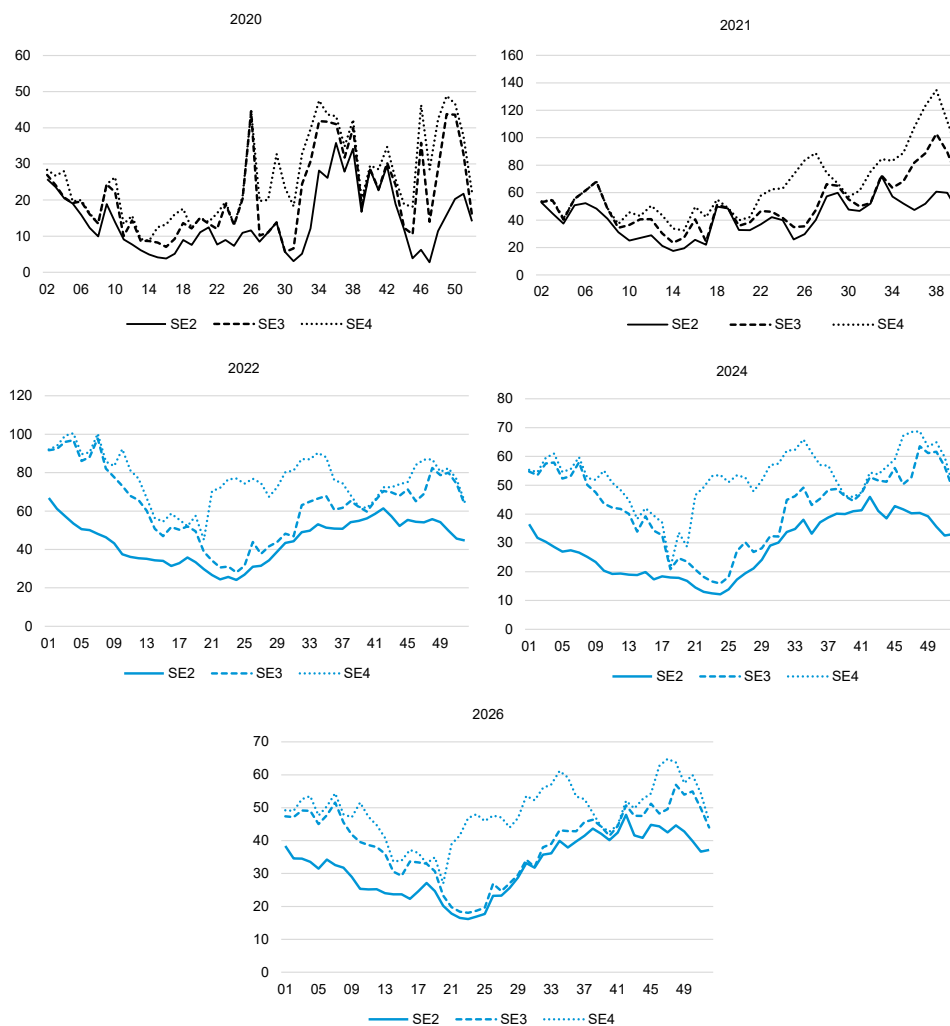
Att årsmedelpriset minskar i Tyskland, Storbritannien, Nederländerna och de baltiska länderna kan förklaras av att de höga bränslepriserna förväntas sjunka kraftigt under analysperioden. I Tyskland och Storbritannien byggs dessutom mer vindkraft och överföringskapaciteten från DK1 (som har lägre pris) ökar från 2024, se Figur 23. Samtidigt ökar exporten från Finland till Estland, se Figur 22, och därtill byggs vindkraften ut både i Finland och i Baltikum.

3.2.2 Elpriser i Sverige

I Figur 13 visas medelpriset per vecka för SE2, SE3 och SE4 med historisk data för åren 2020 och 2021 (till och med september) och simulerad data för analysåren 2022, 2024 och 2026. För åren 2020 och 2021 är det stora skillnader i pris mellan elområdena. År 2021 utmärker sig med relativt höga elpriser för alla elområden och relativt stora prisskillnader mellan SE2, SE3 och SE4. De höga priserna i början av 2021 beror bland annat på kallare väderlek och lägre vindkraftsproduktion. Under sommaren var överföringskapaciteten lägre för snitt 2 och snitt 4 på grund av underhåll i produktionsanläggningar och transmissionsnät. Fortsatta anpassningar av överföringskapaciteten som följd av de öst-västrliga flödena, se avsnitt 1.4.1

Tillgänglig handelskapacitet, i kombination med höga kontinentala priser ledde till ökade priser i SE3 och SE4.

Figur 13 visar att det fortsatt kommer att finnas en prisskillnad över snitt 2 och snitt 4 under analysåren. Under sommarhalvåret begränsas överföringskapaciteten mellan SE3 och SE4 på grund av underhåll i transmissionsnätet, vilket innebär att SE4 behöver importera mer el från kontinenten. Denna begränsning i kombination med höga elpriser på kontinenten resulterar i en stor prisskillnad mellan SE3 och SE4 under sommarhalvåret. För snitt 2 fortsätter prisskillnaden vara som störst vintertid när behovet av att överföra effekt söderut är som störst. Det är viktigt att beakta att analysen ger medelvärden för 35 olika väderår. Det innebär att vissa värden är mycket höga, vilket drar upp medelvärdet.



Figur 13 Medelpris per vecka för SE2, SE3, och SE4 historiska data för år 2020 och fram till och med september år 2021. Källa: Nord pool. Simulerat medelpris per vecka för SE2, SE3 och SE4 för år 2022, 2024 och 2026. Källa: Svenska kraftnät.

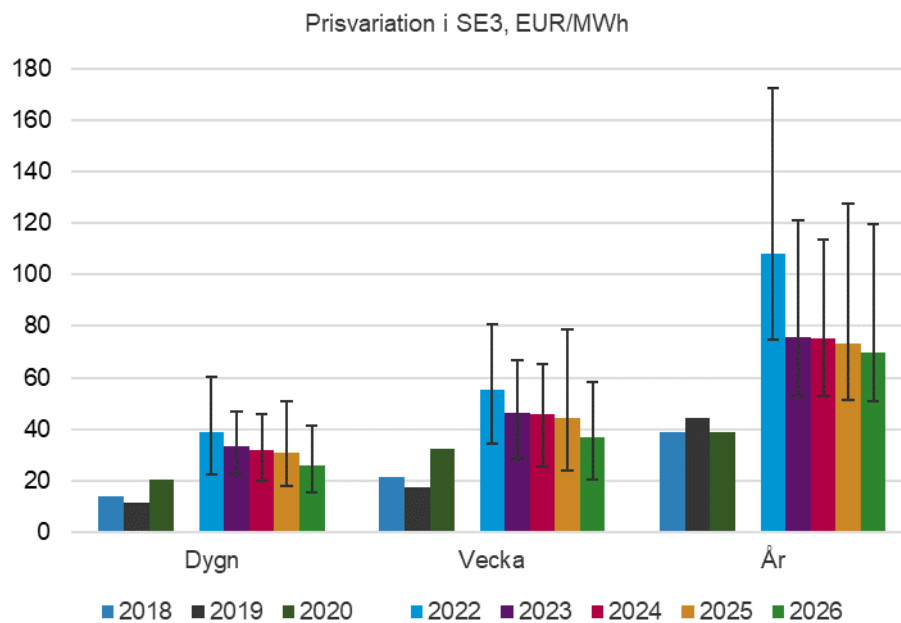
3.2.2.1 Prisvariation

Prisvariationen analyseras i tre tidsupplösningar: dygn, vecka och år³¹.

Prisvariation ger ett incitament för konsumenter och producenter att vara flexibla på elmarknaden.

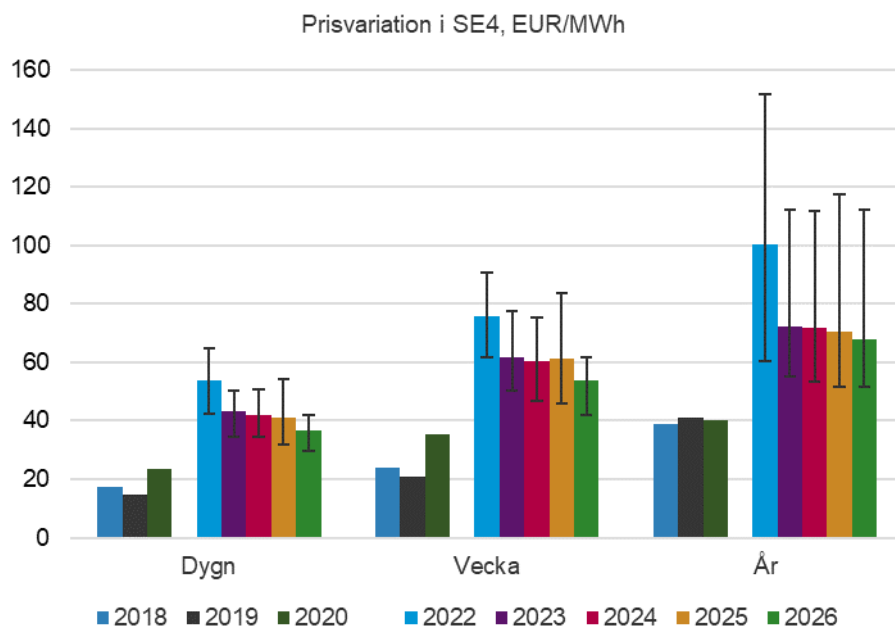
³¹ Prisvariation uttrycks som skillnaden mellan högsta och lägsta timpris under ett medeldygn, en medelvecka eller skillnaden mellan högsta och lägsta veckomedelpris under ett år. Ett medeldygn och en medelvecka definieras som årsmedelpriset per timme inom dygnet respektive veckan.

I Figur 14 och Figur 15 visas prisvariation över de olika tidsintervallerna för SE3 respektive SE4. Staplarna visar den genomsnittliga prisskillnaden och klamrarna spannet mellan det väderår som motsvarar högst respektive lägst prisvariation. Utfall för år 2018–2020 presenteras för att jämföra analysperioden med historiskt utfall.³²



Figur 14 Prisvariation för SE3 för de historiska åren 2018-2020 samt analysåren 2022-2026. Källa: Historiskt elpris Nord Pool Elspot och Svenska kraftnät.

³² https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/ElspotPrices/xxxx_Hourly_EUR.



Figur 15 Prisvariation för SE4 för de historiska åren 2018-2020 samt analysåren 2022-2026. Källa: Historiskt elpris Nord Pool Elspot och Svenska kraftnät.

Den genomsnittliga prisvariationen under analysperioden är som högst år 2022 för både SE3 och SE4. Klamrarna visar dock att prisvariationen skiljer sig åt väldigt mycket mellan veckomedelpriser under ett år, se staplar för År längst till höger i Figur 14 och Figur 15. Spannet för prisvariation under en medelvecka och medeldygn har lägre prisvariation än vad veckomedelpriser under ett år har.

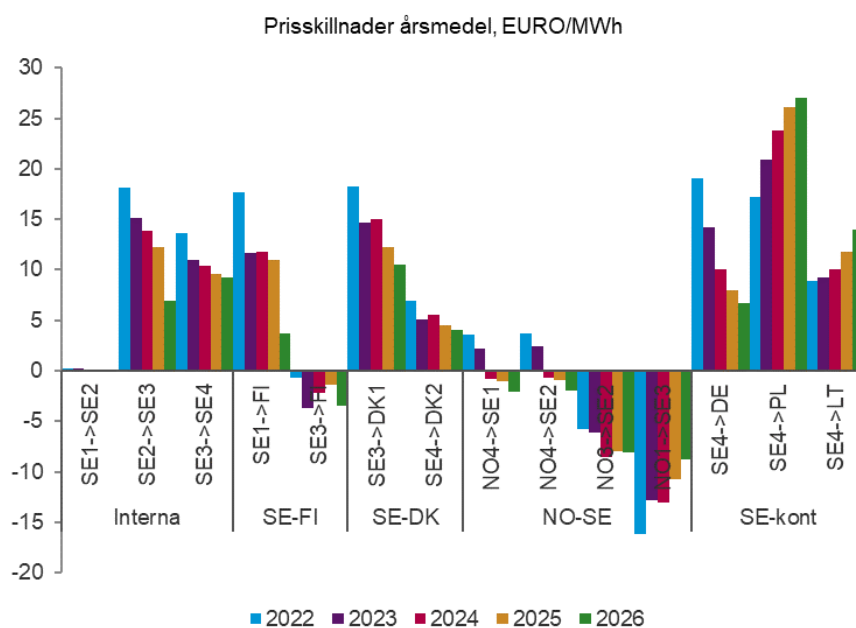
I både SE3 och SE4 är trenden att prisvariationen minskar mellan 2022 och 2026 för alla tidsupplösningar. Minskningen förklaras av att priset för kol och naturgas minskar kraftigt under analysperioden, se avsnitt 2.1.9 *Pris på bränsle och utsläppsrätter*. Elområde SE3 har en lägre prisvariation än SE4 för alla tidsupplösningar förutom på årsbasis. Det beror på att de höga veckomedelpriser som uppstår i SE3 och SE4 är snarlika medan de lägsta veckomedelpriserna är betydligt lägre i SE3 än i SE4.

3.2.3 Prisskillnader mellan elområden

När överföringsbehovet överskrider kapaciteten för elhandeln mellan två områden (över ett så kallat "snitt"), blir det olika priser i de två områdena. Om överföringen av el mellan elområden är lägre än överföringskapaciteten blir det samma pris i elområdena. Skillnader i årsmedelpris visar att det finns begränsande nätelement inom eller mellan elområden, vilket indikerar ett

behov av att förstärka transmissionsnätet eller att ny produktion bör tillkomma i högrprisområdet.

I Figur 16 presenteras medelvärdet för prisskillnader över Sveriges interna och externa snitt för analysåren. Inom Sverige är det snitt 2 (SE2->SE3) och snitt 4 (SE3->SE4) som utgör flaskhalsar. Som kan utläsas i Figur 16 kommer prisskillnaden att vara fortsatt hög under analysperioden. Snitt 2 och snitt 4 kommer att se en minskning av prisskillnaderna under analysperioden, dock från väldigt höga nivåer år 2022. Utöver simulerad indata vidtar Svenska kraftnät åtgärder i början av perioden som förväntas öka tillgänglig handelskapacitet. I jämförelse med KMA2020 så påverkas prisskillnaden av de nya öst-västliga flödena, se avsnitt 1.4.1 *Tillgänglig handelskapacitet*. Att det är en större skillnad för snitt 2 jämfört med KMA2020 förklaras också av att den påbörjade höjningen av kapaciteten i Snitt 2 har försenats från 2024 till 2028, se avsnitt 2.1.8 *Överföringskapaciteter*.



Figur 16 Prisskillnad för svenska snitt och utlandsförbindelser. Positivt värde betyder att priset är högre i det område som står sist. Källa: Svenska kraftnät.

Prisskillnaden mellan SE1 och Finland är stor fram till 2025. Därefter minskar prisskillnaden vilket förklaras av att en tredje AC-förbindelse (Aurora Line) förväntas tas i drift i slutet av 2025. Prisskillnaden mellan SE3 och Finland är som störst 2023 och avtar sedan år 2024 och 2025, för att sedan öka igen år 2026. Prisskillnaden mot Danmark minskar under analysåren, bortsett från år 2024, då den istället ökar något. Ökningen 2024 beror sannolikt på den ökade

överföringskapaciteten mot Tyskland, att Viking Link tas i drift och att den termiska produktionskapaciteten i landet minskar. Minskningen i prisskillnader, från väldigt höga nivåer, mellan 2022 och 2026 förklaras av att bränslepriserna minskar under perioden. Prisskillnaden mellan SE4 och Tyskland är som högst år 2022, därefter minskar prisskillnaden mot Tyskland i takt med att priserna för kol och naturgas minskar.

Prisskillnaden mellan norra Norge (NO4) och norra Sverige är till en början positiv, vilket innebär att priset generellt är högre i norra Sverige än i norra Norge. År 2023 blir prisskillnaden negativ och trenden förstärks ytterligare fram till 2026. Skiftningen kan förklaras av att mer vindkraft byggs i SE1 och SE2. Elpriset i norska elområden stiger generellt när båda förbindelserna mot Tyskland och Storbritannien tas i drift med full kapacitet. Både prisskillnaderna mellan SE4 och Polen och SE4 och Litauen är på en hög nivå 2022 och ökar under analysåren. Det kan förklaras av att minskningen av gaspriset inte påverkar elpriset i de länderna i lika stor utsträckning eftersom de är mer kolberoende.

3.2.4 Erhållet elpris per kraftslag

Erhållet elpris är medelvärdet av det pris en producent får för den energi som sålts under ett år. Detta kan skilja sig från årsmedelpriset för el (vilket är medelvärdet av varje timmes elpris). Eftersom vindkraften inte har någon rörlig produktionskostnad och kan bjuda in till väldigt lågt pris, så sjunker i regel elpriset vid stor andel vindkraftsproduktion. Det erhållna årsmedelpriset för vindkraftsproducenterna blir därför generellt lägre än årsmedelpriset på el. Till följd av elcertifikatsystemet kan vindkraften dessutom bjuda in till negativa priser. Det är dock inte något som syns i Svenska kraftnäts simuleringsresultat eftersom den elmarknadsmodell som använts inte tillåter negativa priser.

Precis som för vindkraft erhåller även övriga kraftslag ofta ett annat årsmedelpris än årsmedelpriset för el. Planerbar kraft, till exempel vattenkraft, kan följa elprisutvecklingen, och kan därför ofta ha ett högre erhållet pris än årsmedelpriset. Kraft som körs mindre variabelt, till exempel kärnkraft, följer ofta årsmedelpriset. Flexibiliteten för produktionsanläggningar kan begränsas av olika faktorer, exempelvis vattendomar i vattenkraftverk, säsongsbehov för värme etcetera. Solenergi ingår inte i analysen då den fortfarande utgör en liten del av produktionsmixen i Sverige.

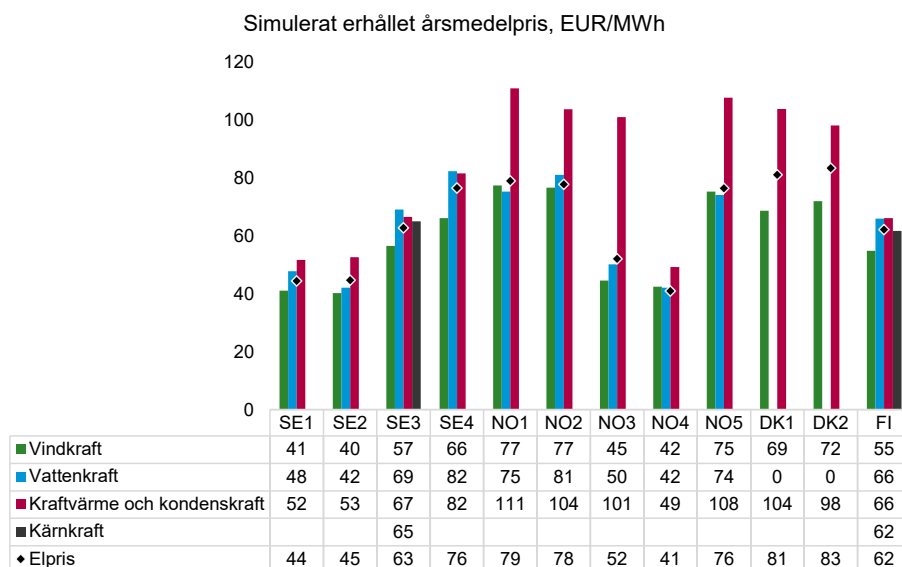
I Figur 17 visas en jämförelse mellan simulerat årsmedelpris per elområde och det årsmedelpris som erhålls per kraftslag för analysåren 2022 och 2026. För alla länder är elpriset lägre 2026 jämfört med 2022. Detta beror i huvudsak på de höga bränslepriserna i början på analysperioden, se avsnitt 2.1.9 *Pris på bränsle och utsläppsrätter*.

Vindkraftsproduktionen antas öka kraftigt under analysperioden. se avsnitt 2.1.5 *Vindkraft*. Intäkterna för vindkraften består i huvudsak av det erhållna elpriset, och därigenom är detta kopplat till investeringsviljan (utbyggnadstakten). För vindkraft är skillnaden mellan elpris och erhållet pris för både år 2022 och 2026 negativ, vilket innebär att vindkraften får mindre betalt än det genomsnittliga elpriset per år.

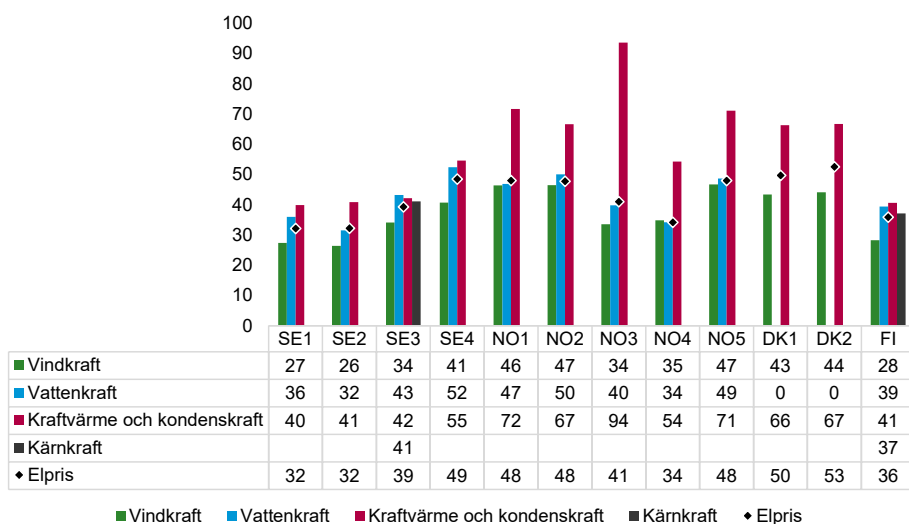
I SE3 och Finland finns den nordiska kärnkraften. Den är inte flexibel på samma sätt som vattenkraft, kraftvärme och kondenskraft, men är ändå planerbar och det erhållna priset ligger nära årsmedelpriset under hela analysperioden. Även vattenkraften har ett erhållet pris nära elpriset både 2022 och 2026. I Sverige sticker SE2 ut något eftersom det är det enda elområde där vattenkraft får ett något lägre erhållet pris än årsmedelpriset.

Kraftvärme och kondenskraft har ett högre erhållet pris i alla områden både 2022 och 2026. Dessa kraftverk producerar ofta mer under vintermånaderna när elpriset är högre. De kan dock ändå ha lönsamhetsproblem om antalet körtimmar är väldigt lågt. I Norge, och även Sverige, utgör de en relativt liten del av energibalansen, se Figur 9. I Norge innehåller denna kategori i princip bara kondenskraft som körs vid ansträngda situationer och det erhållna priset blir därför mycket högt.

2022



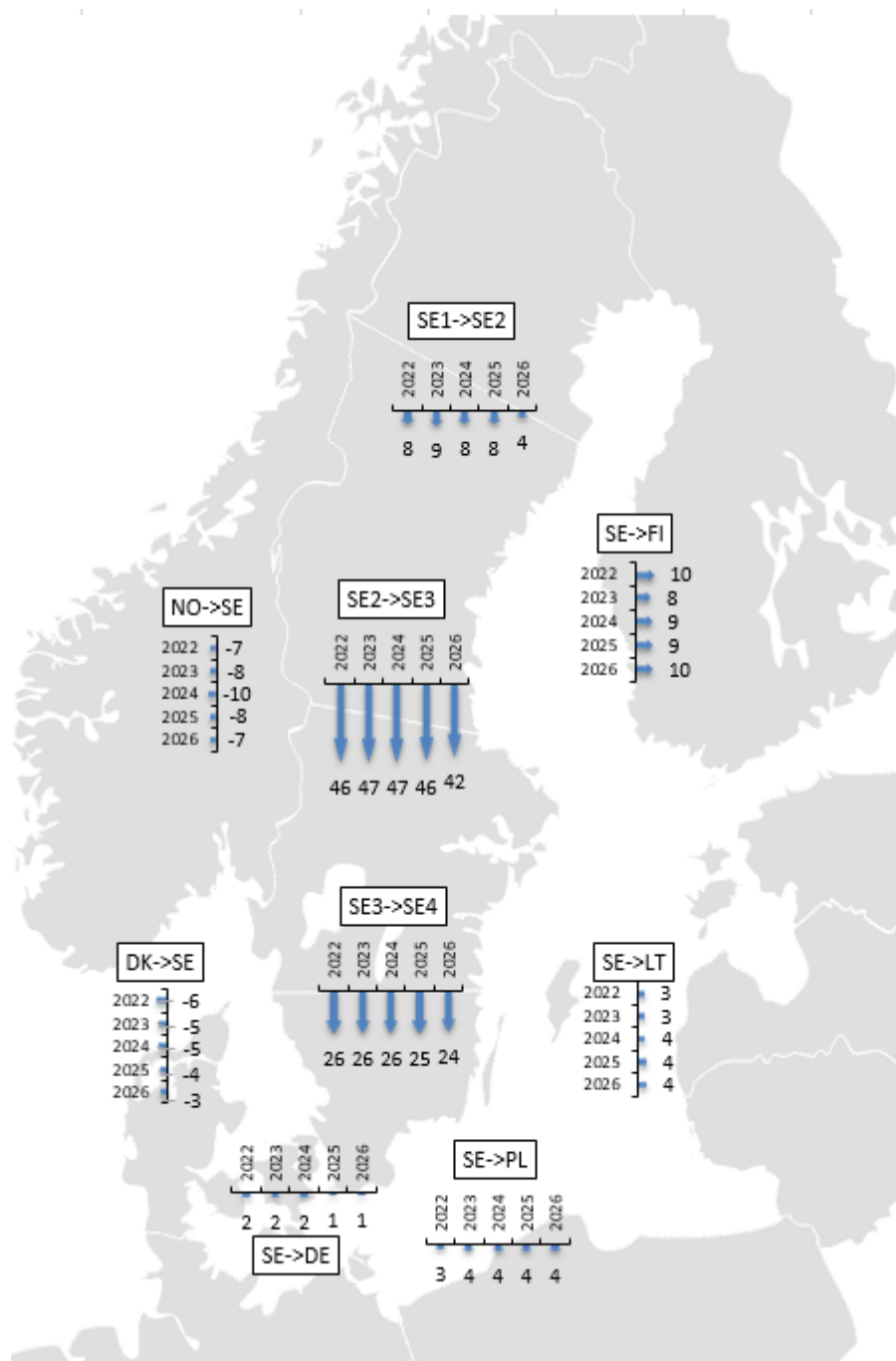
2026



Figur 17 Simulerat erhållet årsmedelpris i euro/MWh per kraftslag jämfört med simulerat årsmedelpris för el 2022 och 2026. Källa: Svenska kraftnät.

3.3 Handelsflöden

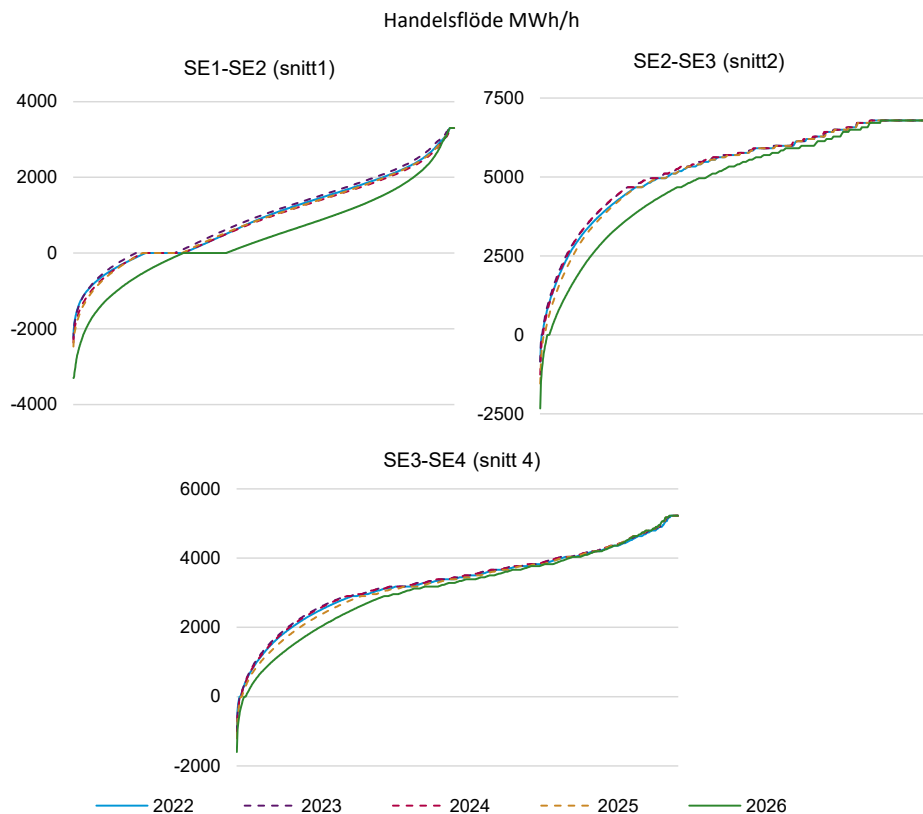
I Figur 18 redovisas de årliga nettohandelsflödena, i TWh, inom Sverige och mellan Sverige och grannländerna. De södergående flödena inom Sverige är på ungefär samma nivå fram till år 2026. År 2026 planeras en tredje AC-förbindelse (Aurora Line), mellan SE1 och Finland, att tas i drift och elanvändningen i SE1 ökar. Detta får genomslag i handelsflödet och minskar det södergående flödet i Sverige med störst påverkan mellan SE1 och SE2.



Figur 18 Årsvisa nettoflöden i TWh inom Sverige och till grannländer. Positiva värden representerar ett flöde från det första till det andra området. Källa: Svenska kraftnät.

3.3.1.1 Handelsflöden i Sverige

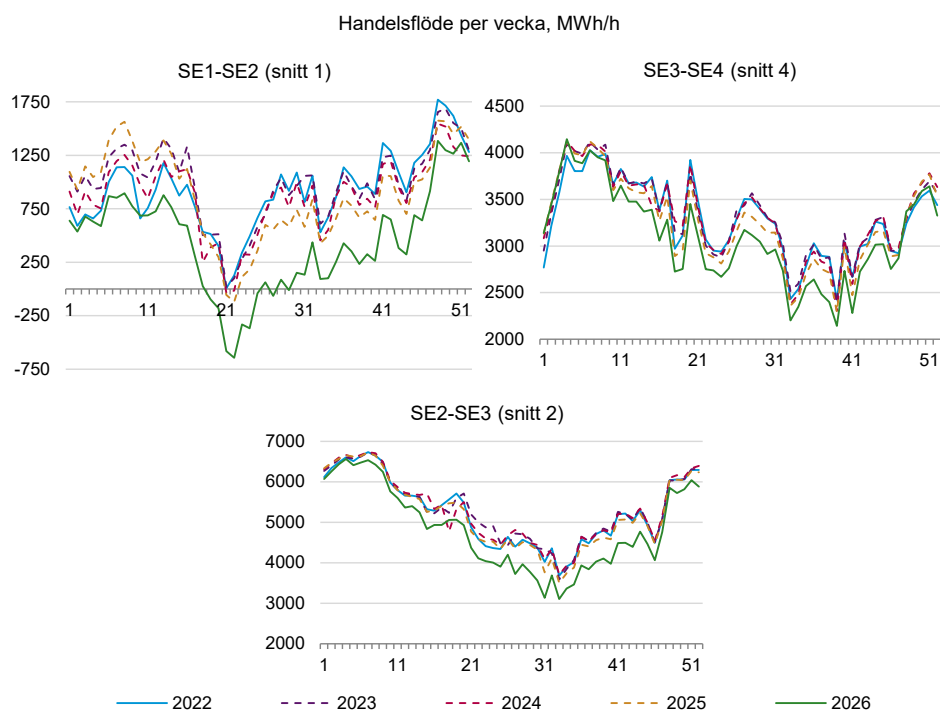
I Figur 19 visas handelsflöden som varaktighetsdiagram, det vill säga alla simulerade timmar för varje analysår, ordnade från lägsta till högsta timvärde. Positiva värden representerar ett flöde från det första till det andra området. I Figur 19 som visar handelsflödet för de interna svenska snitten innebär det att positiva värden representerar södergående flöden.



Figur 19 Varaktighet av handelsflöden på Sveriges interna snitt. Positiva värden representerar ett flöde från det första till det andra området. Källa: Svenska kraftnät

Det södergående flödet för de interna snitten (Figur 19) är ungefär detsamma mellan 2022 till 2025, men minskar för snitt 1 och snitt 2 år 2026. Det kan förklaras av att en ny förbindelse mellan SE1 och Finland tas i drift samt att elanvändningen i SE1 ökar.

I Figur 20 visas handelsflöden per vecka och flödesvariationen över året för de interna svenska snitten för analysåren.



Figur 20 Medelflöden per vecka för de svenska snitten. Källa: Svenska kraftnät.

Flödet för snitt 1 förändras under analysperioden genom att det även förekommer norrgående veckomedelflöden från SE2 till SE1. Trenden förstärks under de sista analysåren och omfattar perioden från mitten av maj till slutet av juli. Att det uppstår norrgående flöde kan förklaras av att vindkraft i framförallt SE2 byggs ut kraftigt under perioden, och då ökar också elanvändningen i SE1. Under det sista året antas samtidigt en ökad export till Finland ske via SE1 som en följd av Aurora line.

Säsongsmönstret med störst överföring av el över snitt 1 och snitt 2 under vinterhalvåret kvarstår under analysperioden. Överföringen från SE3 till SE4 (snitt 4) har en något förskjuten säsongprofil med förhållandevis högt flöde under sommaren och lägst flöde under hösten. Det kan förklaras av att planerade avbrott för underhåll antas genomföras under augusti och september.

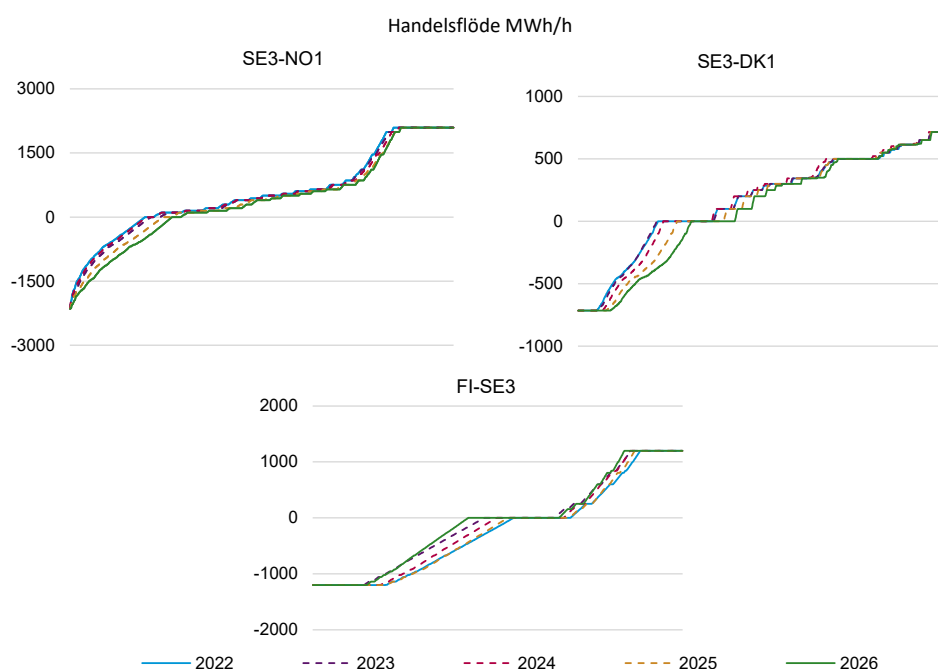
I jämförelse med KMA2020 är nivån för alla södergående flöden lägre än i KMA2021. För snitt 2, 4 och några av de externa snitt med koppling till elområde SE3 förklaras detta av den nya flödessituationen med öst-västliga flöden. Dessa påverkar de driftsäkra kapaciteterna för samtliga förbindelser med SE3, se avsnitt 1.4.1 *Tillgänglig handelskapacitet*. Dessutom har

kapacitetsökningen för snitt 2 flyttats fram från 2024 till 2028, se avsnitt 2.1.8 *Överföringskapaciteter*.

3.3.1.2 Öst-västliga flöden

Handelsflöden från Finland till SE3 samt från SE3 till Norge och Danmark, de öst-västliga flödena, visas som varaktighetsdiagram i Figur 21.

Varaktighetsdiagrammen innehåller alla simulerade timmar för varje analysår, ordnade från lägsta till högsta timvärde. Positiva värden representerar ett flöde från det första till det andra området.



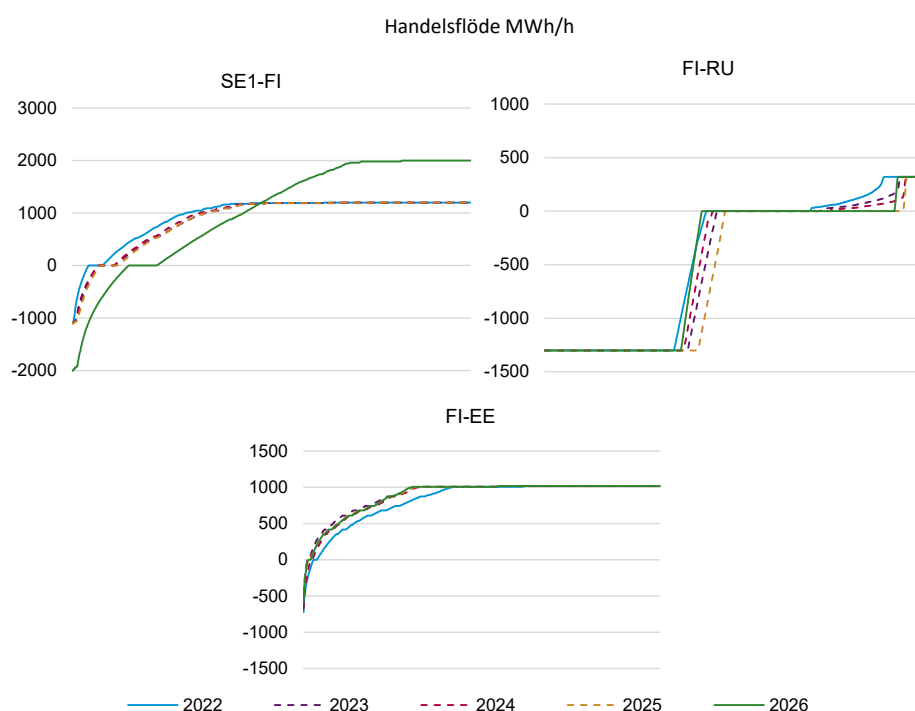
Figur 21 Varaktighet av handelsflöden på snitt SE3-NO1, SE3-DK1 och FI-SE3. Positiva värden representerar ett flöde från det första till det andra området. Källa: Svenska kraftnät.

Av Figur 21 framgår att andelen av tiden med import och export från Finland till SE3 varierar inom analysperioden. Importen är i slutet av perioden högre än i början, medan exporten är lägre. Andelen av tiden med export till Norge och Danmark varierar marginellt under den första delen av analysperioden för att sedan minska.

3.3.1.3 Övriga handelsflöden inom Norden och mellan Norden och sammankopplade elområden

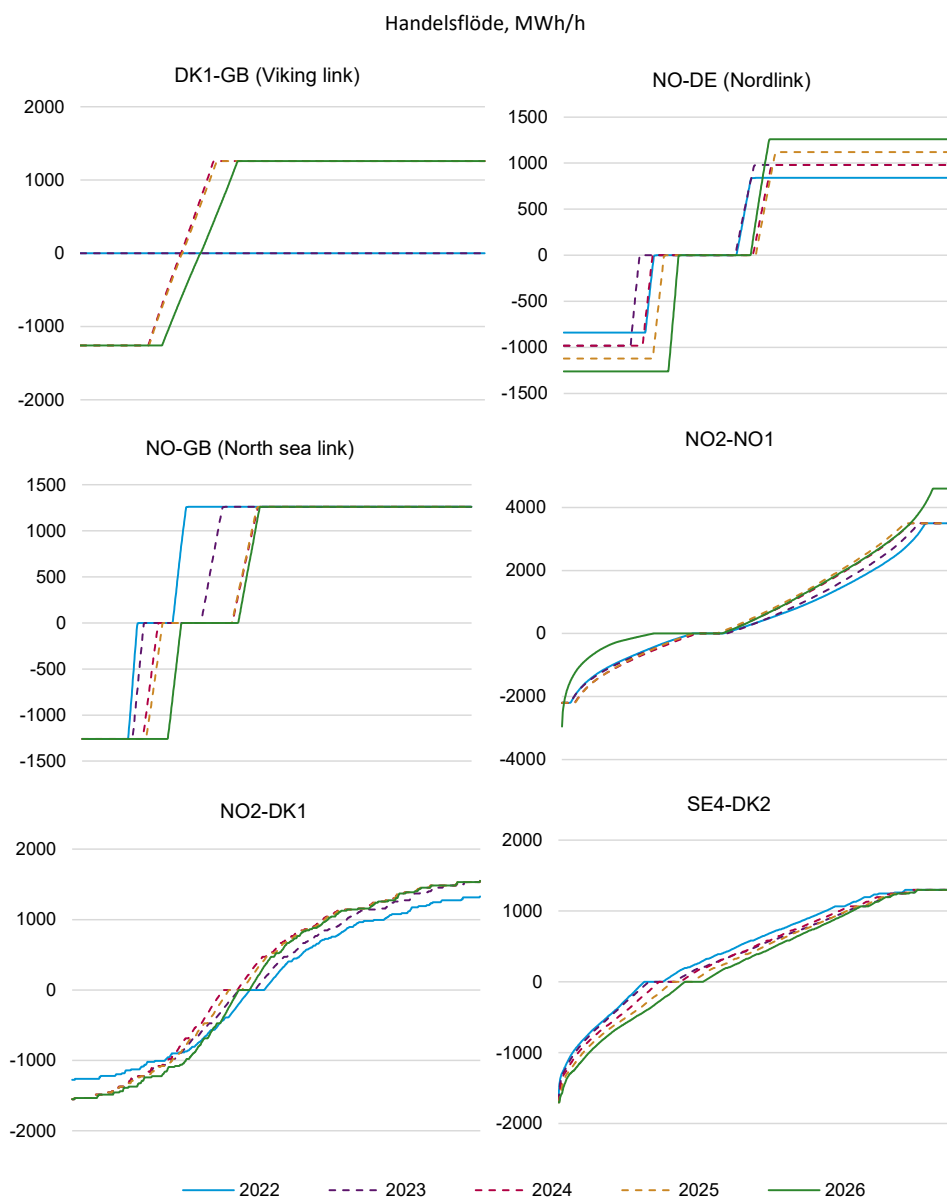
Handelsflödet mellan SE1 och Finland utgörs till stor del av export från Sverige till Finland. År 2026 sker en markant förändring med både en större mängd

handel och större andel import från Finland. Detta kan förklaras av den nya ledningen Aurora Line som tas i drift i slutet av 2025 och den ökade elanvändningen i SE1 2026, se Figur 22. Finland fortsätter att exportera till Estland medan exporten till Ryssland minskar under analysperioden, se Figur 22. Handelsflödet visas som varaktighetsdiagram, det vill säga alla simulerade timmar för varje analysår, ordnade från lägsta till högsta timvärde. Positiva värden representerar ett flöde från det första till det andra området.



Figur 22 Varaktighet på handelsförbindelserna mellan Finland och Sverige, Ryssland respektive Estland. Positiva värden representerar ett flöde från det första till det andra området. Källa: Svenska kraftnät.

I Figur 23 visas handelsflödet för utlandsförbindelserna från Danmark till Storbritannien och Tyskland samt hur de påverkar närliggande snitt, se också Figur 21 för snitt SE3-NO1 och SE3-DK1.



Figur 23 Handelsflöden på förbindelserna mellan Danmark och Storbritannien, Norge till Storbritannien och Tyskland samt flödet på närliggande förbindelser. Positiva värden representerar ett flöde från det första till det andra området. Källa: Svenska kraftnät.

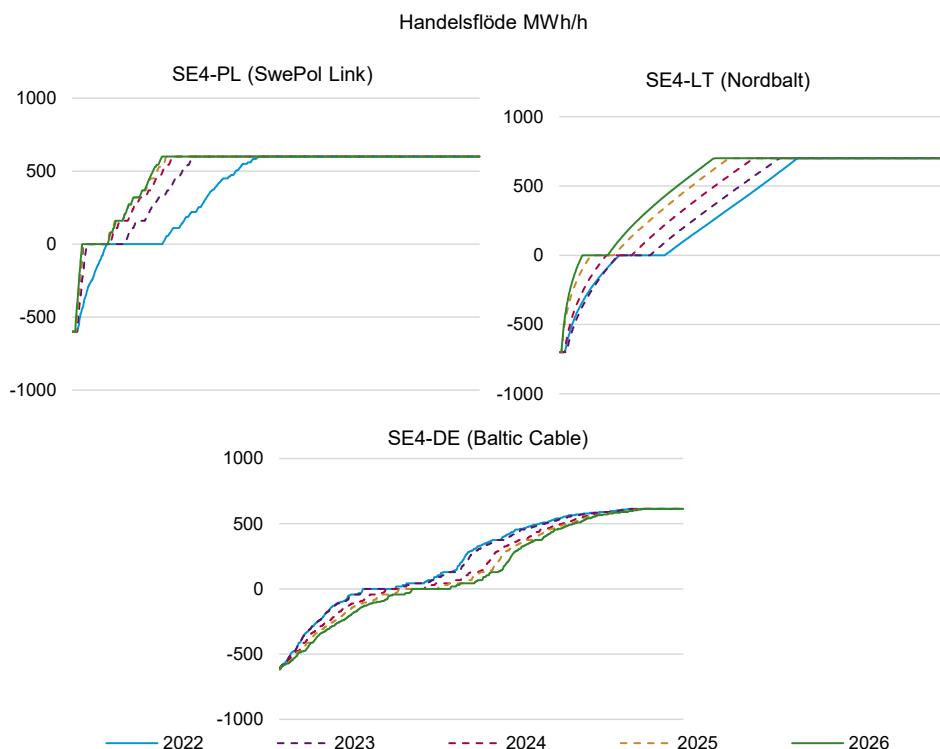
År 2024 tas den nya förbindelsen Viking Link i drift och nyttjas i huvudsak som exportkabel från Danmark till Storbritannien, se Figur 23. Kapaciteten på förbindelsen NordLink ökar under perioden då interna nätbegränsningar avlägsnas, och andelen tid med export från Norge till Tyskland minskar något under den sista delen av analysperioden. Exporten från Norge till

Storbritannien via förbindelsen North Sea Link minskar under analysperioden medan export från SE4 till DK2 ökar från 2024 till 2026.

Till skillnad från resultat i KMA2020 uppvisas mindre omfattande inverkan på exporten från Sverige till Norge och Danmark när den nya förbindelsen Viking Link tas i drift eller när kapacitetsökningen på förbindelsen NordLink genomförs. Att dessa flöden inte uppvisar liknande mönster som i KMA2020, då exporten från Sverige ökade, beror på flera orsaker. Bland annat på de minskningar i kapacitet som är en följd av de öst-västliga flödena, se avsnitt *1.4.1 Tillgänglig handelskapacitet* och på att kapacitetsökningen för snitt 2 flyttats fram från 2024 till 2028, se avsnitt *2.1.8 Överföringskapaciteter*.

3.3.1.4 Svenska handelsflöden över Östersjön

Flödet för Sveriges förbindelser i Östersjön visas i Figur 24. Flödet mot Polen och Litauen ökar under analysperioden medan exporten till Tyskland minskar. Det kan förklaras av den nya förbindelsen mellan Danmark och Tyskland. Att exporten från Sverige till Danmark och Tyskland minskar medan den ökar till Polen och Litauen under analysperioden visas också i Figur 18.



Figur 24 Handelsflöden för förbindelserna i Östersjön: SwePol Link, NordBalt och Baltic Cable. Positiva värden representerar ett flöde från det första till det andra området. Källa: Svenska kraftnät.

3.4 Kapacitetsavgifter

Kapacitetsavgifter uppkommer i dagen före-marknaden som en följd av prisskillnader mellan elområden och beräknas genom att multiplicera prisskillnaden med handelsflödet för varje timme. Kapacitetsavgifterna kan användas som en indikator på var det finns begränsningar i transmissionsnätet och eventuellt behov av förstärkningar. För att avgöra om en förstärkning är lönsam och prioriterad behöver dock alla relevanta nyttor och kostnader för investeringen studeras i en samhällsekonomisk analys.

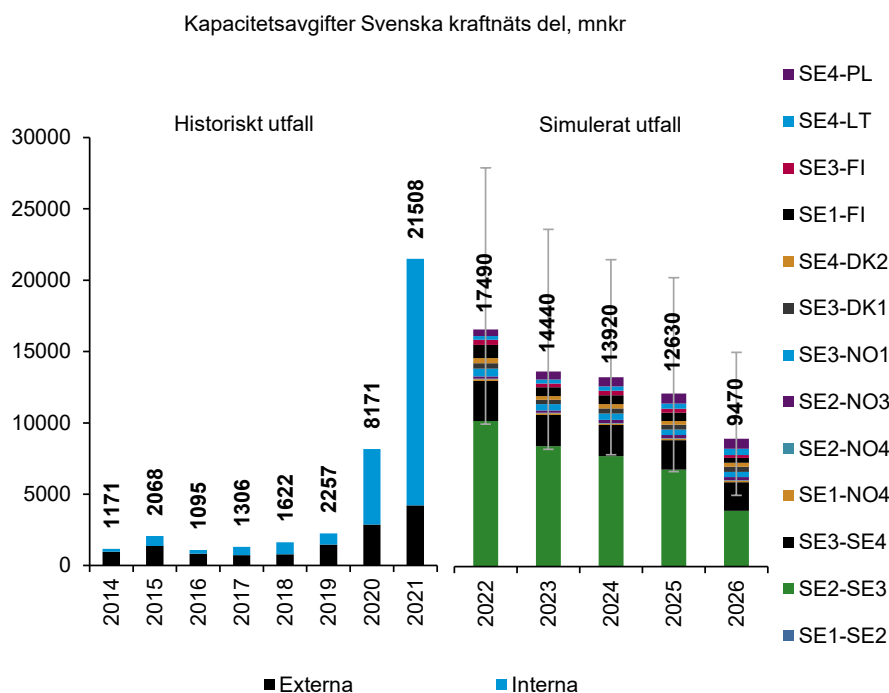
Kapacitetsavgifter kan vara interna respektive externa. De kapacitetsavgifter som uppkommer inom landets gränser, det vill säga i Sveriges snitt 1, snitt 2 och snitt 4, kallas för interna kapacitetsavgifter. De interna kapacitetsavgifterna tillfaller i sin helhet Svenska kraftnät. Externa kapacitetsavgifter är de som uppkommer för de utlandsförbindelser som Sverige har till andra länder. De externa kapacitetsavgifterna delas i regel jämnt mellan Svenska kraftnät och motsvarande systemoperatör i det andra landet. Ett undantag är kapacitetsavgifter på Baltic Cable,

likströmsförbindelsen mellan Sverige och Tyskland, som tillfaller ägaren Baltic Cable AB.

Hur de erhållna externa kapacitetsavgifterna får användas regleras av artikel 19 i elmarknadsförordningen³³. I första hand ska de användas till att garantera att tilldelad överföringskapacitet är tillgänglig, att optimera nyttjandet av nätkapaciteten eller att täcka kostnader för nätinvesteringar i syfte att öka handelskapaciteten mellan elområden.

På grund av de specifika kriterierna för användning av kapacitetsavgifter är det viktigt att följa utvecklingen för att i viss mån kunna planera för hur de ska användas. Det är dock svårt att prognosticera kapacitetsavgifterna då en rad faktorer påverkar utfallet, som tillgänglig elproduktion och överföringskapacitet, hydrologiska förhållanden, väderlek, konjunktur, elprisnivåer m.m. I Figur 25 redovisas historiska kapacitetsavgifter för åren 2014–2021 och simulerade kapacitetsavgifter för analysåren. Simuleringsresultatet visas som medel för de 35 väderåren uppdelat per snitt. Klamrarna visar utfallsrummet för det väderår med högst respektive lägst inflöde av kapacitetsavgifter.

³³ Enligt Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943 av den 5 juni 2019 om den inre marknaden för el.



Figur 25 Till vänster visas historiskt årligt inflöde av kapacitetsavgifter för perioden 2014–2021 uppdelade på interna och externa snitt. Till höger visas simulerat årsmedelinflöde av kapacitetsavgifterna³⁴ fördelat per snitt och analysår. Utfallet för kapacitetsavgifterna för väderåret med högst respektive lägst inflöde representeras av klamrarna. Källa: Svenska kraftnät.

3.4.1.1 Inflöde av kapacitetsavgifter

Figur 25 visar att år 2021 är ett rekordår för kapacitetsavgifter. Under 2021 har prisnivån i södra Sverige, södra Norge och Finland fått en starkare koppling till prisnivån i Europa medan norra Sverige och norra Norge påverkats i mindre omfattning. Det har lett till att det är handelskorridorerna SE2>SE3, SE3>SE4 och SE1>FI som står för en majoritet av inflödet av kapacitetsavgifter med cirka 59, 22 respektive 9 procent. Att inflödet av kapacitetsavgifter för snitt 2 är högt

³⁴ De simulerade kapacitetsavgifterna på snitten mellan Sverige och Litauen respektive Polen antas till hälften tillfalla Svenska kraftnät. Från och med år 2017, tillfaller egentligen 25 procent av de kapacitetsavgifter som uppstår Svenska kraftnät då kraft transiteras från Sverige till Litauen via det nyetablerade virtuella elområdet "PLA" i Polen. Källa: Svenska kraftnät.

förklaras både av höga prisskillnader mellan elområde SE2 och SE3 men också av att volymen överförd el är stor.

Det höga inflödet från snitt 2 och 4 förklaras bland annat av minskade driftsäkra överföringskapaciteter, se avsnitt 1.4.1 *Tillgänglig handelskapacitet*, vilket generellt innebär ökade prisskillnader. För snitt 2 och 4 utnyttjades den tillgängliga driftsäkra kapaciteten maximalt till cirka 50 procent under 2021, och för snitt FI-SE1 är motsvarande andel nästan 80 procent.

Till skillnad från situationen 2020 präglades 2021 års tre första månader av högre elpris som en följd av bland annat kallare väderlek och lägre vindkraftsproduktion. Under sommaren och hösten justeras också handelskapaciteterna utifrån planerade underhåll och projektarbeten i nätet som påverkar prisskillnaderna mellan elområdena. Högre omgivningstemperaturer innebär i regel också lägre överföringsförmåga i nätet. Det kan dock kompenseras av något lägre elanvändning under sommaren. Under hösten har prisnivån ökat i södra Sverige på grund av en genomsnittligt lägre vindkraftsproduktion i Sverige och Europa vissa månader, lägre magasinivåer för den svenska och norska vattenkraften och tilltagande prisökningar för naturgas och utsläppsrätter. Det är också under årets avslutande månader som inflödet av kapacitetsavgifter har varit som störst. Till exempel var inflödet av kapacitetsavgifter i december över snitt 2 cirka 5,5 miljarder vilket motsvarade 80 procent av det totala inflödet den månaden.

I början av analysperioden 2022–2026 är elpriserna relativt höga vilket bidrar till att prisvariationerna inom och mellan områden blir större, se avsnitt 3.2.2.1 *Prisvariation*. Det innebär att de lägre priserna i slutet av analysperioden är en bidragande orsak till att inflödet av kapacitetsavgifter också blir lägre i slutet av perioden.

3.5 Effekttillräcklighet

Effekttillräcklighet avser möjligheten att tillgodose effektbehovet vid varje tillfälle. Effektbehovet för ett elområde behöver täckas av inhemsk produktion, efterfrågefleksibilitet och import. Svenska kraftnät kan i ansträngda effektsituationer aktivera effektreserven som upphandlats i förväg. Effektreserven består av 562 MW från det oljeeldade Karlshamnverket i SE4 och ska finnas tillgänglig under vinterperioden (16 november till 15 mars) fram till att avtalet löper ut i mars 2025. Räcker inte detta måste man som sista utväg manuellt koppla bort elförbrukning. Manuell förbrukningsfrånkoppling har ännu aldrig behövt göras i Sverige.

I elmarknadsförordningen³⁵ anges ramar för hur ett medlemsland ska beräkna effektbrist, och att det ska göras med en probabilistisk metod. Se avsnitt 3.5.1 *Risk för effektbrist (probabilistisk metod)*. För att Sverige ska ha möjlighet att bibehålla någon typ av kapacitetsmekanism, till exempel en effektreserv, när nuvarande avtal för effektreserven löper ut måste Sverige påvisa en genomsnittlig effektbrist per år som är större än den så kallade tillförlitlighetsnormen. Energimarknadsinspektionen föreslog till regeringen i maj 2021 att normen ska sättas till 0,99 timmar effektbrist per år och gälla för åren 2021-2026. Förslaget bereds nu av regeringskansliet.

I KMA används två metoder för att bedöma effekttillräckligheten. Dessa kallas för den probabilistiska och den statiska metoden. Den probabilistiska metoden använder en datormodell som simulerar hela det nordeuropeiska elsystemet med import och export mellan elområden samt varierande elanvändning och produktion. Dessutom skapas slumpmässiga avbrott i produktion och överföringsförbindelser. Metodutveckling för den probabilistiska metoden pågår, både internationellt (framförallt inom ENTSO-E:s arbete ERAA, European Resource Adequacy Assessment) och nationellt hos Svenska kraftnät.

Den statiska metoden beskriver balansen mellan inhemsk elanvändning och produktion under timmen med högst elanvändning. Överföringskapaciteter, export och import beaktas inte. Metoden kan sägas bedöma det nationella importbehovet vid en ansträngd situation.

3.5.1 Risk för effektbrist (probabilistisk metod)

Genom att simulera varje timme och jämföra tillgänglig produktionskapacitet och importmöjlighet med elanvändningen kan risken för effektbrist för varje elområde utvärderas. De 35 väderåren har simulerats sju gånger vardera för varje år i analysperioden³⁶. Detta för att få ett säkrare statistiskt underlag, då avbrott i produktionsanläggningar och på överföringsförbindelser skapas slumpmässigt enligt inmatade avbrottstal³⁷. Utanför avbrotten är tillgängligheten för överföring och produktion begränsad av profiler som baseras på historisk tillgänglighet. Metoden är stokastisk vilket innebär att det sker ett stort antal simuleringar och att medelvärdet från dessa simuleringar används som resultat.

³⁵ Enligt Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943 av den 5 juni 2019 om den inre marknaden för el.

³⁶ Det vill säga 245 simuleringar av årets alla timmar för varje analysår.

³⁷ Antal procent av tiden under ett år som en anläggning eller överföringsförbindelse i genomsnitt är oplanerat otillgänglig. Avbrottstalen är kopplade till anläggningstyp respektive förbindelsetyp.

När produktion och import inte räcker till uppstår effektbrist, vilket mäts i LOLE (Loss Of Load Expectation) och EENS (Expected Energy Not Served). LOLE mäts i antal timmar per år med effektbrist. I verkligheten motsvaras det av lastfrånkoppling. EENS mäts i antal MWh per år som efterfrågas men inte kan levereras. Modellen minimerar effektbrist i elsystemet som helhet vilket kan leda till överoptimering och därmed en underskattning av risken för effektbrist. Effektreserven är tillgänglig i analysen men inte störningsreserven. Ingen ekonomisk hänsyn tas, det vill säga så länge produktions- och överföringskapacitet finns så kommer tillgänglig effekt flyttas dit den efterfrågas oavsett pris. Bara överföringsbegränsningar mellan elområden beaktas, lokala begränsningar kan inte beaktas³⁸.

Tabell 11. Genomsnittlig simulerad effektbrist för Sverige. LOLE anger då effektbrist uppstår i något svenskt elområde. EENS anger summan av EENS för alla svenska elområden. Källa: Svenska kraftnät.

	2022	2023	2024	2025	2026
LOLE (h/år)	<0,1	<0,1	<0,1	0,14	<0,1
EENS (MWh/år)	<20	<20	<20	<20	<20

Modellresultaten indikerar låg risk för faktisk effektbrist (lastfrånkoppling) under analysperioden; med något högre risk för 2025. Både snitt 2 och snitt 4 är fullt utnyttjat³⁹ under de perioder då effektbrist uppstår, och effektbristen är störst för SE4 (LOLE för 2025 är 0,03 för SE3 och 0,14 för SE4, med noll effektbrist i norra Sverige). Högst uppkommen effektbrist bland de 245 årssimuleringar som gjorts för 2025 är två timmar (för elområde SE4) och EENS för Sverige är då 58 MWh/år. Effektbrist uppstår i 9 procent av de 245 simuleringarna för 2025 och effektunderskottet för Sverige är i medel 23 MW då modellen 2025 visar på effektbrist.

Då uppvisad effektbrist (LOLE) är lägre än den föreslagna tillräcklighetsnormen (0,99 timmar per år) kan effektbristen som påvisas i denna analys inte motivera en bibehållen kapacitetsmekanism i enlighet med kraven i elmarknadsförordningen. Detta blir aktuellt år 2025, då nuvarande avtal om effektreserv löper ut. Svenska kraftnät ser på senare tid att

³⁸ När interna begränsningar leder till att reducera kapaciteter mellan elområden, såsom de östvästliga flödena gjort det senaste året, beaktas de i simuleringen genom att de påverkar de tillgänglighetsprofiler för kapaciteter mellan elområden som används.

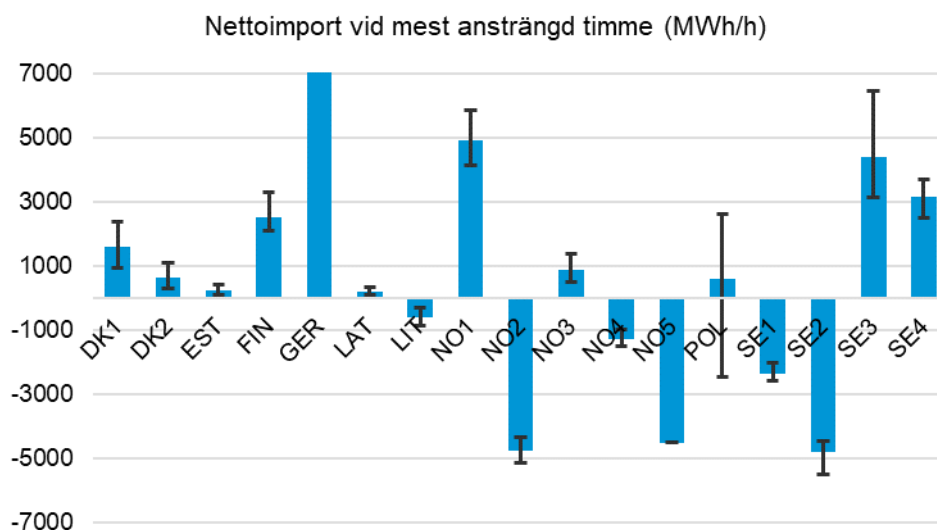
³⁹ Samma tillgänglighet för överföringskapaciteter används i marknadssimuleringen och i tillräcklighetssimuleringen.

effektreserven (trots relativt låga simulerade siffror för risken för effektbrist) allt oftare försätts i förhöjd beredskap, vilket indikerar att det finns utmaningar med effekttillräcklighet redan idag. Om effektreserven försvinner skulle det alltså kunna innebära utmaningar för leveranssäkerheten.

I endast ett fåtal simuleringar uppstår alltså effektbrist och medelvärdet blir därför inte noll. Detta indikerar att det är under ansträngda situationer som brist uppstår, typiskt när avbrott på produktion eller överföringsförbindelser sammanfaller med hög elanvändning och låg vindkraftsproduktion. Att effektbristen är något högre för 2025 kan förklaras med att Karlshamnsverket (660 MW i SE4) då inte längre antas tillgängligt (den försvinner i modellen efter 2024), eftersom effektreserven där Karlshamnsverket är med enligt nuvarande avtal löper ut i början på 2025.

Figur 26 visar nettoimporten (inflödet minus utflödet) för enskilda elområden vid den mest ansträngda timmen för respektive område. Värdet som anges motsvarar medelvärdet för den mest ansträngda timmen⁴⁰ för analysåret 2024 (mitten av analysperioden). Figur 26 visar modellutfallet för hur effekten rör sig mellan elområden givet effektbehov, flaskhalsar, produktions- och överföringsmöjligheter. Figur 26 ger en indikation om varje elområdes effektsituation och därmed i någon mån dess möjlighet att bidra med effekt till närliggande elområden vid ansträngda situationer.

⁴⁰ Timmen då effektbalansen (om även import beaktats) varit som lägst för det aktuella elområdet. Mest ansträngd timme kan alltså vara olika timmar i olika elområden.



Figur 26 Nettoimport vid mest ansträngd simulerad timme för modellåret 2024 för respektive elområde. Negativt värde innebär att elområdet har nettoexport under sin mest ansträngda timme. Klammarna visar importen motsvarande 10:e och 90:e percentilen för de 245 simuleringarna. Stapeln för Tyskland är bruten, värdet är 19 500. Källa: Svenska kraftnät.

Resultat i Figur 26 visar att Osloområdet (NO1) samt södra Sverige har stor nettoimport vid ansträngda timmar. Även Tyskland, Danmark och Finland har nettoimport. Norra Sverige och delar av Norge har stor produktion i relation till elanvändning och därmed ofta effektöverskott, vilket ses som nettoexport i Figur 26. Den totala volymen tillgänglig effekt som kan överföras till bristområden vid ett specifikt tillfälle är svårt att uppskatta, men Figur 26 indikerar att importmöjligheterna för att täcka underskottet i södra Sverige kan vara begränsade.

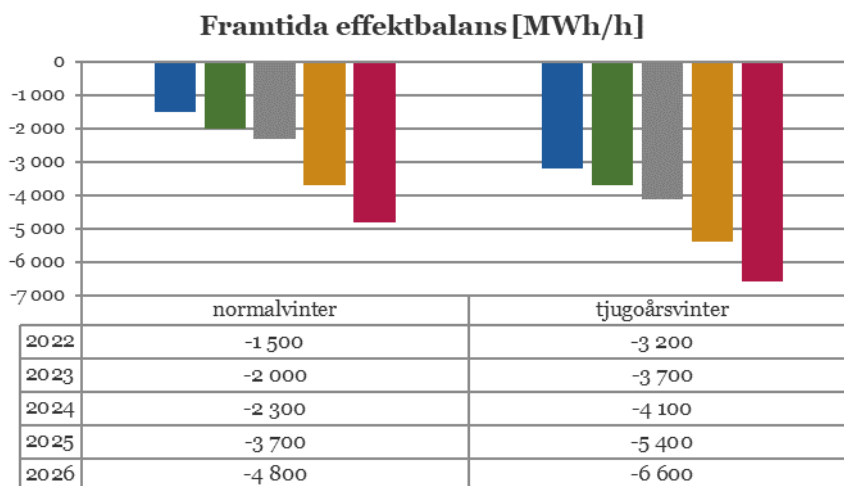
3.5.2 Nationell effektbalans (statisk metod)

Genom att jämföra förväntad tillgänglig inhemsk produktion⁴¹ med förväntad användning under vintertimmen med högst elförbrukning, erhålls en så kallad effektbalans. Denna uppställning görs för både en normalvinter och en 20-årsvinter (extra kall vinter som återkommer i genomsnitt en gång per 20 år). Om effektbalansen är negativ⁴² måste återstående effektbehov täckas med

⁴¹ Tillgänglig effekt under topplasttimmen beräknas som installerad effekt gånger tillgänglighetstalet för kraftslaget. För vattenkraft, kärnkraft och vindkraft är tillgänglighetstalen 82 procent, 90 procent och 9 procent. Detta anger alltså tillförlitlig tillgänglighet under just denna timme och inte över året eller vintern generellt.

⁴² Effektbalansen är negativ då all tillgänglig produktion + effektreserven understiger förbrukningen i ett land.

import från elområden utanför Sverige. Denna effektbilans är därför alltså framförallt ett mått på importbehovet, medan det faktiska utfallet av import och export för en viss timme oftast styrs av marknadskrafterna. Dock kan effektbilansen ändå säga något om effekttillräckligheten och marginaler, då mängden tillgänglig import varierar. I Figur 27 visas effektbilansen för Sverige som helhet.



Figur 27 Effektbilans i Sverige som helhet under topplasttimmen. Året 2022 motsvarar vintern 2021/2022. Källa: Svenska kraftnät

Effektbilansen försämras under analysperioden. Den största anledningen är kraftigt ökande elanvändning (141 TWh 2022 respektive 157 TWh 2026, vilket motsvarar en topplast för en normalvinter på 26 200 och 29 200 MW). Den antagna elanvändningen för åren under analysperioden har också ökat sedan Kraftbilansrapporten gjordes under våren 2021, vilket förklarar att analyserna skiljer sig åt. Även vindkraften har ökat, men med de låga tillgänglighetstal som antas för topplasttimmen (9 procent) får detta liten effekt. Det ska noteras att den metod som fortfarande används i detta sammanhang för att uppskatta toppeffekten från Sveriges årsförbrukning baseras på traditionell förbrukning som har morgon- och kvällstopp. När årsförbrukningen ökar under analysperioden är det i huvudsak på grund av ny industri (som har mindre tydliga effekttoppar) och därför bör ökningen i negativ effektbilans under analysperioden bli mindre än Figur 27 visar. Att effektbilansen försämras är däremot att förvänta.

Skillnaden i effektbilans skiljer sig kraftigt åt mellan norra och södra Sverige. Norra Sverige (SE1 och SE2) har stort effektoverskott på 7600 MWh/h i början på analysperioden. Samtidigt har södra Sverige (SE3 och SE4) ett tydligt

underskott på 9200 MWh/h. Södra Sveriges effektbehov påverkas också mer av vädervariationer än norra Sveriges; skillnaden i förväntad högsta elförbrukning mellan normal- och tjugoårsvinter är 300 MW för norra Sverige och 1400 MW för södra Sverige.

Under de tio senaste årens topplasttimmar har nettoimporten (skillnaden mellan import och export) i genomsnitt varit 1300 MW. Men det är ett marknadsutfall som inte nödvändigtvis speglar vare sig faktiskt behov eller tillräcklighet. Hur stor mängd produktion som funnits tillgänglig i kringliggande elområden för import till Sverige vid ansträngda situationer är svårt att mäta, men den probabilistiska metoden försöker fånga detta genom att simulera kraftflödet mellan elområden.

3.6 Systemstabilitet och balansering

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 Hz⁴³.

En del kraftslag, framförallt vattenkraft, kärnkraft och övrig termisk kraft som är ansluten via synkrongeneratorer, har egenskapen att de bidrar med 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 planerbar kraft, till exempel kärnkraft eller 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.

En elleverantör är enligt ellagen skyldig att tillgodose lika mycket el som dess kunder förbrukar. Elleverantören kan själv ansvara för detta och är i så fall balansansvarig för sina elleveranser, men elleverantören kan också överlåta ansvaret på en tredje part. De balansansvariga parterna har ansvar för att planera sina kunders förbrukning, produktion och handel i balans och därigenom bidra till att säkerställa balansen i kraftsystemet. Svenska kraftnät ansvarar sedan för att balansera inmatning och uttag av el under drifttimmen.

⁴³ 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.

För att upprätthålla ett driftsäkert transmissionsnät och kraftsystemets frekvens när de balansansvariga avviker från sina planer gör Svenska kraftnät nödvändiga balansregleringar. Det betyder att Svenska kraftnät ger balansansvariga parter i uppdrag att, mot en ersättning, öka eller minska sin produktion eller användning. Utöver dessa manuella avrop av balansenergi på den så kallade reglerkraftmarknaden upphandlar vi i förväg stödtjänster.

3.6.1 Rotationsenergi

Rotationsenergi utgörs av upplagrad energi i de roterande mekaniska delar som är synkront anslutna till kraftsystemet, som turbiner och generatorer⁴⁴.

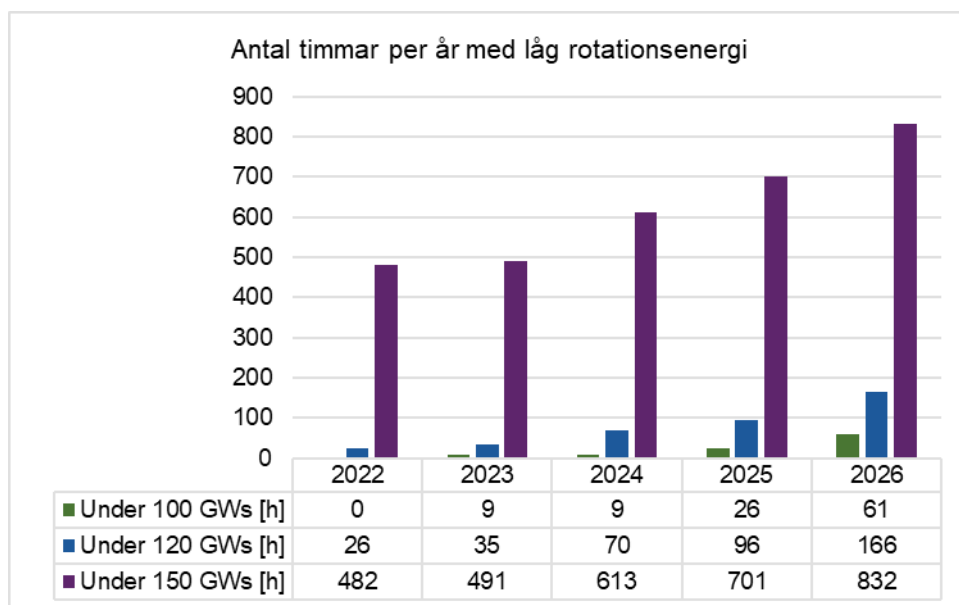
Systemets totala rotationsenergi beräknas genom att summera den upplagrade kinetiska energin för varje individuell maskin inom synkronområdet⁴⁵. I KMA2021 har den totala rotationsenergin uppskattats genom att anta en tröghetskonstant per produktionsslag som sedan kombinerats med aktuell produktionsmix 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.

Låg rotationsenergi kan göra det svårare att upprätthålla stabiliteten i systemet och då blir det mer känsligt för störningar. Vid låg rotationsenergi behöver fler reserver användas och det blir svårare att hålla en stabil frekvens. I Figur 28 visas hur många timmar per år som har en uppskattad rotationsenergi under gränserna 150, 120 respektive 100 GWs (gigawatt-sekunder) under analysperioden. Vid rotationsenergi som är lägre än 150 GWs är det vanligt att den avhjälpanande åtgärden snabb frekvensreserv FFR (Fast Frequency Reserve) behöver upphandlas. Gränsen 120 GWs är den föreslagna robusta stabilitetsgränsen för reserven FCR-N (frekvenshållningsreserver vid normaldrift).⁴⁶ Gränsen 100 GWs illustreras för att visa när rotationsenergin är kritiskt låg.

⁴⁴ En generator i ett storskaligt vattenkraftverk är ett exempel på en synkrogenerator. Den är direkt kopplad till nätet, till skillnad från en generator som behöver en frekvensomriktare mellan generatorm och nätet (eftersom de har olika frekvens), exempelvis vissa vindkraftverk.

⁴⁵ 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.

⁴⁶ Enligt det gemensamma nordiska designkravet för frekvenshållningsreserver vid normaldrift.



Figur 28 Uppskattat antal timmar med låg rotationsenergi per analysår i det nordiska synkronområdet. Källa: Svenska kraftnät.

Tillfällen med låg rotationsenergi blir vanligare under analysperioden. Det är i huvudsak en konsekvens av större andel icke synkrona kraftverk i elsystemet och den ökade handeln över HVDC-ledningar med kontinenten. Gränsen 150 GWs, under vilken FFR vanligen behöver upphandlas, är ungefär densamma under de två första åren men ökar sedan kontinuerligt från 2024 och framåt. Ökningen sammanfaller i tid med en ökad export- och importkapacitet från det nordiska synkronområdet, se Figur 6. Även tillfällen med rotationsenergi under de två lägre gränsvärdena ökar, men kontinuerligt under hela analysperioden. Det gör också produktionen från vindkraft som är icke-synkront ansluten, samtidigt som en kontinuerlig kapacitetsminskning i kraftvärme och kondenskraftverk sker, se Figur 3 och Tabell 2. Den befintliga synkrona elproduktionen kommer också tidvis att generera mindre elkraft då behovet och elpriset är lågt, vilket innebär en lägre nivå av rotationsenergi i systemet vid dessa tillfällen även när den installerade kapaciteten inte förändras. När Olkiluoto 3 tas i drift i mars 2022 bidrar den med ökad rotationsenergi⁴⁷ men tillfällena med låg rotationsenergi blir ändå fler. Antal tillfällen med hög synkronproduktion minskar också något under större delen av analysperioden, men ökar något igen i slutet.

⁴⁷ Det nordiska synkronsystemet får dock ett större momentant produktionsbortfall att ta hänsyn till i och med Olkiluoto 3.

3.6.2 Behovet av stödtjänster ökar

Historiskt och i dag tillgodoses merparten av de automatiska stödtjänsterna primärt från vattenkraft. Dock deltar andra teknologier på olika marknader redan i dag. Svenska kraftnät arbetar kontinuerligt med att underlätta för nya leverantörer att delta på marknaderna för stödtjänster, exempelvis genom förbättrad information gällande kravbild och marknadsregler, kortare ledtider i förkvalificeringsprocessen och genom pilotförsök. Under de närmaste åren anpassar Svenska kraftnät också marknadsdesignen, exempelvis genom att införa marginalprissättning för flera stödtjänster, dagliga upphandlingar och minskad budstorlek. Att öka utbudet är viktigt både för att kunna säkerställa tillräckliga reserver för att upprätthålla driftsäkerheten då behoven ökar och för att kunna säkerställa effektiva marknader. Svenska kraftnät ser ett växande intresse för att leverera stödtjänster, och ser mycket positivt på att olika teknologier och kraftslag är med och levererar då behoven de kommande åren ökar. Dock har de tillkommande resurserna på marknaden hittills inneburit blygsamma tillskott vad gäller volymer i utbud.

I regeringsuppdraget om stödtjänster som vi lämnade till regeringen den 15 oktober 2021⁴⁸ har flera åtgärder som rör icke-frekvensrelaterade stödtjänster redovisats. Detta innefattar ett behov av en stödtjänst för spänningsreglering, till exempel marknadsbaserade pilotupphandlingar av spänningsreglering i områden eller punkter med särskilt stora behov, och ett behov av en stödtjänst för felströmsinmatning.

I Figur 29 visas historisk och uppskattad kostnadsutveckling för stödtjänster fram till 2025. Det är utmanande att uppskatta kostnaderna för stödtjänster över en längre period. Därtill kommer även användningsområden och anskaffningsprocesser för flera stödtjänster att förändras under analysåren, vilket ökar osäkerheten ytterligare. Kostnaden för merparten av stödtjänsterna har även en stark koppling till säsong och väder. Det innebär att man dessutom kan vänta sig betydande skillnader i utfall jämfört med prognosen vid olika väder. De kostnadsuppskattningar som redovisas baseras till större delen på de beräkningar och antaganden som gjordes under budgetarbetet sommaren 2021, utifrån då kända regulatoriska processer, tidplaner för IT-utveckling med mera. Vidare är anskaffningskostnaden delvis beroende av elpriset som förväntas variera betydligt under 2022 och kommande år. Generellt finns flera trender som förklarar den prognosticerade kostnadsutvecklingen:

- I. Faktorer som ökar anskaffningskostnaden
 - Kapaciteten som anskaffas av Svenska kraftnät kommer att öka under

⁴⁸ För mer information se [Stödtjänster och avhjälpanande åtgärder i ett energisystem under förändring \(svk.se\)](#), diarienummer SvK 2020/4162.

analysperioden jämfört med historiska nivåer. Samtidigt planerar Svenska kraftnät att införa marginalprissättning för flera tjänster under analysperioden. Dessutom arbetar Svenska kraftnät tillsammans med de andra nordiska stamnätsoperatörerna med att utveckla de tekniska kraven för FCR⁴⁹, vilket troligen leder till ett minskat utbud från dagens leverantörer. Sammantaget leder detta sannolikt till högre anskaffningskostnader för stödtjänster. Elpriset är en faktor som generellt påverkar anskaffningskostnaden för stödtjänster. Detta förklarar varför kostnaden är hög under 2022 relativt övriga år under analysperioden.

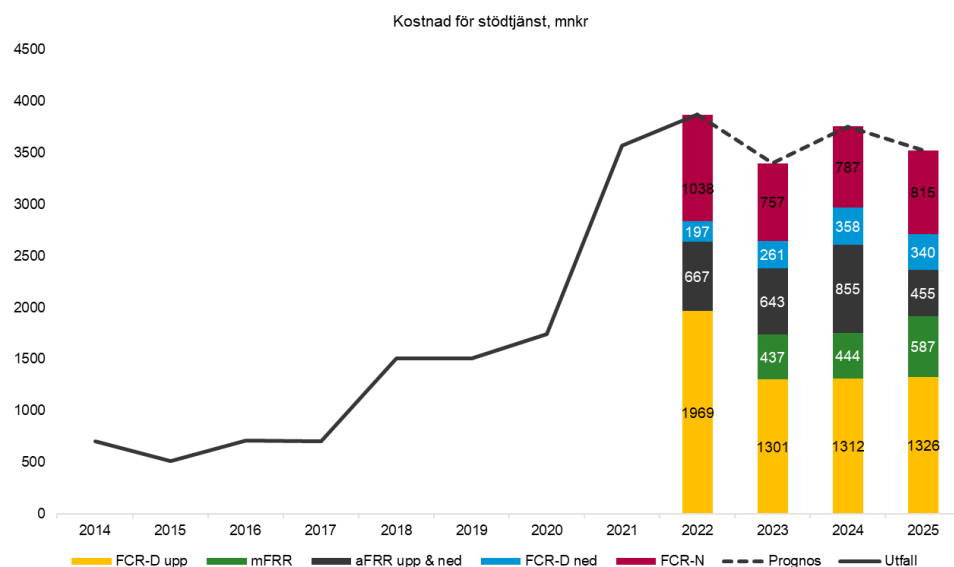
II. Faktorer som minskar anskaffningskostnaden

Svenska kraftnät arbetar kontinuerligt för att underlätta medverkan från nya resurser på marknaderna för stödtjänster. De nordiska stamnätsoperatörerna arbetar samtidigt med att skapa gemensamma marknadsplatser och ett utökat utbyte av stödtjänster. Tillsammans förväntas detta leda till generellt minskade anskaffningskostnader för stödtjänster.

Den uppskattade kostnaden bör ses som indikativ och bygger på förväntade elpriser⁵⁰ samt beslutade och kommunicerade marknadsförändringar. Kostnaden för snabb frekvensreserv (FFR) ingår som kostnad fram till hösten 2021. Därefter är den klassad som en avhjälpande åtgärd.

⁴⁹ Stödtjänsten frekvenshållningsreserv.

⁵⁰ De förväntade elpriserna är ej prognosticerade av Svenska kraftnät, utan baseras på rådande forwardpriser.



Figur 29 Historiskt och förväntad kostnadsutveckling för stödtjänster för åren 2014–2025.
Källa: Svenska kraftnät.

3.6.2.1 Frekvenshållningsreserv för normaldrift och störd drift

Kostnaden för frekvenshållningsreserv normaldrift, FCR-N (Frequency Containment Reserve for Normal operation), och för störd drift uppreglering, FCR-D uppreglering (FCR-D upp), förväntas minska under analysperioden. Det är automatiska stödtjänster, FCR-N, som stabiliserar frekvensen vid små förändringar i produktion eller förbrukning medan FCR-D stabiliserar frekvensen vid stora förändringar.

Från och med den 1 januari 2022 upphandlas FCR-D ned⁵¹. Det är en tjänst som används för att stabilisera frekvensen vid överfrekvensstörningar genom att tillfälligt minska mängden elenergi i synkronområdet. Då det är en ny stödtjänst finns inga historiska marknadspriser att basera ett kostnadsestimat på, vilket gör kostnadsuppskattningen mer osäker jämfört med övriga stödtjänster. Årskostnaden för FCR-D ned förväntas öka kontinuerligt i takt med att upphandlad volym successivt ökar.

3.6.2.2 Automatisk och manuell frekvensåterställningsreserv

Automatisk frekvensåterställningsreserv, aFRR (automatic Frequency Restoration Reserve), är en automatisk stödtjänst som återställer frekvensen

⁵¹ För mer information se [Svenska kraftnät börjar upphandla FCR-D ned för 2022 | Svenska kraftnät \(svk.se\)](https://svk.se), hämtad: 211202.

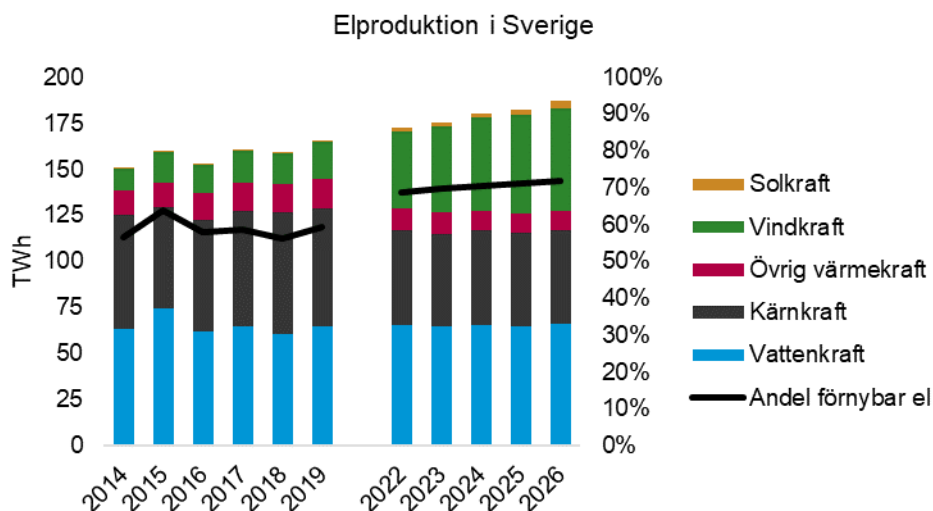
till 50 Hz. Kostnaden för aFRR förväntas stiga kontinuerligt under perioden 2021–2024 eftersom allt större volymer upphandlas, både i termer av antalet timmar och beträffande kapacitet. En gemensam nordisk kapacitetsmarknad förväntas därefter leda till lägre kostnader i Sverige. Vidare förväntas Sverige ansluta till den gemensamma europeiska energiaktiveringsmarknaden under 2024, vilket förväntas leda till lägre kostnad för aFRR.

3.6.2.3 Manuell frekvensåterställningsreserv

Manuell frekvensåterställningsreserv mFRR (manual Frequency Restoration Reserve) är en manuell stödtjänst som avlastar de automatiska stödtjänsterna och återställer frekvensen till 50 Hz. Kapacitet för mFRR förväntas anskaffas på flera sätt under analysåren. Den största andelen av kapaciteten kommer i dag från ingångna avtal om gasturbiner (stötningsreserven) och en kompletterande årlig upphandling. Utöver att kapacitet säkerställs i förväg så finns det även en energiaktiveringsmarknad för mFRR, den så kallade reglerkraftmarknaden, där de största volymerna balansenergi aktiveras. Reglerkraftmarknaden kommer att kompletteras av en kapacitetsmarknad, men i vilka former är ej beslutat i nuläget. I Figur 29 uppskattas den kompletterande kapacitetsmarknaden för mFRR att starta mot årsskiftet 2023/24. Kostnadsuppskattningen i Figur 29 inkluderar enbart kapacitetsanskaffningen för mFRR, ej energiaktiveringsmarknaden.

3.7 Andel förnybar el fortsätter öka

I Figur 30 visas elproduktion och andel förnybar elproduktion per år i Sverige, historiskt för 2015–2019 och simulerade värden för 2022–2026. Begreppet elproduktion som redovisas här omfattar den el som är tillgänglig på dagen-före marknaden. Andelen förnybart bränsle i övrig värmekraft antas vara densamma för analysperioden som för år 2019. Under analysperioden ökar andelen förnybar elproduktion från cirka 69 procent till 72 procent, vilket förklaras av den kraftiga ökningen av vindkraft. Ökad andel förnybar elproduktion innebär att det finns förutsättningar att nå de energipolitiska målen, och det bidrar till förutsättningen att nå miljökvalitetsmålen och målen i det klimatpolitiska ramverket. Att andelen förnybar elproduktion var så hög 2015 beror på att flera kärnreaktorer hade långa revisioner det året, samt att god tillrinning gjorde att vattenkraften producerade mer än vanligt.



Figur 30 Elproduktion (TWh) och förnybar elproduktion (%; använder skalan på den högra axeln) per år i Sverige, utfall för 2014–2019 och simulerat för perioden 2022–2026. Källa: Statistik för elproduktion år 2014–2019 Energiföretagen för Sverige. Statistik för andel förnybar elproduktion i övrig värmekraft Energimyndigheten. Andel förnybar elproduktion för år 2022–2026 baseras på antagande om samma andel som år 2019. Övrig data från Svenska kraftnät.

4 Käslighetsanalyser

I det här kapitlet beskrivs genomförda käslighetsanalyser. Begreppet huvudscenario motsvarar de antaganden och resultat som beskrivs i kapitel 2 *Indata och metod* och kapitel 3 *Resultat och analys*, och används för att jämföra resultat i käslighetsanalyserna. I tillägg innehåller Bilaga 1 käslighetsanalysen *Ett kraftsystem utan återstart av fyra reaktorer från 2024*.

4.1 Ny handelskapacitet från Norge till Sverige

Den 23 november 2021 informerade Statnett⁵² att de tills vidare kommer att minska max-kapaciteten från NO1 till SE3, från 2095 till 1100-1200 MW. Åtgärden omnämns härefter NO1-SE3-begränsningen. Anledningen är att Statnett bland annat beslutat att inte utnyttja sitt systemvärn vid tilldelning av handelskapacitet mellan NO1 och SE3. Efter att denna käslighetsanalys

⁵² Statnett, "Behov av balanserat utbyte med Sverige", 2021.

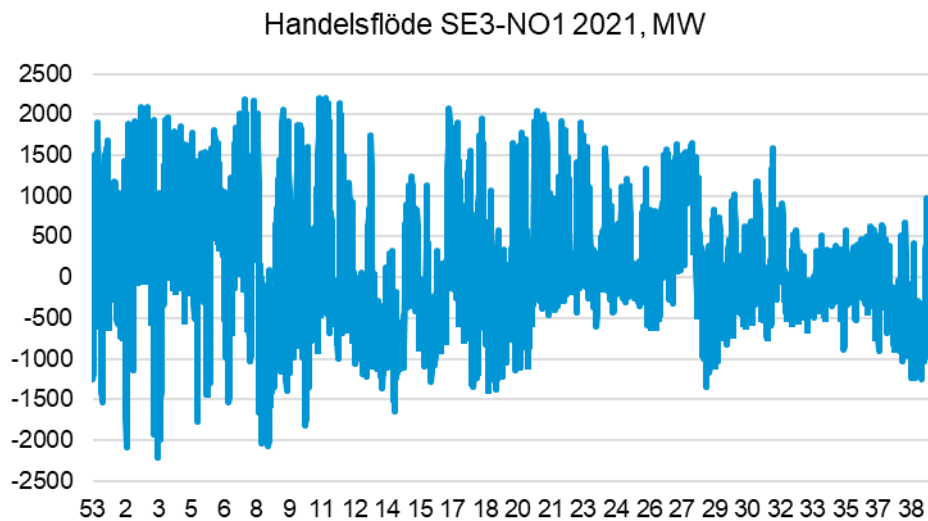
genomfördes har Statnett⁵³ uppdaterat kapaciteten från NO1 till SE3 till 1450 MW vilket inte hunnit beaktas i denna analys.

Svenska kraftnät har som en omedelbar åtgärd för att hantera de öst-västliga flödena börjat byta enskilda apparater och införa systemvärn. Delar av dessa åtgärder har redan genomförts och planeras att vara slutförda i sin helhet under 2022. I analysen antas NO1-SE3-begränsningen endast gälla under 2022 och den maximala överföringskapaciteten från NO1 till SE3 har antagits till 1100 MW enbart under 2022. Den maximala överföringskapaciteten från SE3 till NO1 antas förbli på samma nivå på 2095 MW men med den begränsade tillgänglighetsprofil som används i huvudscenariot, se avsnitt 2.1.8 *Överföringskapaciteter*.

4.1.1 Resultat

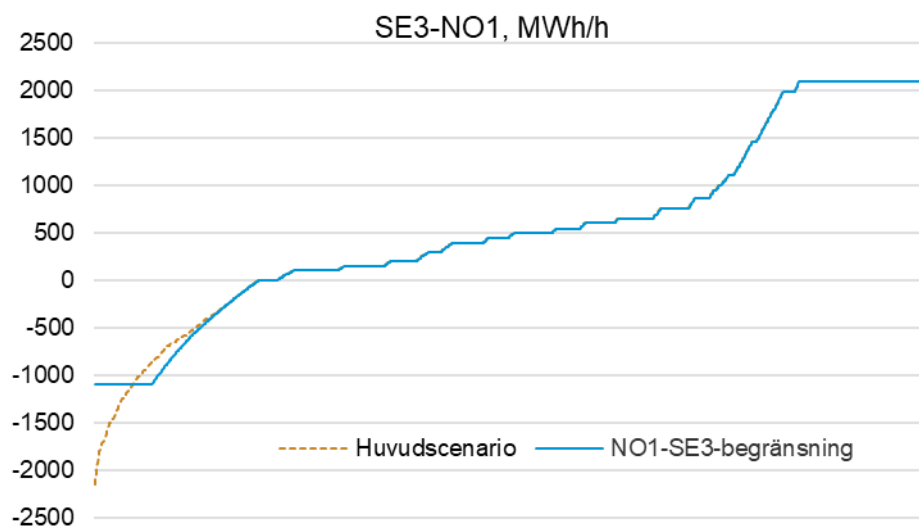
Figur 31 visar verkligt handelsutfall mellan SE3 till NO1 under 2021 fram till den sista september. Under år 2021 fram till och med september har det varit import till SE3 under cirka 50 procent av tiden. Andel av tiden då importen var större än 1100 MW respektive 1 200 MW motsvarar cirka 4 respektive 3 procent.

⁵³ Statnett, "Tiltak i driften gir bedre kapasitet mellom Norge og Sverige", 2021.



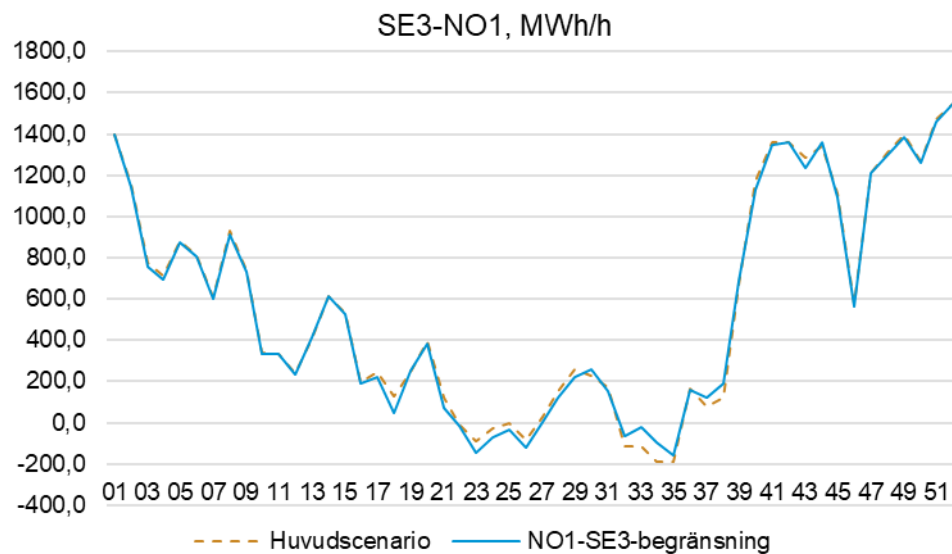
Figur 31 Handelsflödet från SE3 till NO1 under år 2021 fram till den sista september. Källa. Nord Pool.

Figur 32 visar handelsflöden för snitt SE3-NO1 som varaktighetsdiagram för 2022, det vill säga alla simulerade timmar för år 2022 ordnade från lägsta till högsta värde. Simuleringsresultatet visas som medel för 35 simulerade väderår. Ett positivt värde innebär ett flöde från SE3 till NO1. Resultatet tyder på att den nya begränsningen reducerar max-flödet för totalt 400 timmar under 2022 (4,6 procent av tiden). För scenariot med NO1-SE3-begränsning används den maximala överföringskapaciteten mellan NO1 och SE3 i större utsträckning än för huvudscenariot.



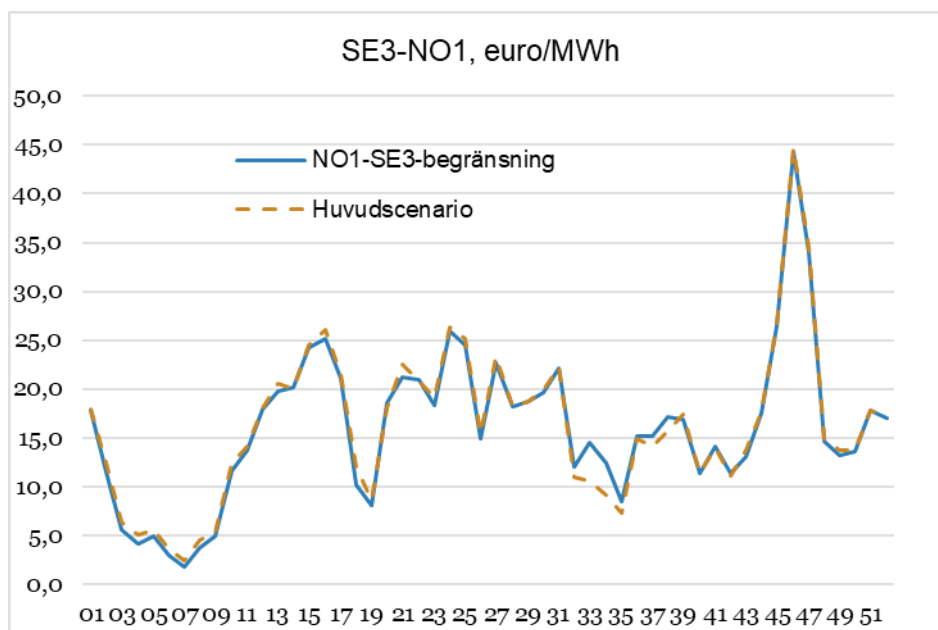
Figur 32 Varaktighetskurvor för flödena från SE3 till NO1 för analysåret 2022. Den heldragna linjen visar varaktighetskurvan för scenariot med en NO1-SE3-begränsning medan den streckade visar varaktighetskurvan för huvudscenariot. Simuleringsresultatet visas som medel för 35 väderår. Källa: Svenska kraftnät.

I Figur 33 visas flödet från SE3 till NO1 för analysåret 2022 med och utan NO1-SE3-begränsningen. Simuleringsresultatet visas som medel för 35 simulerade väderår. Resultat visar att NO1-SE3-begränsningen får relativt liten påverkan på medelflödet per vecka mellan områdena. I huvudscenariot noteras de tre lägsta medelflödena mellan SE3 och NO1 för vecka 33, 34 och 35. Det är även för vecka 33 och 34 som den största skillnaden mellan scenarierna noteras, 97 respektive 94 MW.



Figur 33 Genomsnittligt flöde per vecka för snittet SE3-NO1 för 2022. Den streckade linjen visar medelflödet för huvudscenariot medan den heldragna visar medelflödet för scenariot med NO1-SE3-begränsningen. Simuleringsresultatet visas som medel för 35 väderår. Källa: Svenska kraftnät.

Figur 34 visar prisskillnaden mellan elområde SE3 och NO1 för analysåret 2022 för både huvudscenariot och med NO1-SE3-begränsningen. För veckorna 33 och 34 är prisskillnaden tydlig mellan de två scenarierna, 4 respektive 3,3 euro/MWh. Under resterande veckor överstiger inte prisskillnaden 2 euro/MWh.



Figur 34 Prisskillnaden per vecka mellan SE3 och NO1 för 2022. Den streckade linjen visar medelpriset för huvudscenariot medan den heldragna visar medelpriset för scenariet med NO1-SE3-begränsningen. Källa: Svenska kraftnät.

Om importkapaciteten från NO1 till SE3 sänks till 1100 MW år 2022 försämrars effekttillräckligheten inte märkbart. Värdet på LOLE för år 2022 är fortfarande under 0,1 timmar per år för alla svenska elområden.

4.1.2 Diskussion

Huvudscenariot bekräftar tidigare års resultat att handelsflödet mellan NO1 och SE3 minskar i takt med en ökad efterfrågan på de norska förbindelserna till kontinenten. Analysen har också antagit att Olikluoto 3 tas i drift under 2022. Det tillför 1600 MW vilket också minskar behovet av effekt från NO1 till SE3. Helhetsbilden över året är således att en importbegränsning från NO1 till SE3 ner till 1100 MW får en mindre påverkan på flödena eftersom flödena i det nordiska kraftsystemet i större utsträckning tenderar att gå i öst-västlig riktning än tidigare år.

Vid enskilda timmar eller dygn kan dock en reduktion av kapaciteten från NO1 till SE3 få en större påverkan. Det är inte ovanligt att det vid högladdstimmor fortsatt går effekt från NO1 till SE3 och att kraft från Norge kan behövas för att avlasta snitt 2 efter en störning. NO1-SE3-begränsningen kan därutöver också få en påverkan på reglerkraftmarknaden vilket inte analyserats.

Sammantaget har NO1-SE3-begränsningen över året en mindre betydande inverkan på det nordiska kraftsystemet än tidigare år på grund av större östvästliga flöden från SE3 till NO1. Vid enskilda timmar och/eller driftdygn kan dock begränsningen ha en större inverkan, vilket inte studerats i denna analys.

4.2 Ökad elanvändning i norra Sverige

Under det senaste året har Svenska kraftnät tagit emot anslutningsansökningar gällande mycket stora effektuttagsökningar för industrier i norra Sverige. Det handlar bland annat om industrietableringar för tillverkning av så kallat fossilfritt stål. En förutsättning för industrietableringarna är tillgången till el, vilket i sin tur förutsätter att transmissionsnätet byggs ut för att möta det nya kapacitetsbehovet. Att bygga nya kraftledningar tar dock lång tid. En investering i transmissionsnätet tar i nuläget 10-12 år att genomföra. Läger vi även till tiden för de initiala systemutredningarna rör det sig om ytterligare något eller några år. För att möta efterfrågan på nätkapacitet arbetar Svenska kraftnät för att korta ledtiden.⁵⁴

Som anges i avsnitt 2.1.7 *Elanvändning* baseras prognosen för den svenska elanvändningen till stor del på Energimyndighetens korttidsprognos⁵⁵ fram till och med 2024. För analysåren 2025 och 2026 har en ökning av elanvändningen uppskattats, baserat på dagens ledtider för nätutbyggnad och de ansökningar om effektuttagsökning som inkommit till Svenska kraftnät. Att förkorta ledtider så att industrietableringar blir möjliga i norra Sverige under 2026 innebär att kraftledningar som är nödvändiga för att möjliggöra anslutningar av nya industrietableringar byggs betydligt snabbare än i dag. Det innebär att industrins elanvändning kan antas öka med cirka 5 TWh i SE1 år 2026 jämfört med huvudscenariot, se Tabell 12.

⁵⁴ För mer information se t.ex. Debattinlägg i NSD Pilotprojekt ska möta klimatinvesteringarna i norr | Svenska kraftnät (svk.se).

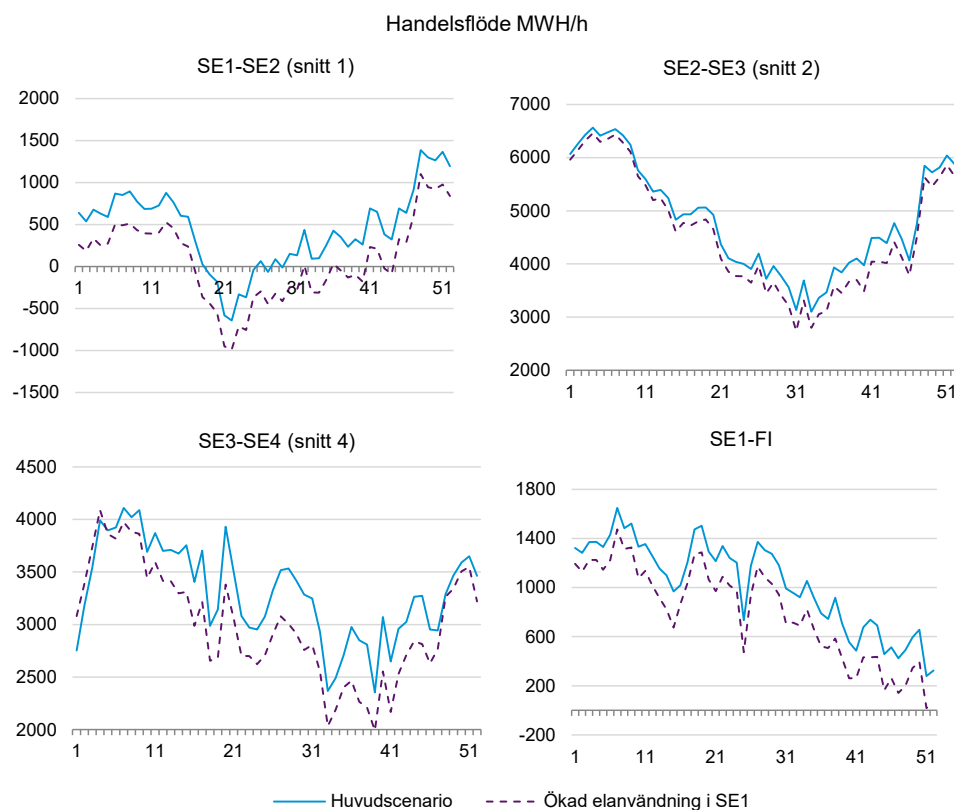
⁵⁵ Energimyndigheten, "Kortsiktsprognos i siffror sommar 2021", 2021.

Tabell 12. Antagen elanvändning för analysåret 2026 i huvudscenariot och i känslighetsanalysen med ökad elanvändning i SE1.

[TWh/år]	2026 Huvudscenario	2026 Ökad elanvändning i SE1
Industri i SE1	12,3	17,7
SE1	20,4	26,4
Sverige	156,5	162,5

I dagsläget är SE1 ett överskottsområde med stark effekt- och energibalans. En ökning av elanvändningen i SE1 innebär att elområdets överskott i nettoenergibalansen blir mindre. För analysåret 2022 blir nettoenergibalansen för de simulerade väderåren i genomsnitt cirka 15,5 TWh och för analysåret 2026 blir den 12,5 TWh. Med en ökad elanvändning i SE1 på cirka 5 TWh blir det årliga elenergiöverskottet i området endast cirka 7 TWh.

I Figur 35 visas medelflöden per vecka för de interna svenska snitten samt mellan SE1 och Finland. Som väntat blir det södergående flödet genom Sverige mindre och även export mot Finland sker i lägre utsträckning i känslighetsanalysen jämfört med i huvudscenariot. Som tidigare nämnts uppkommer norrgående veckomedelflöden från SE2 till SE1 för analysåren 2025 och 2026. I känslighetsanalysen förstärks denna trend till följd av den ökade elanvändningen i SE1. Veckomedelflödena från SE2 till SE1 blir större jämfört med i huvudscenariot och perioderna då dessa flöden uppkommer blir längre. I känslighetsanalysen uppkommer veckomedelflöden mot SE1 långt in på hösten.



Figur 35 Medelflöden per vecka för de interna svenska snitten samt mellan SE1 och Finland för analysåret 2026. De heldragna linjerna visar flödena i huvudscenariot medan de streckade linjerna visar flödena i känslighetsanalysen med ökad elanvändning i SE1.

Aurora Line antas tas i drift under 2026 vilket innebär ökad överföringskapacitet mellan SE1 och Finland och att priserna i de norra svenska elområdena därmed närmar sig de högre finska priserna. En högre elanvändning i SE1 förstärker denna prisökning genom att efterfrågan i elområdet ökar.

4.3 Behov av att byta bränslestav i Oskarshamn 3

I mitten av november meddelade OKG att de upptäckt ett problem i en bränslestav i Oskarshamn 3 (O3).⁵⁶ Det var inget som behövde åtgärdas akut och det är fortfarande möjligt att det inte behöver åtgärdas förrän vid nästa planerade revisionsperiod i april–maj 2022. Men det finns en ökad risk för att

⁵⁶ Nord Pool - REMIT UMM (nordpoolgroup.com) 15.11.2021

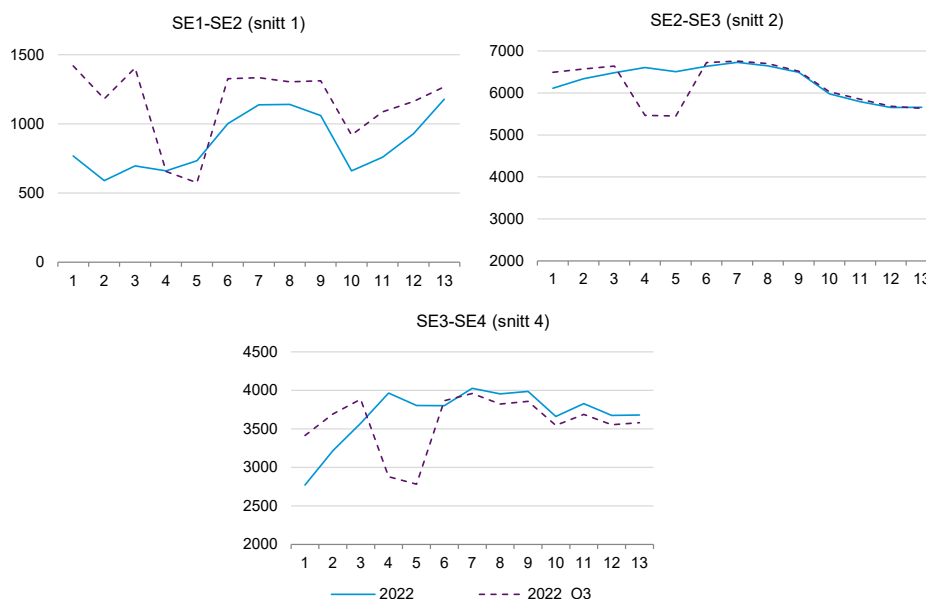
O3 kommer att behöva ställas av innan dess för att åtgärda bränsleskadan. För att analysera hur ett sådant stopp påverkar effekttillräckligheten valdes de två vinterveckor som ur ett historiskt perspektiv har högst elbehov. För att ta hänsyn till utmaningar med driftsäkerhet i form av till exempel spänning och överlaster antogs maxkapaciteten för snitt 2 och 4 vara 5 500 respektive 3 500 MW, och importkapaciteten på Fenno-Skan till SE3 antogs vara 0 MW under stoppet. Handelskapaciteten från NO1 till SE3 antogs vara 1 450 MW⁵⁷, se avsnitt 4.1 *Ny handelskapacitet från Norge till Sverige*. Observera att de anpassade sänkta handelskapaciteterna är en beskrivning av de utmaningar som kan uppstå, och eventuella kapacitetsbegränsningar i verkligheten är beroende av hur flöden i handelsutbyten och produktion ser ut i det aktuella läget. Anpassade kapaciteter ska därför inte tolkas som de begränsningar som kan ges till marknaden vid ett eventuellt stopp av O3.

4.3.1 Flöden

I modellen hanteras stoppet som en revision, vilket innebär att marknaden i förväg känner till när O3 behöver ställas av för reaktorsstavsbytet samt att överföringskapaciteten är lägre under denna period. Det skiljer sig från den verkliga situationen där OKG förvisso har aviserat att det finns en risk att O3 behöver ställas av i förtid för detta, men inte när det i så fall kommer att inträffa.

Eftersom O3 antas vara ur drift under två vinterveckor 2022, med påföljande minskningar av handelskapacitet, visas i Figur 36 och Figur 37 endast det första kvartalet av år 2022, med och utan det tillagda stoppet av O3. Handelsflödet påverkas som väntat mest under de två veckor när överföringskapaciteten sänks. Det södergående flödet över snitt 2 slår i taket om 5 500 MW under båda veckorna. Även flödet på snitt 1 minskar enligt samma mönster eftersom flödet vidare söderut minskar. Över snitt 4 är det södergående flödet lägre under stoppet men det når inte det maximalt tillåtna flödet om 3 500 MW eftersom tillåtet flöde är så pass lågt över snitt 2. Eftersom modellen utgår från att marknaden känner till det kommande stoppet är flödet över alla tre handelssnitten högre före begränsningen av handelskapacitet. Detta kan också förklara att flödet över snitt 1 fortsatt är högre en period efter stoppet, eftersom vatten kan sparas i magasinen när det södergående handelsflödet är så pass begränsat och det därmed finns kapacitet kvar under de efterföljande vinterveckorna.

⁵⁷ I den här känslighetsanalysen har begränsningen anpassats till nuvarande anpassade handelskapacitet på 1 450 MW.

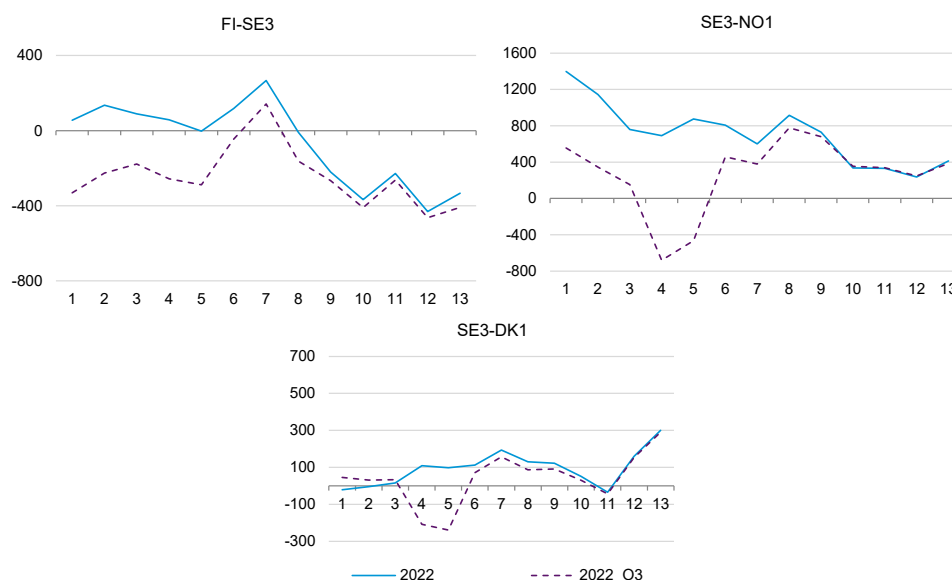


Figur 36 Genomsnittligt handelsflöde per vecka över svenska snitt, första kvartalet 2022. Huvudscenario i jämförelse med en extra revision av Oskarshamn 3 under två vinterveckor. Källa: Svenska kraftnät.

I Figur 37 visas handelsflödet under det första kvartalet år 2022, med och utan stoppet för eventuellt reaktorstavsbyte, med de områden som är kopplade till SE3. Under de veckor när handelsflödet begränsas på grund av att O3 är ur drift syns en tydlig skillnad med mer import till SE3. I huvudscenariot är det i början av året ett öst-västligt flöde med import från Finland till SE3 och export från SE3 vidare till NO1. Eftersom ett bortfall av O3 under dessa vinterveckor kan innebära att importen från Finland till SE3 måste begränsas har den antagits vara noll, vilket påverkar veckomedelflödet mellan de två elområdena. I huvudscenariot är det export både till NO1 och DK1 under huvuddelen av det första kvartalet 2022, men det blir istället import till SE3 under just de två veckor när O3 antas vara ur drift. Under den första veckan när O3 är borta är importen från Norge lika stor som exporten är i huvudscenariot. Det är ett väntat resultat eftersom en stor produktion i det elområdet försvinner. Vid ett så här stort och troligtvis plötsligt längre stopp av en produktionsenhet i SE3 får också importbegränsningen från NO1 påverka på handelsflödet. Utan den begränsningen hade medelflödet under de två vinterveckorna varit omkring 100 MW högre.

Även flödet till och från SE4 påverkas av ett stopp av O3 och de handelskapacitetsbegränsningar som antas till följd av detta. Under de två veckorna exporterar Sverige el till Danmark via SE4-DK2 i huvudscenariot,

men med O3-stoppet kommer det istället att vara import från DK2 till SE4. Även de utlandsförbindelser som kopplar till SE4 ser ett förändrat flöde, där det är fortsatt men minskad export under dessa två veckor.



Figur 37 Genomsnittligt handelsflöde per vecka över SE3-snitt, första kvartalet 2022. Huvudscenario i jämförelse med extra revision av Oskarshamn 3 under två vinterveckor. Källa: Svenska kraftnät.

4.3.2 Effekttillräcklighet

Vid en stängning av Oskarshamn 3 under två vinterveckor 2022 (med tillhörande sänkning av interna snitt) kombinerat med sänkt importkapacitet NO1 till SE3 och ingen importkapacitet på Fenno-Skan (Finland till SE3) ses en ökad risk för effektbrist i modellen för 2022: LOLE blir 0,26 h/år (för elområdet med högst effektbrist det vill säga SE4) och EENS 61 MWh/år (för hela Sverige). Notera att även om LOLE och EENS anges för ett helt år uppstår denna effektbrist under de två veckorna då Oskarshamn 3 är otillgänglig.

4.4 Planerat införande av summaallokering för att öka tillgänglig handelskapacitet för SE3 till DK1 och NO1

För att minska marknadspåverkan av de öst-västliga flödena, se avsnitt 1.4.1 *Tillgänglig handelskapacitet*, kan införandet av en summaallokering i marknadskopplingen för SE3 till NO1 och DK1 vara fördelaktigt. Med åtgärden menas införandet av en gemensam exportgräns till NO1 och DK1 från SE3,

vilket innebär att Svenska kraftnät inte behöver fördela den driftsäkra kapaciteten mellan NO1 och DK1. På så sätt kan den sammanlagda kapaciteten användas även om handeln på en förbindelse går i motsatt riktning eller inte utnyttjar kapaciteten fullt ut. Till exempel om import sker från DK1 till SE3 så blir tillåten export från SE3 till NO1 högre än utan summaallokeringen.

Svenska kraftnät har under december skickat in en ändringsbegäran för införandet av en summaallokering för SE3 till DK1 och NO1 till samarbetsforumet för den europeiska marknadskopplingen för dagenförehandeln (SDAC). Införandet kräver samsyn europeiskt, det vill säga att ändringen godkänns och prioriteras av systemansvariga och elbörser i Europa. Till och med 31 januari pågår insamling av synpunkter från marknadsaktörerna. I Figur 38 visas en illustration av förslag om summaallokering. Vid import till SE3 på någon av förbindelserna SE3-DK1 eller SE3-NO1 ökar exportmöjligheterna på den andra. Observera att föreslagen summaallokering inte påverkar tillåtna flöden i riktning österut.

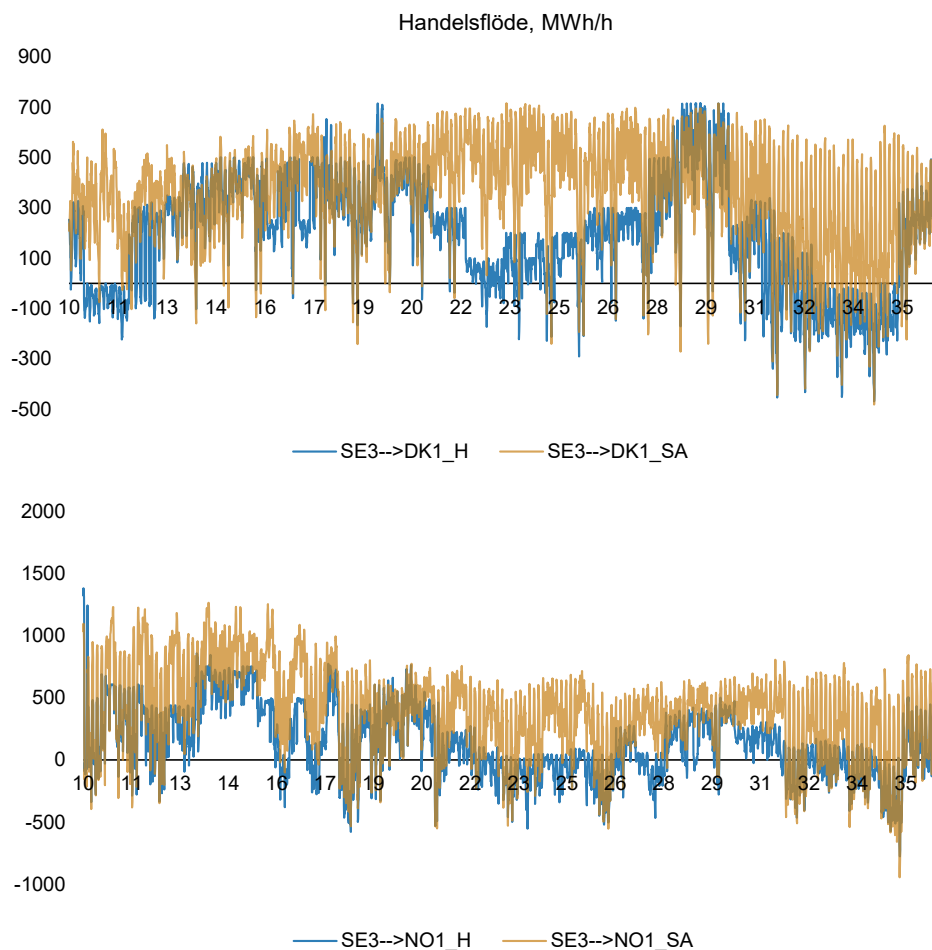


Figur 38 En illustration av förslag om summaallokering. Vid import till SE3 på någon av förbindelserna SE3-DK1 eller SE3-NO1 ökar exportmöjligheterna på den andra. Observera att föreslagen summaallokering inte påverkar tillåtna flöden/kapaciteter i riktning österut.
Källa: Svenska kraftnät.

När den koordinerade flödesbaserade metoden för kapacitetsberäkning och allokering i Norden införs 2023 innebär det att summaallokeringen inte längre behövs. Det beror på att den nya kapacitetsberäkningsmetoden gör att denna typ av optimeringar kommer att ske för samtliga förbindelser.

I simuleringen antas att summaallokering innebär en total export på 1360 MW till DK1 och NO1. Detta är ett exempel för att visa vad en gemensam exportgräns kan innebära. Resultat med och utan summaallokering redovisas för vecka 10–36. Att resultat visas för dessa veckor beror på att flödesprofilerna för dessa veckor är anpassade efter att öst-västliga flöden genom Sverige ökat. Det innebär att överföringskapaciteterna behöver anpassas för att upprätthålla driftsäkerheten. Med anpassade flöden var de högsta flödena till DK1 och NO1 på 715 respektive 1 045 MW under perioden vecka 10–36 under 2021.

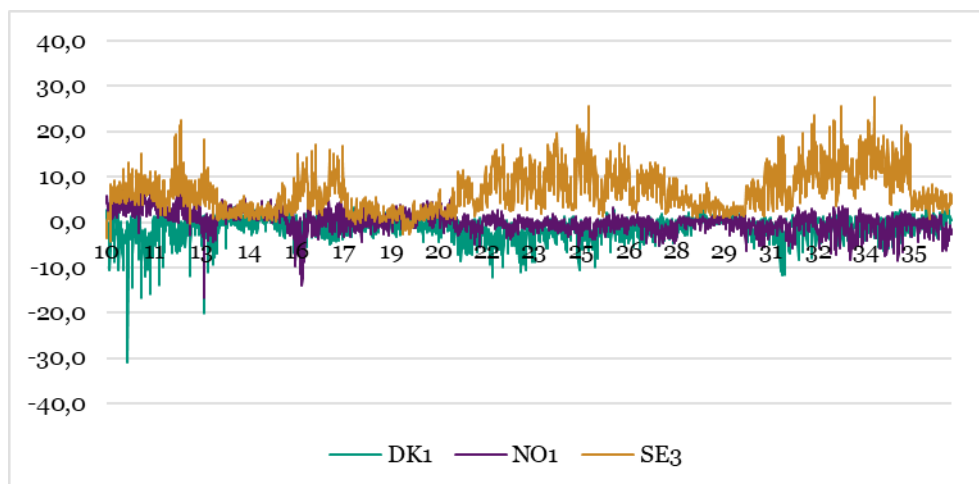
I Figur 39 visas handelsflöden från SE3 till DK1 respektive NO1 för huvudscenariot (_H) och med summaallokering (_SA) för vecka 10–36 år 2022 baserat på timmedelvärden av 35 väderår. Figur 39 visar att den totala exporten till DK1 och NO1 ökar, andelen timmar med högre total export är cirka 96 procent högre med summaallokering. Handelsflödet ökar i medel från nästan 190 till 355 MWh/h till DK1 och från cirka 140 till 400 MWh/h till NO1.



Figur 39 Handelsflöden från SE3 till DK1 och NO1 med och utan summaallokering. Handelsflöde med _H visar resultat från huvudscenario och _SA med summaallokering.

I Figur 40 visas prisskillnad med och utan summaallokering för vecka 10–36, år 2022. Priset är ett medelvärde per timme för 35 väderår. Medelpriset för perioden minskar i DK1 med 1,2 euro/MWh medan det ökar i NO1 och SE3 med 0,1 respektive 6,7 euro/MWh. Som en konsekvens av införandet kan icke-intuitiva flöden uppstå mellan elområden. Det innebär att el transporteras från ett elområde med högre pris till ett elområde med lägre pris. I det här exemplet

uppstår till exempel timmar med högre pris i DK1 än SE3 men med ett flöde från DK1 till SE3. Att flödet uppstår förklaras av en gemensam exportgräns från SE3 till DK1 och NO1. Detta innebär att flöden från områden med högre pris (DK1 eller NO1) transporteras till områden med lägre pris (SE3), om elen transporteras vidare till ett område med högre pris (NO1 eller DK1 beroende på varifrån flödet ursprungligen kom). Detta resulterar i negativa kapacitetsavgifter för flödet mellan DK1 och SE3. Eftersom den teoretiska gemensamma exportgränsen påverkar prisnivån och flöden, och därmed inflödet av kapacitetsavgifter så beräknas och fördelas inflödet av kapacitetsavgifter till respektive TSO. Detta för att reflektera hur elområdespriserna och flöden ändras genom den gemensamma exportgränsen. Det kan också uppstå tillfällen då inflödet av kapacitetsavgiften för alla flöden som påverkas av summaallokering är negativa. Det beror på att handelsmönster i första hand optimeras utifrån störst samhällsnytta för hela Europa. I de fall då börser får ett negativt inflöde av kapacitetsavgifter är det ansvarig TSO som betalar det negativa inflödet.



Figur 40 Prisskillnad med och utan summaallokering (gemensam exportgräns från SE3 till DK1 och NO1) för vecka 10–36, år 2022 för elområde DK1, NO1 och SE2. Priset är ett medelvärde per timme för 35 väderår. Källa: Svenska kraftnät.

5 Slutsatser

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

Simuleringsresultaten som presenteras i rapporten påverkas i stor utsträckning av väderförhållanden. Därför används som redan nämnts historiska väderdata (tillrinning, vind, sol och temperatur) för 35 väderår. De resultat som Svenska kraftnät presenterar baseras generellt på ett årsmedel för alla väderår.

Priserna på naturgas, kol, olja och CO₂ i Europa under 2021 höjdes kraftigt och priserna förväntas vara kvar på hög nivå även under 2022 och 2023. Det får genomslag på resultaten år 2022 och 2023. En annan förändring som påverkar resultatet i KMA2021 i jämförelse med KMA2020 är att tillgänglighetsprofiler för handelskapacitet för de interna snitten och en del externa är anpassade efter handelsstatistik för det senaste året. Det förklaras bland annat av den nya flödessituation som uppstått som följd av de öst-västliga flödena med högre import från Finland till SE3, och mer export från SE3 till DK1 och NO1, där nya nätelement är gränssättande för handeln.

5.1 Höga elpriser men minskad prisvariation

Alla priser är generellt sett högre i KMA2021 jämfört med KMA2020, trots att elanvändningen antas vara lägre och att vindkraftsutbyggnaden ökar. Förklaringen är de betydligt högre bränslepriserna (Figur 7, Figur 10, Figur 11, och Figur 12,). Att elanvändningen i Sverige är lägre år 2021 i jämförelse med KMA2020 förklaras av nedläggningar av pappersbruk. Den lägre elanvändningen beror även på att egenanvänd el inte har inkluderats i KMA2021.

År 2021 har varit ett ovanligt år i den meningen att det har varit stora prisskillnader över både snitt 2 och snitt 4. Att det så stor andel av tiden uppstått en prisskillnad mellan SE3 och SE4 kan förklaras av minskningar i handelskapacitet som följd av de öst-västliga flödena, för mer info se avsnitt 1.4.1 *Tillgänglig handelskapacitet*, i kombination med att priset i SE4 varit högt på grund av de höga kontinentala priserna. Både de lägre handelskapaciteterna och högre elpriserna förväntas bestå även under 2022, vilket innebär att inflödet av kapacitetsavgifter förväntas nå nya höga nivåer (Figur 25). Inflödet av kapacitetsavgifter har sedan en avtagande trend under analysperioden, vilket förklaras av att bränslepriserna förväntas återgå till lägre nivåer. Utöver simulerad indata vidtar Svenska kraftnät åtgärder i början av perioden som förväntas öka tillgänglig handelskapacitet.

Den genomsnittliga prisvariationen under analysperioden är som högst år 2022 för både SE3 och SE4 och har därefter en avtagande trend.

5.2 Handelsflöden förändras inom Sverige samt även till och från Sverige

Höga årliga flöden från norra till södra Sverige är en fortsatt trend under hela analysperioden. De södergående flödena inom Sverige är på ungefär samma nivå fram till år 2026, då en tredje AC-förbindelse, Aurora Line mellan SE1 och Finland, tas i drift och elanvändningen i SE1 ökar. Flödet för snitt 1 förändras under analysperioden genom att det även förekommer norrgående veckomedelflöden från SE2 till SE1. Trenden förstärks under de sista analysåren och förklaras av att en kraftig utbyggnad av vindkraft sker i SE2 samtidigt som Aurora Line tas i drift och elanvändningen ökar i SE1.

Importen från Finland till SE3 varierar under analysperioden men är i slutet av perioden högre än i början. Andelen tid med export till Norge och Danmark varierar marginellt under den första delen av analysperioden för att sedan minska. Detta innebär att öst-västliga flödena finns kvar under hela analysperioden men är lägre i slutet.

Under analysperioden ökar handelsflödet till Polen och Litauen medan de minskar till Danmark och Tyskland.

5.3 Låg modellerad risk för effektbrist under analysperioden

Resultaten indikerar låg risk för effektbrist (lastfrånkoppling) under analysperioden, med en något högre risk år 2025. Både snitt 2 och snitt 4 är fullt utnyttjade under de perioder då effektbrist uppstår i modellen, och risken för effektbrist är störst för SE4. Analyserna visar att en upphandling av effektreserv efter 2025 sannolikt inte kan motiveras enligt elmarknadsförordningen, eftersom snittvärdet för effektbrist är lägre än i den föreslagna tillräcklighetsnormen. Samtidigt visar analysen att importbehovet under ansträngda timmar ökar under analysperioden, samt att importmöjligheterna kan vara begränsade.

5.4 Känslighetsanalyser förstärker trender

Med kortare ledtider för nätutbyggnad kan elanvändningen i norra Sverige öka snabbare. Det innebär att industrins elanvändning kan öka med cirka 5 TWh i SE1 år 2026 jämfört med huvudscenariot. Det resulterar i att det södergående flödet genom Sverige minskar och även att export till Finland (SE1-FI) sker i lägre utsträckning jämfört med i huvudscenariot. Möjligheten till en ökad elanvändning i

SE1 förstärker också mönstret med ännu mer flöde från SE2 till SE1 under vår och sommar.

Den minskade handelskapaciteten från NO1 till SE3 har en mindre påverkan på det nordiska kraftsystemet än tidigare år på grund av de öst-västliga flödena från SE3 till NO1. Om det finns behov av att byta bränslestav i Oskarshamn 3 före kommande revision visar känslighetsanalysen att det skulle behövas mer import, och importen från NO1 hade då varit högre utan minskad handelskapacitet. Utan Oskarshamn 3 påvisas en ökad effektbrist i jämförelse med huvudscenariot.

För att minska marknadspåverkan från de anpassade handelskapaciteterna som följd av de öst-västliga flödena är det möjligt att införa en summaallokering. Att införa summaallokering innebär en ökad export från SE3 till både Danmark och Norge. På så sätt kan alltså tillgänglig driftsäker kapacitet nyttjas så effektivt som möjligt fram till att den nya nordiska kapacitetsberäkningsmetoden genomförs.

Referenslista

- Energiföretagen, årlig statistik Sverige, Energiåret - årsstatistik - Energiföretagen Sverige (energiforetagen.se)
- Energimyndigheten 2021, Kortsiktsprognos i siffror sommar 2021
- Energimyndigheten, Produktion (nettoproduktion) av förnybar el per kraftslag fr.o.m. 1990, TWh. PxWeb (energimyndigheten.se)
- Energiavirasto 2019, Energiavirasto hankkii 611 MW tehoreservikapasiteettias
- Energiavirasto 2021, Tehoreservilaki on uudistumassa
- ENTSO-E, figur 1, <https://www.nordpoolspot.com/globalassets/download-center/tso/max-ntc.pdf>
- ENTSO-E, TYNDP2020 Scenario Report TYNDP 2020, Introduction and Highlights — ENTSG & ENTSO-E (entsos-tyndp2020-scenarios.eu)
- Montel, forwardpriser och historiska priser, <https://www.montelnews.com/en/>
- NVE 2021, Svært anstrengte kraftsituasjoner
- Energinet, årlig statistik i Danmark, Electricity Balance - Dataset - ENERGI DATA SERVICE
- EUR-lex, Kommissionens förordning (EU) nr 543/2013 av den 14 juni 2013 om inlämnande och offentliggörande av uppgifter på elmarknaderna och om ändring av bilaga I till Europaparlamentets och rådets förordning (EG) nr 714/2009
- EUR-lex, Kommissionens förordning (EU) 2015/1222 av den 24 juli 2015 om fastställande av riktlinjer för kapacitetstilldelning och hantering av överbelastning)
- EUR-lex, Kommissionens förordning (EU) 2017/2195 av den 23 november 2017 om fastställande av riktlinjer för balanshållning avseende el
- EUR-lex, Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943 av den 5 juni 2019 om den inre marknaden för el (Text av betydelse för EES.)
- Nord Pool, Historiska priser, Historical Market Data | Nord Pool (nordpoolgroup.com)
- Nordic Unavailability Collection System (NUCS), Dashboard | Nordic Unavailability Collection System (nucs.net)
- Regeringen 2019, Regerings proposition 2019/20:65 En samlad politik för klimatet- klimatpolitisk handlingsplan.
- Regeringen 2021, Beslut om utökad mellanlagring av använt kärnbränsle

Riksdagen 2021, Förordning (2007:1119) med instruktion för Affärsverket svenska kraftnät

Statistics Finland, årlig statistik Finland, PxWeb - Select table (stat.fi)

Statistik sentralbyrå, årlig statistik för Norge Elektrisitet - årlig - SSB

Statnett 2021, Tiltak i driften gir bedre kapasitet mellom Norge og Sverige

Statnett 2021, Behov for balansert utveksling med Sverige

Svebio 2020, Biokraft i Sverige 2020

Svenska kraftnät 2021, Kraftbalansrapporten på den svenska elmarknaden, rapport 2021

Svenska kraftnät 2021, En statusuppdatering om läget i kraftsystemet, Systemutvecklingsplan 2022–2031

Svenska kraftnät 2021, Långsiktig marknadsanalys 2021, Scenarier för elsystemets utveckling fram till 2050

TVO, Olkiluoto 3,
<https://www.tvo.fi/en/index/production/plantunits/ol3.html>

Bilaga 1: Ett kraftsystem utan återstart av fyra reaktorer från 2024

Regeringen tog den 27 januari 2022 beslut om tillåtlighetsprövning enligt 17 kapitlet i miljöbalken av anläggningar i ett sammanhängande system för slutförvaring av använt kärnbränsle⁵⁸. Det innebär att processen fortsätter med att mark- och miljödomstolen ska besluta om tillstånd och villkor. Därefter kommer Strålsäkerhetsmyndigheten att granska och godkänna det fortsatta arbetet i en stegvis prövning. När regeringen den 26 augusti 2021 tog beslut om att tillåta en utökning av mellanlagret för använt kärnbränsle aviserade de att beslut om slutförvar planerades till den 27 januari 2022. Kärnkraftsägarna signalerade i UMM att i det fall besked om slutförvar dröjde, såg de en risk relaterat till återstart av Forsmark 2 efter revision 2024 och Forsmark 3⁵⁹, Ringhals 3 samt Ringhals 4 efter revisioner 2025⁶⁰.

Till följd av osäkerheten om återstart har en känslighetsanalys genomförts för att analysera vad det skulle kunna innebära om fortsatt drift i de angivna reaktorerna inte kan garanteras, och inga andra åtgärder vidtas. Följande reaktorer antas inte återstarta:

- > Forsmark 2 (F2) från vecka 19, 2024.
- > Forsmark 3 (F3) från vecka 18, 2025.
- > Ringhals 3 (R3) från vecka 21, år 2025
- > Ringhals 4 (R4) från vecka 32, år 2025.

Minskad kärnkraftsproduktion har även påverkan på de driftsäkra kapaciteter som Svenska kraftnät kan tilldela för handel. Med hänsyn tagen till spänningsstabilitet på ett intakt nät har lägre handelskapacitet över snitt 2 och 4 antagits för år 2025 och 2026. Den maximala handelskapaciteten i snitt 2 har i analyserna satts till 7 100 MW år 2025 respektive 6 700 MW år 2026, och i snitt 4 till 5 800 MW år 2026. I analysen antas även att ny reaktiv effektkompensering före år 2025 tas i drift, vilket bidrar till att handelskapaciteten till marknaden kan sättas högre. Sedan finns det alltid i driftskedet andra aspekter som behöver beaktas för en samlad bedömning. Det är mycket sannolikt att flera mer restriktiva begränsningar för driftsäker

⁵⁸ Regeringsbeslut 2022-01-27, M2018/00217, M2017/02796, M2021/00969

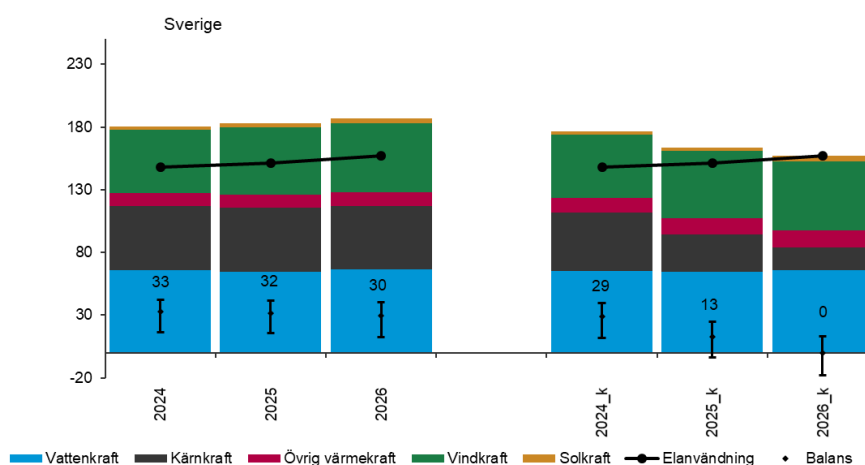
⁵⁹ Nord Pool - REMIT UMM (nordpoolgroup.com)

⁶⁰ Nord Pool - REMIT UMM (nordpoolgroup.com)

handelskapacitet behövs till exempel på grund av termiska överlastar eller lokalt låga spänningar som kan uppkomma till följd av aktuella driftsituationer. Till exempel har i känslighetsanalysen för Oskarshamn 3 antagits mer restriktiva begränsningar och den motsvarar också en mer samlad bedömning i närtid, se avsnitt 4.3 *Behov av att byta bränslestav i Oskarshamn 3*. Det är därför viktigt att ha med sig att denna känslighetsanalys dels bygger på antaganden om kapacitetsbegränsningar enbart till följd av spänningsstabilitet, dels att inga åtgärder vidtagits samtidigt för att hantera ett sådant bortfall av kärnkraft.

Elenergibalans, priser och flöden

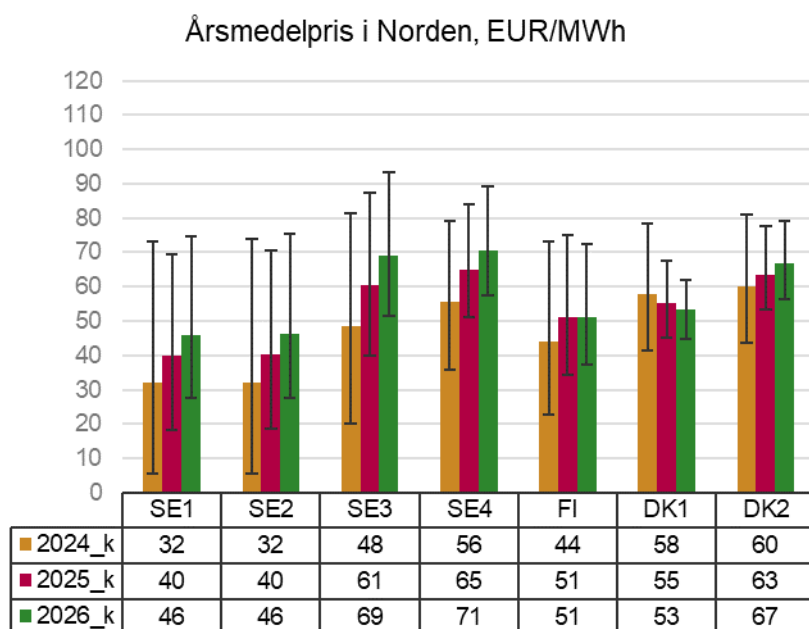
I Figur 41 visas elenergibalansen i Sverige år 2024–2026 med resultat från huvudscenariot och med antagandet att F2, F3, R3 och R4 inte återstartar efter revisionsperioder år 2024 och 2025. Som förväntat visar resultaten i Figur 41 att elenergibalansen i Sverige försämras med mindre kärnkraft i Sverige. År 2026 är årsenergibalansen i Sverige noll vilket kan jämföras med 30 TWh i huvudscenariot.



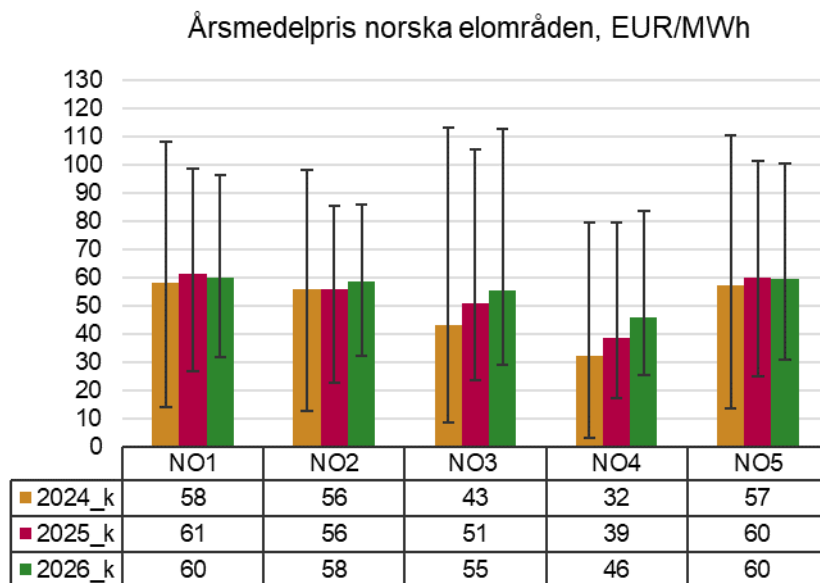
Figur 41 Produktion, elanvändning och resulterande energibalans (TWh) i Sverige i huvudscenariot och utan Forsmark 2 efter revision 2024, samt Forsmark 3, Ringhals 3 och Ringhals 4 efter revision 2025, för åren 2024–2026. De svarta klammarna visar inom vilket spann årsenergibalansen ligger med hänsyn till de 35 väderår som använts i simuleringen. Källa: Svenska kraftnät.

I Figur 42 och Figur 43 visas årsmedelpris för år 2024–2026 utan F2 efter revision 2024, samt F3, R3 och R4 efter revision 2025. I Figur 10 och Figur 11 visas årsmedelpriser i huvudscenariot. Utan återstart av F2, F3, R3 och R4 påvisas skillnader i årsmedelpris i alla de nordiska elområdena, och samma trend med högst priser 2026. År 2026 uppstår en ökning med minst 10

EUR/MWh i alla områden utom DK1 och ökningen blir störst i SE3 följt av SE4 där priset är 30 respektive 22 EUR/MWh högre utan återstart av kärnkraft.

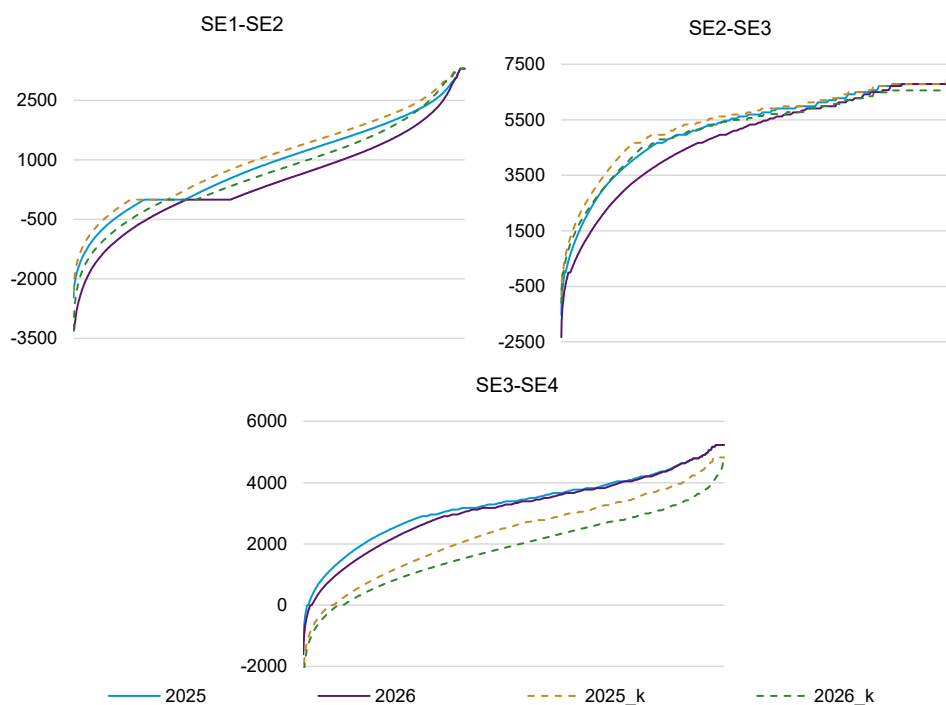


Figur 42 Årsmedelpris i elområden i Sverige, Finland och Danmark 2024–2026 utan återstart av Forsmark 2 efter revision 2024, samt Forsmark 3, Ringhals 3 och Ringhals 4 efter revision 2025. Klammarna visar spannet mellan det väderår som ger högst årsmedelpris och det väderår som ger lägst årsmedelpris. Källa: Svenska kraftnät.



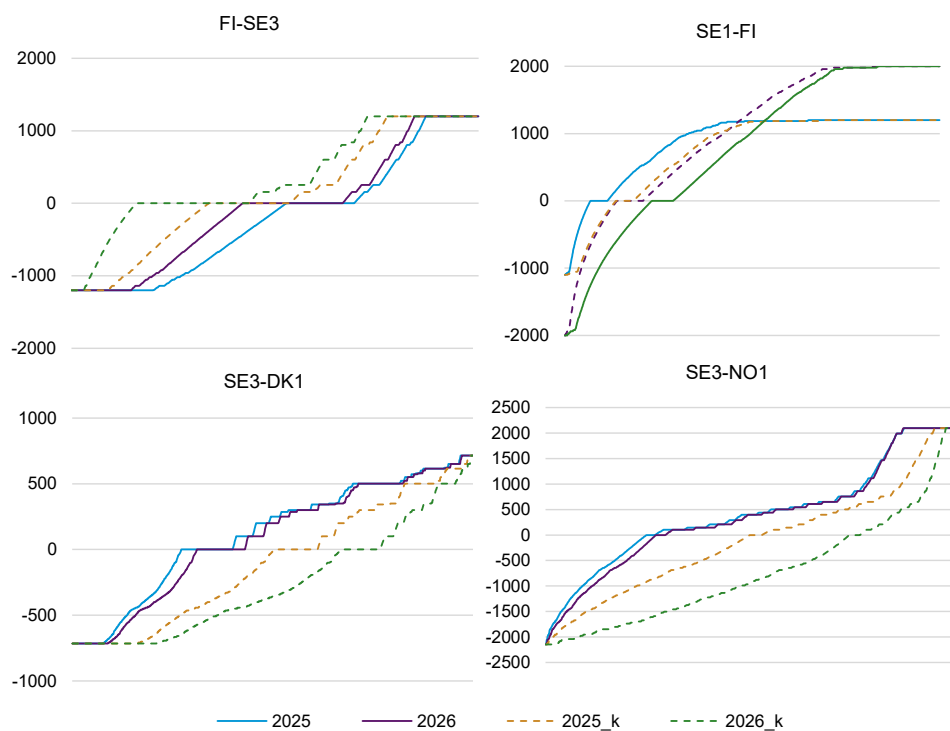
Figur 43 Årsmedelpris i elområden i Norge 2024–2026 utan återstart av Forsmark 2 efter revision 2024, samt Forsmark 3, Ringhals 3 och Ringhals 4 efter revision 2025. Klamrarna visar spannet mellan det väderår som ger högst årsmedelpris och det väderår som ger lägst årsmedelpris. Källa: Svenska kraftnät.

I Figur 44 visas varaktighet av handelsflöden på Sveriges interna snitt 2025 och 2026, för huvudscenariot och utan återstart av F2, F3, R3 och R4 efter revisioner. Utan återstart av kärnkraft från 2024 ökar andelen tid med södergående flöde mellan SE1-SE2 och SE2-SE3, men ger som väntat större andel norrgående flöden för SE3-SE4.

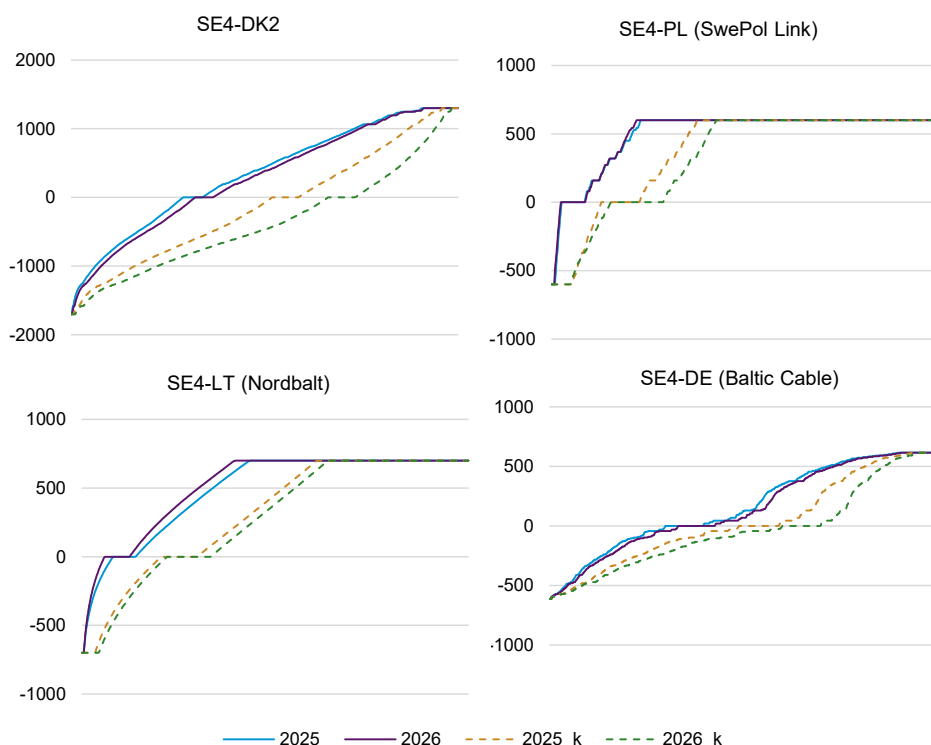


Figur 44 Varaktighet av handelsflöden på Sveriges interna snitt för huvudscenario och utan återstart av Forsmark 2 efter revision 2024, samt Forsmark 3, Ringhals 3 och Ringhals 4 efter revision 2025. Källa: Svenska kraftnät.

Importflödet från Finland både via Fenno-Skan och i norr till SE1 ökar när de fyra reaktorerna inte återstartas. Andelen tid med import från både NO1 och DK1 till SE3 blir nästan dubbelt så stor när den installerade kapaciteten i området minskar så betydligt på så kort tid. Trenden med ett ökat öst-västligt flöde genom SE3 bryts eftersom importen också ökar från Norge, se Figur 45. Även andelen tid med import till SE4 från alla utlandsförbindelser ökar, se Figur 46.



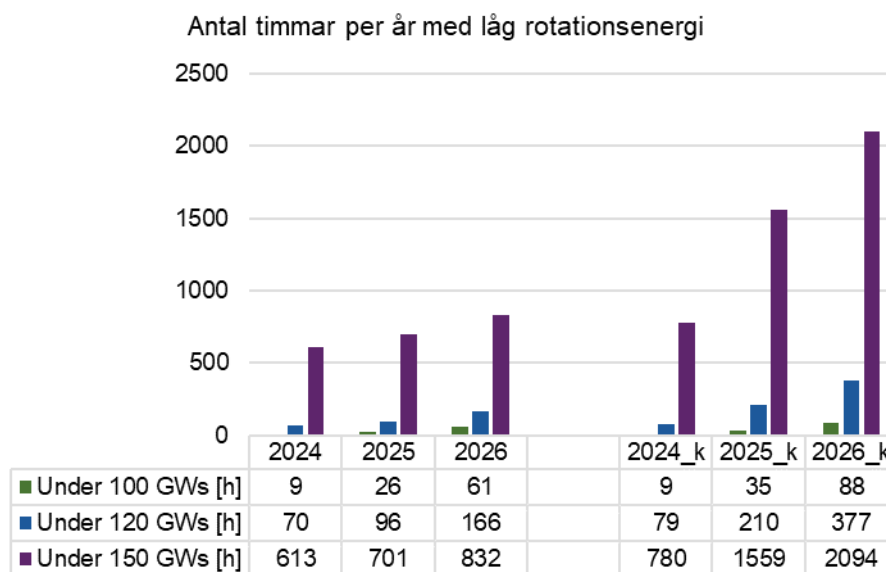
Figur 45 Varaktighet på handelsförbindelser från SE3 samt SE1-FI, 2025 och 2026 för huvudscenario och utan återstart av Forsmark 2 efter revision 2024, samt Forsmark 3, Ringhals 3 och Ringhals 4 efter revision 2025. Källa: Svenska kraftnät.



Figur 46 Varaktighet på handelsförbindelserna från SE4 till Danmark, Polen, Litauen och Tyskland, 2025 och 2026 för huvudscenariot och utan återstart av Forsmark 2 efter revision 2024, samt Forsmark 3, Ringhals 3 och Ringhals 4 efter revision 2025. Källa: Svenska kraftnät.

Rotationsenergi

I Figur 47 visas hur stor del av året som har en uppskattad rotationsenergi under gränserna 100, 120 och 150 GWs (gigawatt-sekunder) för 2024–2026 i det nordiska synkronområdet för huvudscenariot och utan återstart av F2 år 2024 samt F3, R3 och R4 2025. Som förväntat ökar andelen tid med lägre rotationsenergi i systemet när synkronkraft tas bort. År 2026 när alla fyra reaktorerna antas vara ur drift hela året är det också störst skillnad i jämförelse med huvudscenariot. En knapp fjärdedel av årets timmar är rotationsenergin under 150 GWs, vilket innebär att det blir vanligt att den avhjälpanne åtgärden snabb frekvensreserv (FFR) behöver upphandlas. Även antalet timmar under 120 GWs, den föreslagna gränsen för frekvenshållningsreserver vid normaldrift (FCR-N), och under 100 GWs, vilket är en kritiskt låg nivå, ökar.



Figur 47 Andel tid med låg rotationsenergi 2024–2026 i det nordiska synkronområdet för huvudscenariot och utan återstart av Forsmark 2 efter revision 2024, samt Forsmark 3, Ringhals 3 och Ringhals 4 efter revision 2025. Källa: Svenska kraftnät.

Effekttillräcklighet

Ett kraftsystem utan att kärnkraften återstartar efter revision ökar risken för effektbrist kraftigt för 2025 och framåt, se Tabell 13. Analysen är baserad på antagandet att ingen produktion eller annan åtgärd ersätter den nedlagda kärnkraften. Forsmark 2 skulle stänga redan 2024, dock vecka 19, då vinterperioden redan är över. Detta kan förklara att ingen märkbar ökning i risk för effektbrist ses för år 2024. För 2026 är problemen mycket stora, och effektbrist uppstår då även i norra Sverige (LOLE är då 3,9 timmar per år i både SE1 och SE2). LOLE för SE3 är jämförbar med LOLE för SE4 i denna känslighetsanalys. Notera att det finns risk för att LOLE kan bli ännu högre eftersom handelskapaciteterna kan behöva minskas mer än vad som antagits i denna känslighetsanalys.

Tabell 13. Genomsnittlig simulerad effektbrist för Sverige vid tidigare stängd kärnkraft. LOLE anger då effektbrist uppstår i något svenskt elområde. EENS anger summan av EENS för alla svenska elområden. Källa: Svenska kraftnät.

	2024_k	2025_k	2026_k
LOLE (h/år)	<0,1	2,83	20,60
EENS (MWh/år)	<20	1 330	13 100

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

SVENSKA KRAFTNÄT
Box 1200
172 24 Sundbyberg
Sturegatan 1

Tel: 010-475 80 00
Fax: 010-475 89 50
www.svk.se

