
En sammanfattning av Kortsiktig marknadsanalys 2020

Simulering och analys av kraftsystemet 2021–2025



Viktigt att komma ihåg!

- > Vi vill betona att resultat som presenteras i KMA2020 bygger på den information som finns tillgänglig och att utvecklingen framöver påverkas av politiska, tekniska och ekonomiska faktorer.
- > Prisnivåer och flöden i prognosen är i hög grad beroende av prisnivåerna på bränslen och utsläppsrätter vars utveckling är väldigt osäker och starkt förknippad med den politiska utvecklingen.
- > Produktion och elanvändning påverkas i stor utsträckning av väderförhållanden och avvikelser från medelutfallet bör därför ses som regel snarare än undantag.
- > Svenska kraftnät vill få inspel på hur scenario- och analysarbetet kan utvecklas och förbättras. Mejla gärna synpunkter/idéer/förslag till scenario@svk.se.

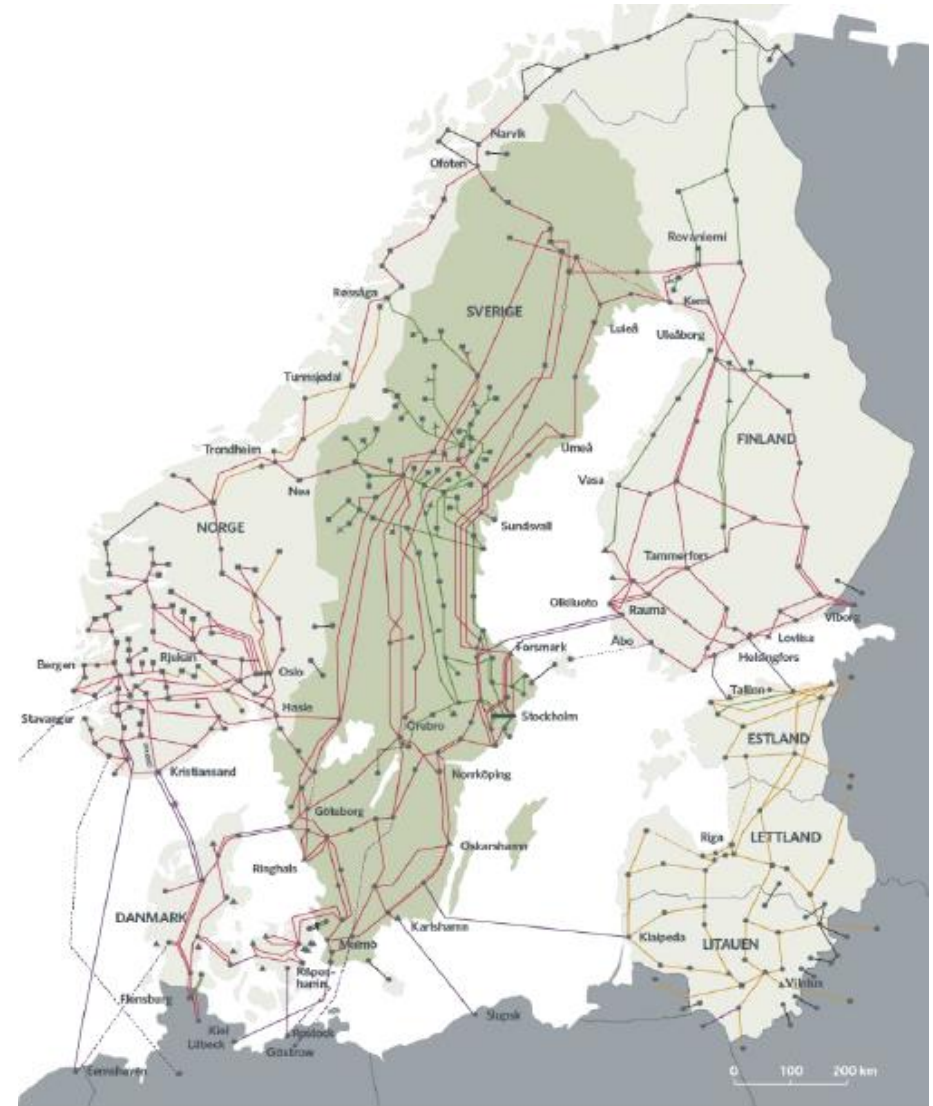


Innehåll

- > Inledning
 - > Bakgrund och syfte
 - > Metod och indata
- > Simuleringsresultat 2021-2025
 - > Energibalans, elanvändning, produktion, priser och handelsflöden
 - > Överföringsbehov
 - > Effekttillräcklighet
 - > Systemstabilitet och balansering
 - > Andel förnybar elproduktion
 - > Stödtjänster och driftsäkerhet

Bakgrund och syfte

- > Svenska kraftnät ansvarar för att elöverföringssystemet är säkert, miljöanpassat och kostnadseffektivt – i dag och i framtiden.
- > Vi övervakar och styr kraftsystemet dygnet runt och bygger ut transmissionsnätet för att möta samhällets behov av el.
- > I KMA 2020 analyseras de kommande fem åren 2021–2025.
- > Genom att göra simuleringar av hur utvecklingen påverkar kraftsystemet skapar vi förutsättningar att agera proaktivt.
- > Rapporten för KMA 2020 finns [här](#)



Våra elmarknadsmodeller



- > Elmarknadsmodellerna BID3 och EMPS används för simulering av Nordeuropas kraftsystem.
- > Produktion och elanvändning påverkas i stor utsträckning av väderförhållanden. Därför används 35 historiska väderår för att fånga variationer i utfallet med avseende på tillrinning, vindförhållanden, solinstrålning och temperatur.
- > Varje analysår (2021–2025) simuleras för samtliga 35 väderår med timupplösning.

Vattenkraft

Installerad kapacitet vattenkraft i Norden¹ antas ligga konstant under analysperioden.

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 ett fåtal miljöåtgärder kommer att genomföras fram till 2025 och därför antas vattenkraften ha samma förutsättningar som i dag under analysperioden.

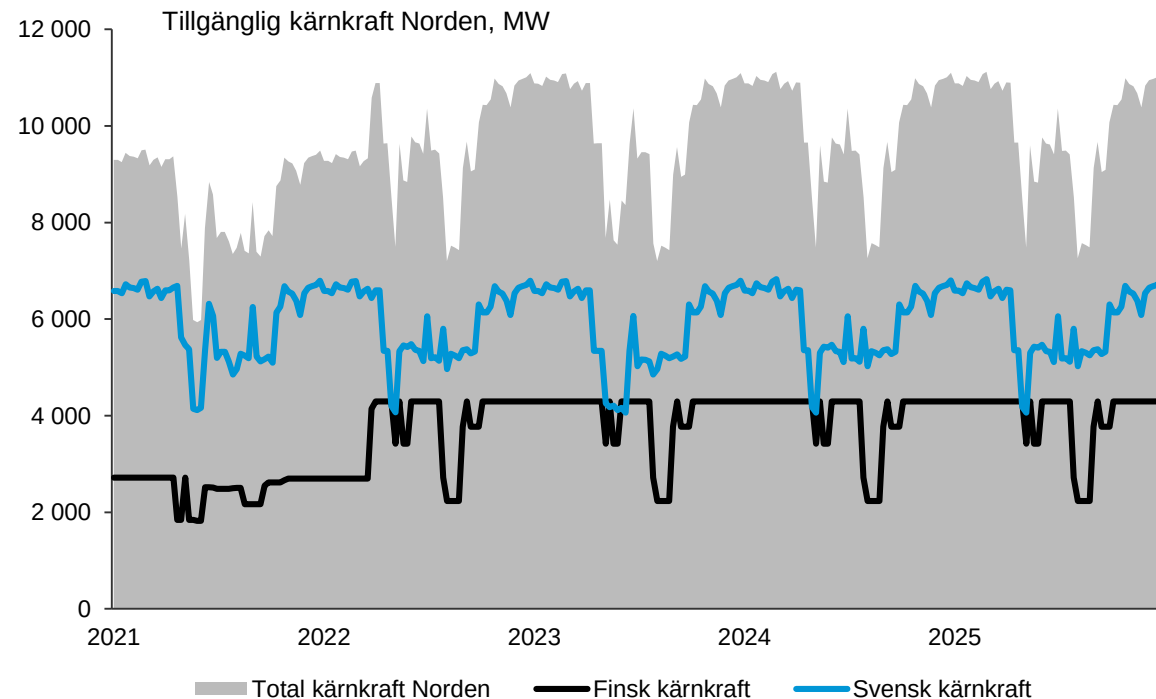


¹Med detta avses i denna rapport enbart Sverige, Norge, Danmark och Finland.

Kärnkraft

Revisionsperioder samt aviserade avvecklings- och drifttagningsdatum för reaktorerna är inkluderade utifrån publicerade marknadsmeddelanden på Nord Pool hämtade i början av juli 2020.

I Sverige avvecklades Ringhals 1 vid årsskiftet 2020/2021. Finlands nya femte reaktor, Olkiluoto 3, antas uppnå full produktion i mars 2022.



Källa: Svenska kraftnät och UMM

	2021	2022	2023	2024	2025
Sverige					
Kapacitet [MW]	6 871	6 871	6 871	6 871	6 871
<i>Forsmark 1</i>	988	988	988	988	988
<i>Forsmark 2</i>	1118	1118	1118	1118	1118
<i>Forsmark 3</i>	1172	1172	1172	1172	1172
<i>Ringhals 3</i>	1063	1063	1063	1063	1063
<i>Ringhals 4</i>	1130	1130	1130	1130	1130
<i>Oskarshamn 3</i>	1400	1400	1400	1400	1400
Tillgänglighet	86 %	86 %	83 %	84 %	84 %
Produktion [TWh]	55,0	54,9	53,8	55,0	55,0
Finland					
Kapacitet [MW]	2 784	4 384	4 384	4 384	4 384
<i>Olkiluoto 1</i>	880	880	880	880	880
<i>Olkiluoto 2</i>	890	890	890	890	890
<i>Olkiluoto 3</i>	0	1 600	1 600	1 600	1 600
<i>Loviisa 1</i>	507	507	507	507	507
<i>Loviisa 2</i>	507	507	507	507	507
Tillgänglighet	91 %	91 %	91 %	90 %	90 %
Produktion [TWh]	22,2	35,0	34,8	34,6	34,5

Kraftvärme och kondenskraft

En viss nybyggnation av kraftvärme sker men denna vägs upp av nedläggning av vissa fossileldade kraftverk. 2025 antas Karshamnsverket och Heleneholmsverket läggas ned vilket minskar installerad effekt i SE4.

I Danmark sker en minskning i den termiska elproduktionen som beror på att fjärrvärme-producenterna succesivt förväntas byta ut kraftvärmens till ren värmeproduktion och att värmeunderlaget minskar då allt fler värmepumpar installeras.

Även i Finland antas kapaciteten kraftvärme och kondenskraft minska till följd av vikande värmeunderlag och stängning av äldre fossileldade verk.

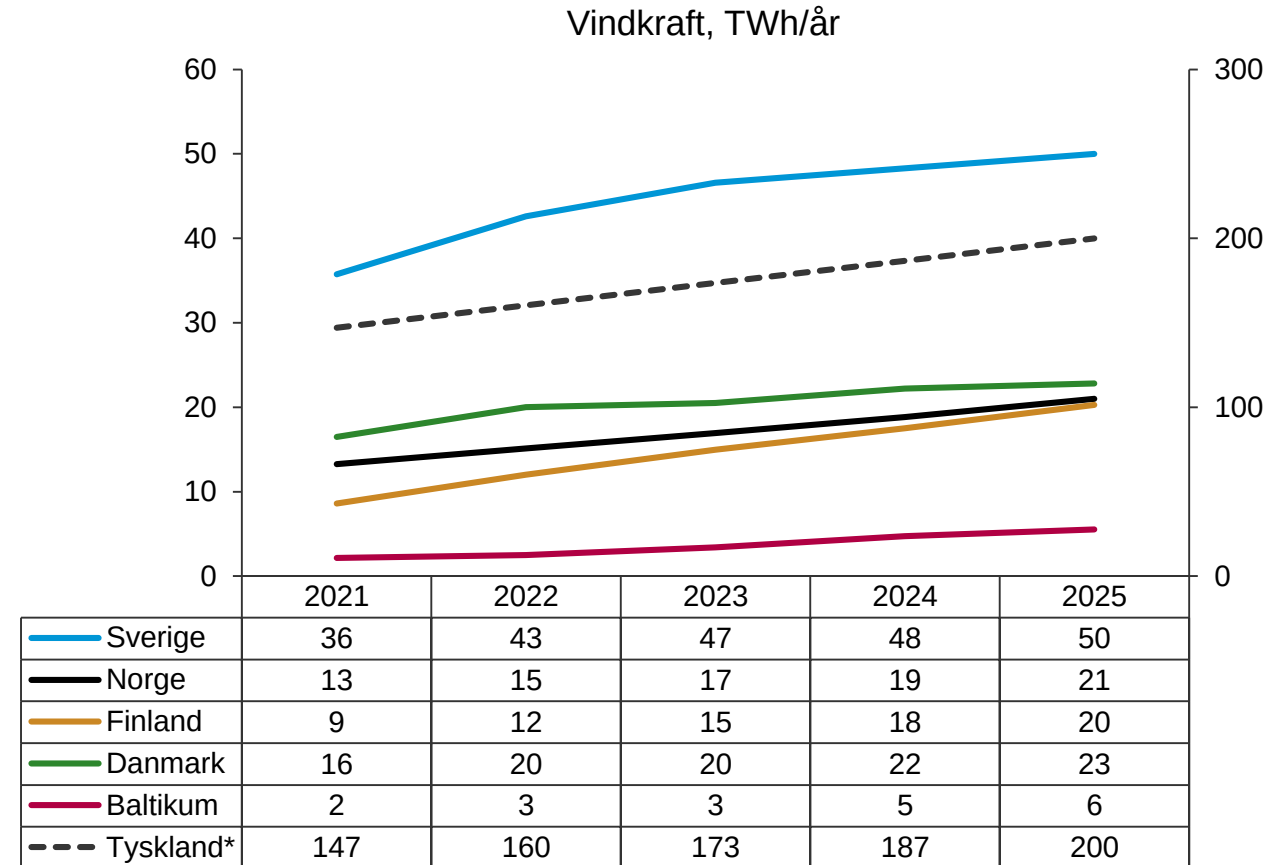
Kraftvärme och kondenskraft [MW]	2021	2022	2023	2024	2025
Sverige	5 660	5 660	5 700	5 730	4 960
SE1	290	290	290	290	290
SE2	760	760	760	760	760
SE3	3 100	3 100	3 140	3 160	3 160
SE4	1 510	1 510	1 510	1 510	750
Norge	610	610	610	610	610
Finland	5 960	5 790	5 330	5 150	5 050
Danmark	7 210	7 210	6 440	6 140	6 020
Baltikum	4 090	4 100	4 110	3 800	3 710

Installerad effekt kraftvärme och kondenskraft i Norden och Baltikum som antagits under den analysåren. Källa: De nordiska TSO:erna, Tidningen Bioenergi, UMM.

Vindkraft

Elproduktion från vindkraft förväntas öka kraftigt under analysperioden. Utbyggnaden i Sverige baseras på Svensk Vindenergis basscenario för utbyggnad av vindkraftskapacitet från kvartal 2, 2020. Antagen installerad effekt vindkraft är högre än i KMA2019.

Data för övriga länder har inhämtats från övriga TSO:er.



Antagen normalårsproduktion av vindkraft för de nordiska och baltiska länderna samt Tyskland. För Tyskland används skalan till höger.

Källa: Svensk vindenergi och de nordiska TSO:erna.

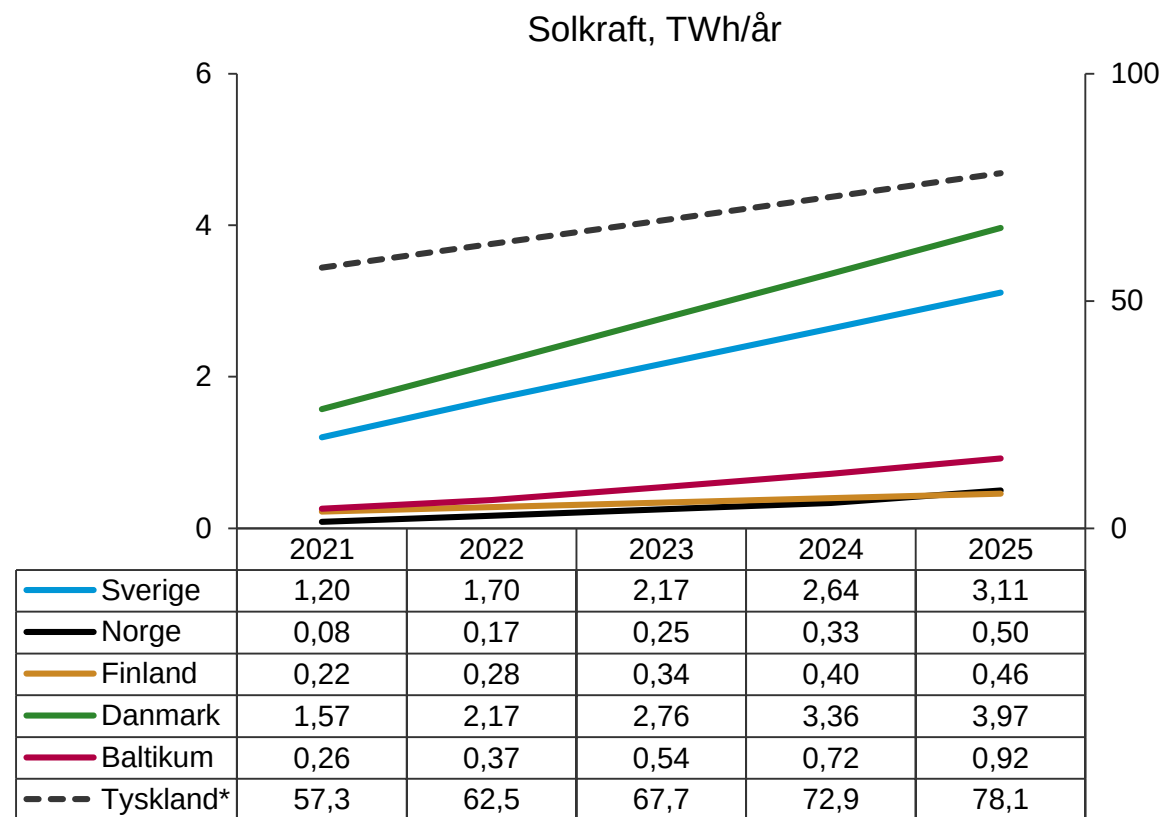
¹Norges vassdrags- og energidirektorat

²Solkraftproduktionen når ca.1,5 TWh produktion i Sverige 2024

Solkraft

Den svenska prognosen för utbyggnad av solkraft bygger på Energimyndighetens kortsiktsprognos (vinter 2020) fram till 2022 och en extrapolering för övriga år. Data för övriga länder har inhämtats från övriga TSO:er.

Solkraft har spelat en mindre roll i det nordiska kraftsystemet men kommer på sikt att få en mer framträdande roll.

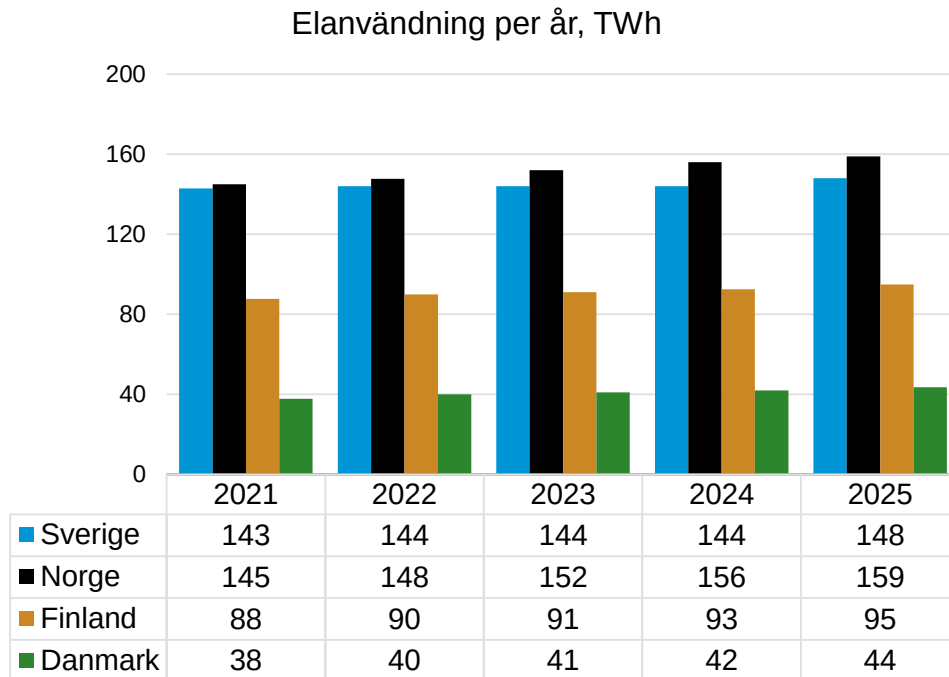


Årsproduktion av solkraft i Norden, Baltikum och Tyskland. För Tyskland används skalan till höger.

Källa: Energimyndigheten, övriga TSO:er

Elanvändning

Elanvändningen i de nordiska länderna förväntas öka under analysperioden, bl.a. på grund av elektrifiering av transport- och industrisektor. Prognosen för Sverige bygger på Energimyndighetens korttidsprognos (vinter 2020) fram till 2022 och därefter en linjär utveckling till Svenska kraftnäts antagande för 2030.



Källa: Energimyndigheten, de övriga nordiska TSO:erna.

Överföringskapacitet: Sverige

För SE2-SE3 har en höjning av överföringskapaciteten från 7 300 MW till 8 100 MW mellan SE2 och SE3 antagits för år 2024 i och med investeringarna inom programmet NordSyd.

Likströmsförbindelsen SydVästlänken, som medför ökad handelskapacitet över Snitt 4 mellan elområde SE3 och SE4, har försenats i omgångar. Drifftagningen av SydVästlänken flyttades i november 2020 fram till 31 mars 2021.

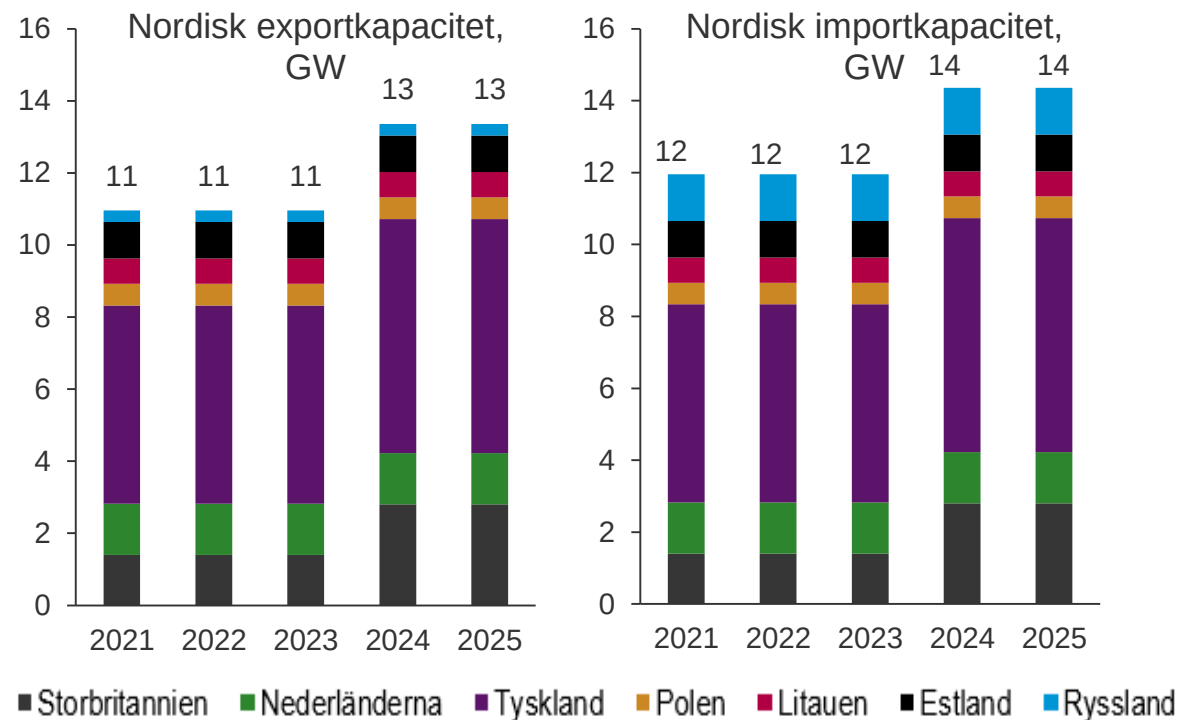
Ledningarna Ekhyddan-Nybro och Nybro-Hemsjö skulle medföra ökad handelskapacitet över Snitt 4 och planerade att tas i drift 2023. I och med att Svenska kraftnät i september 2019 fick avslag på koncessionsansökan för ledningarna råder dock osäkerhet när dessa kan vara i drift. Därför har effekten av ledningarna inte tagits med för analysperioden i KMA2020.



Överföringskapacitet: Norden till övriga Europa

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

- > Nord Link som planeras vara i full drift mars 2021 och ger 1 400 MW kapacitet mellan NO2 och Tyskland
- > North Sea Link mellan NO2 och Storbritannien med en kapacitet på 1 400 MW med planerad drifttagning 2021
- > Viking Link som planeras att tas i drift 2024 (1 400 MW mellan DK1 och Storbritannien)
- > Ökad AC-kapacitet mellan DK1 och Tyskland i två steg till 2 500 MW år 2021 och 3 500 MW år 2024.



Total överföringskapacitet mellan Norden och övriga Europa inkl. Ryssland.

Källa: Svenska kraftnät

Pris på utsläppsrätter och bränsle

Priser på bränslen och priset på utsläppsrätter är svåra att prognosticera och är starkt förknippade med den politiska utvecklingen. Samtidigt är påverkan på elpriserna stor och antagandena utgör en betydande osäkerhetsfaktor i simuleringsresultatet.

Pris på utsläppsrätter av koldioxid samt pris för kol, gas och olja baseras på forwardpriser på den finansiella marknaden hämtade i maj 2020 (Montel). För brunkol (lignit) och oljeskiffer har antaganden från TYNDP2020 använts.

EUR/MWh	2021	2022	2023	2024	2025
CO ₂	21	22	22	22	23
Kol	8	9	10	10	10
Tungolja	33	35	36	38	39
Lättolja	40	42	44	46	47
Naturgas	14	15	16	17	18
Brunkol (lignit)	4	4	4	4	4
Oljeskiffer	8	8	8	8	8

Antagna priser på utsläppsrätter och bränslepriser.
Källa: Montel, TYNDP2020.



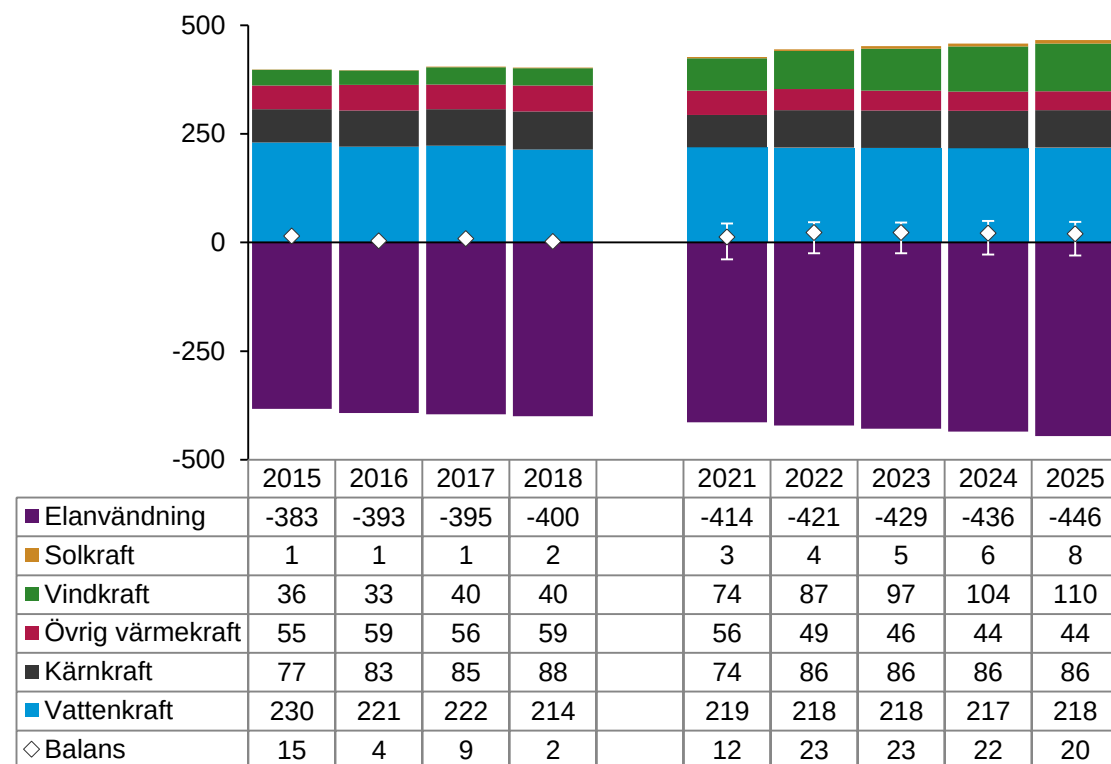
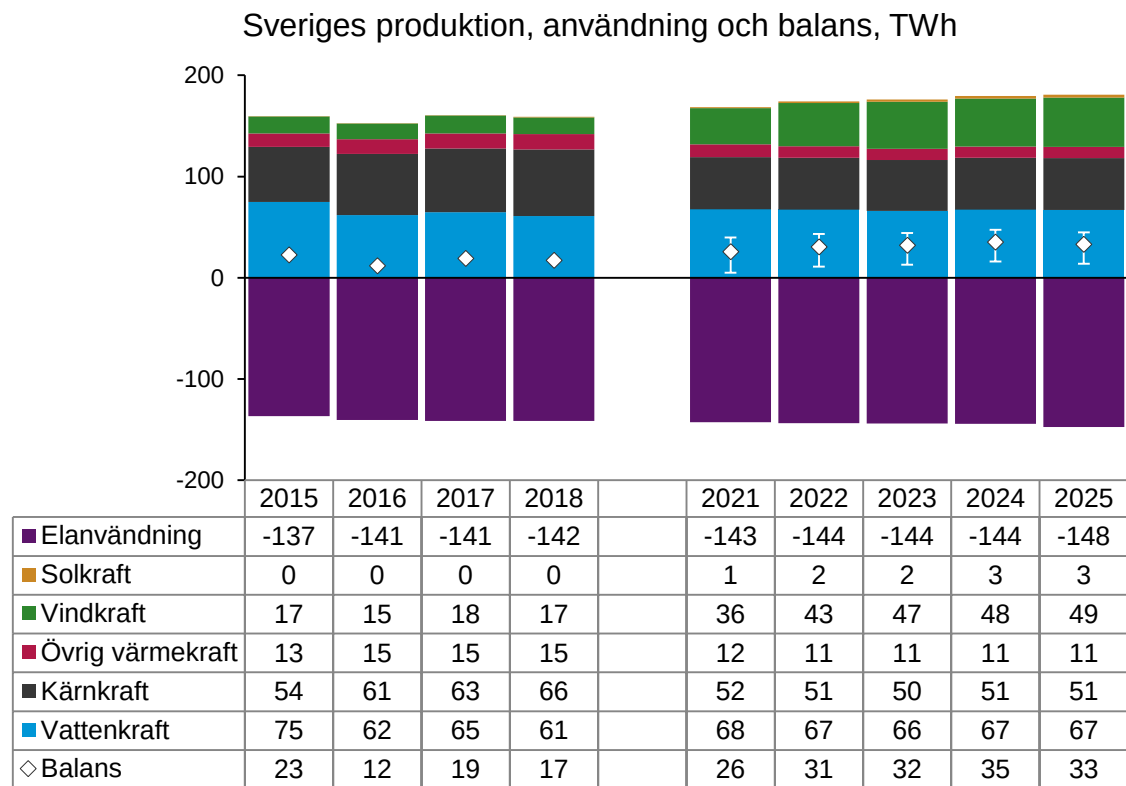
Simuleringsresultat

Produktion, användning och balans

Nedan visas simulerade medelvärden för produktion uppdelad per kraftslag, användning samt den resulterande elbalansen för Sverige och totalt för Norden. De vita klamrarna beskriver spannet med hänsyn till de 35 väderåren som använts i simuleringen. Även historiskt utfall (ej normalårskorrigerat) för åren 2015–2018 presenteras.

Sveriges energibalans är positiv och vi är nettoexportörer under hela analysperioden. Norden är generellt nettoexportör men för vissa väderår är den nordiska balansen negativ. Den ökade elanvändningen möts till stor del av utbyggnaden av vindkraft.

Nordens produktion, användning och balans, TWh

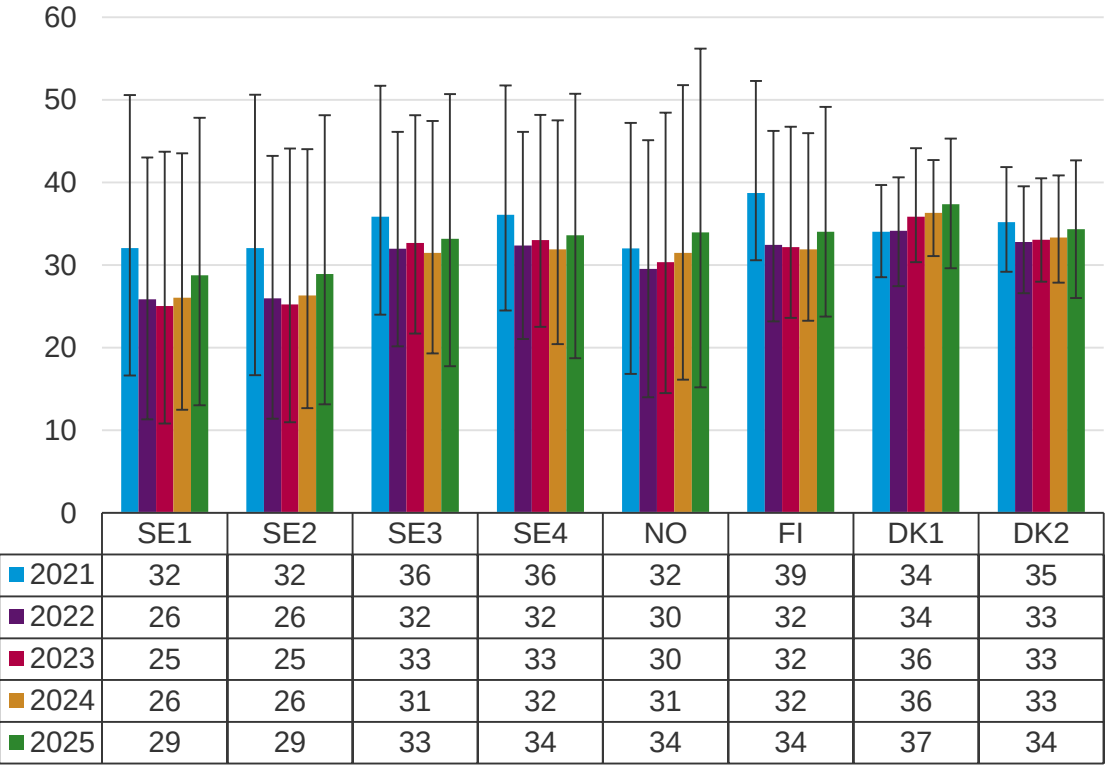


Elpris

Nedan visas simulerat årsmedelpris under analysperioden för de nordiska elområdena samt de länder som är direkt kopplade till det nordiska systemet. Klamrarna visar utfallsrummet för årsmedelpriset för de 35 simulerade väderåren.

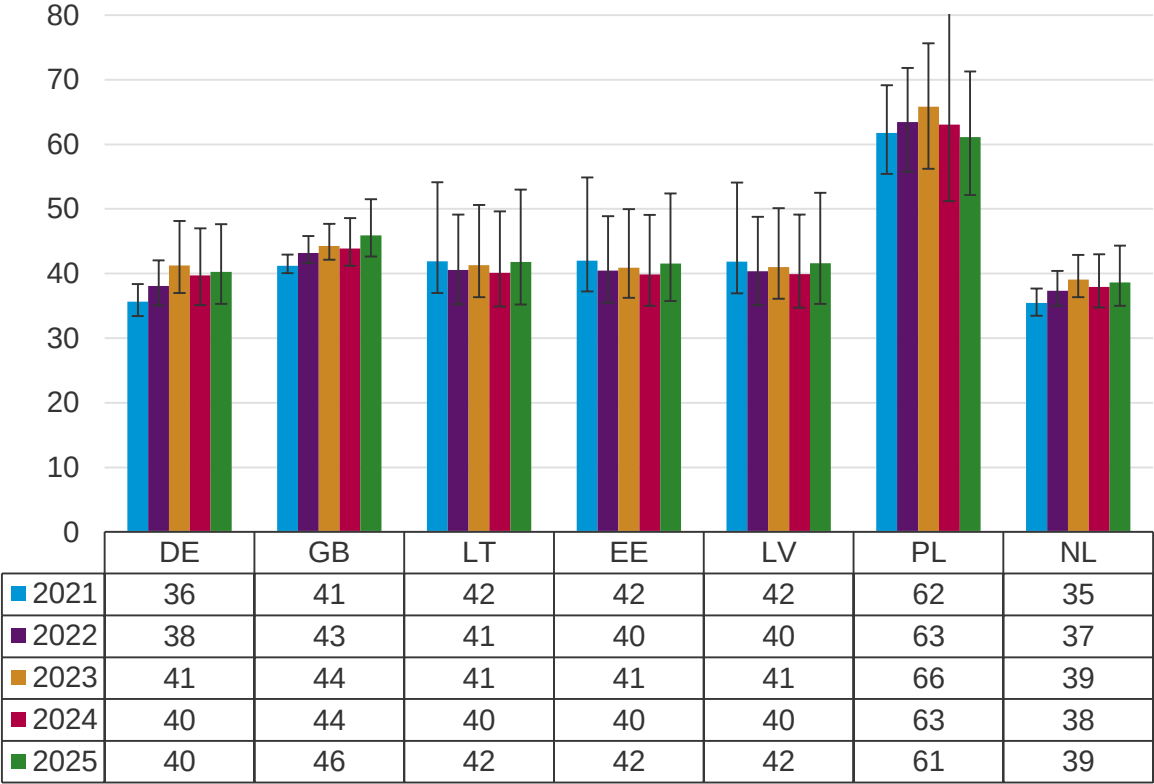
I årets KMA är årsmedelpriset lägre i alla nordiska elområden 2021-2025 jämfört med tidigare KMA, trots att elanvändningen antas vara högre. Det kan förklaras av lägre bränslepriser och att vindkraften ökar.

Årsmedelpris i Norden, EUR/MWh



Källa: Svenska kraftnät.

Årsmedelpris utanför Norden, EUR/MWh

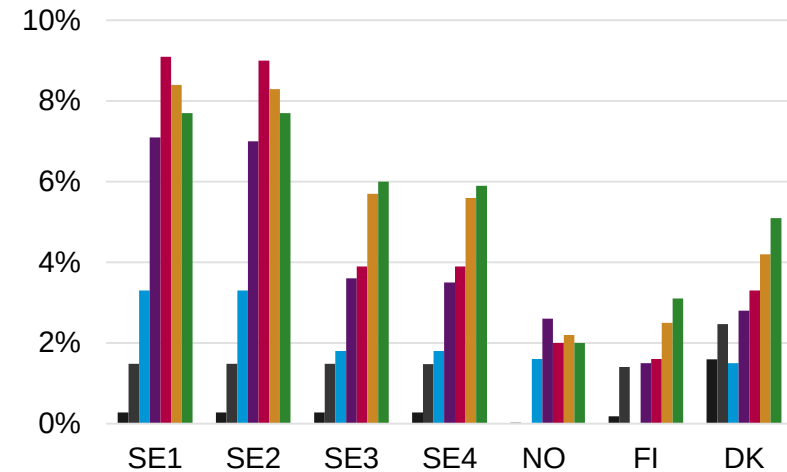


Andel tid med låga och höga priser

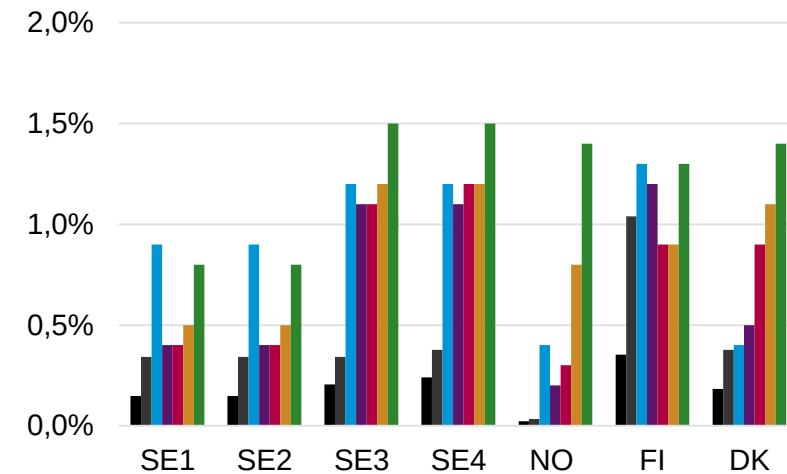
Antalet timmar med både lågt och högt elpris ökar. Nollpriser uppstår omkring två procent av tiden i SE1 och SE2 men inte i några andra elområden. Perioderna med högt elpris i Norden blir mer frekventa. Det är mest tydligt i Norge och Danmark. I Sverige och Finland minskar först andelen tid med högt elpris mellan 2017 och 2022 (då Olkiluoto 3 tas i drift) för att öka igen mot slutet på analysperioden, särskilt i södra Sverige.

Att antalet timmar med både lågt och högt elpris ökar är en konsekvens av större andel variabel produktion och mindre andel planerbar kraft. Starkare sammankoppling med kontinenten och Storbritannien kan även bidra till tidvis höga timpriser i Norden.

Andel tid med priser under 5 €/MWh, %



Andel tid med priser över 80 €/MWh, %



■ 2017 ■ 2019 ■ 2021 ■ 2022 ■ 2023 ■ 2024 ■ 2025

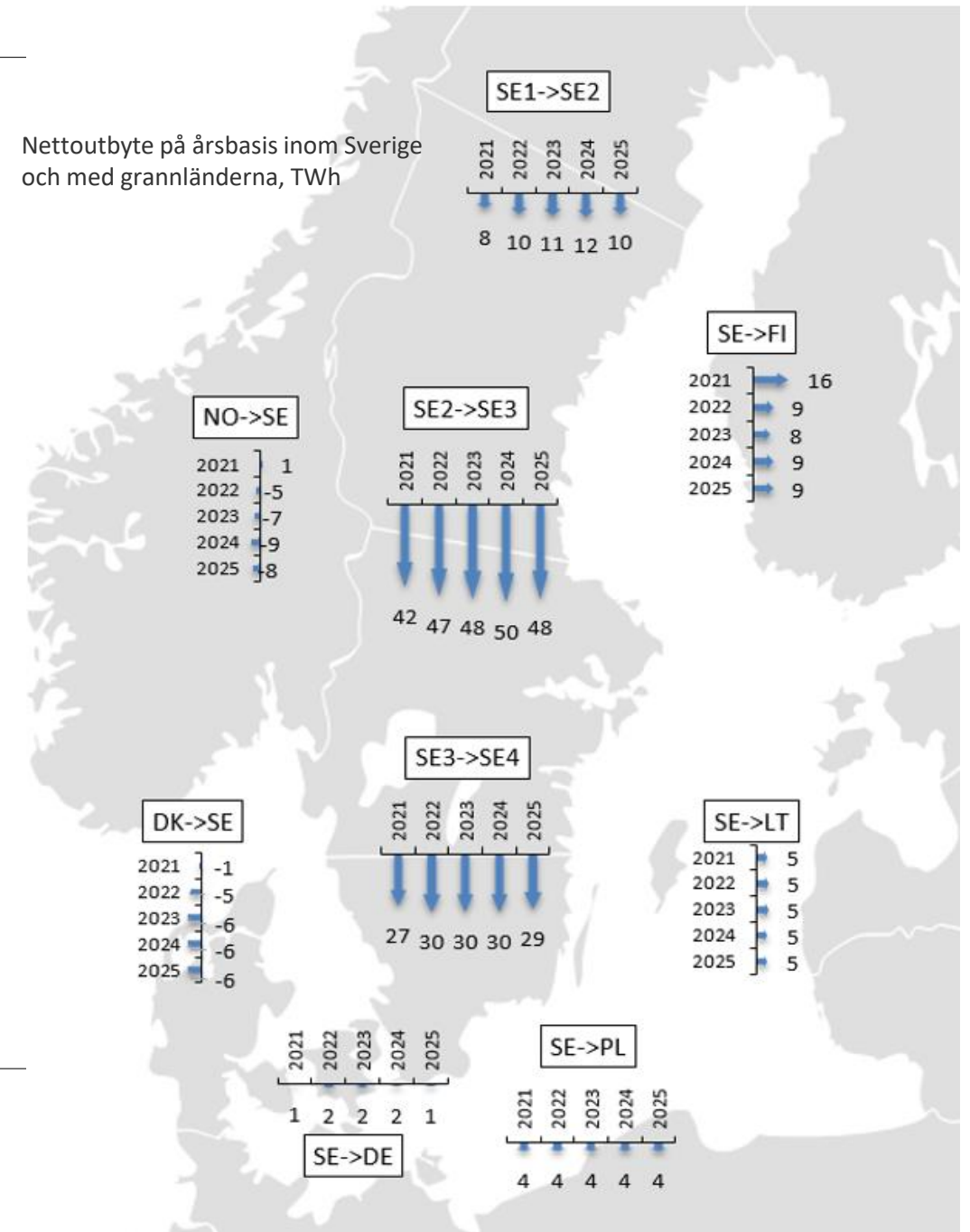
Källa: Svenska kraftnät, Nord Pool för historisk data.

Handelsflöden

De södergående flödena inom Sverige ökar överlag fram till 2024. Det ökande flödet förklaras bl.a. av stigande vindkraftsproduktion i norra Sverige och Norge, att överföringskapaciteten för svenska snitt ökar och att nya förbindelser tas i drift mellan Danmark och Norge mot kontinenten och Storbritannien. År 2025 minskar flödet något på grund av ökad industriell elanvändning i norra Sverige.

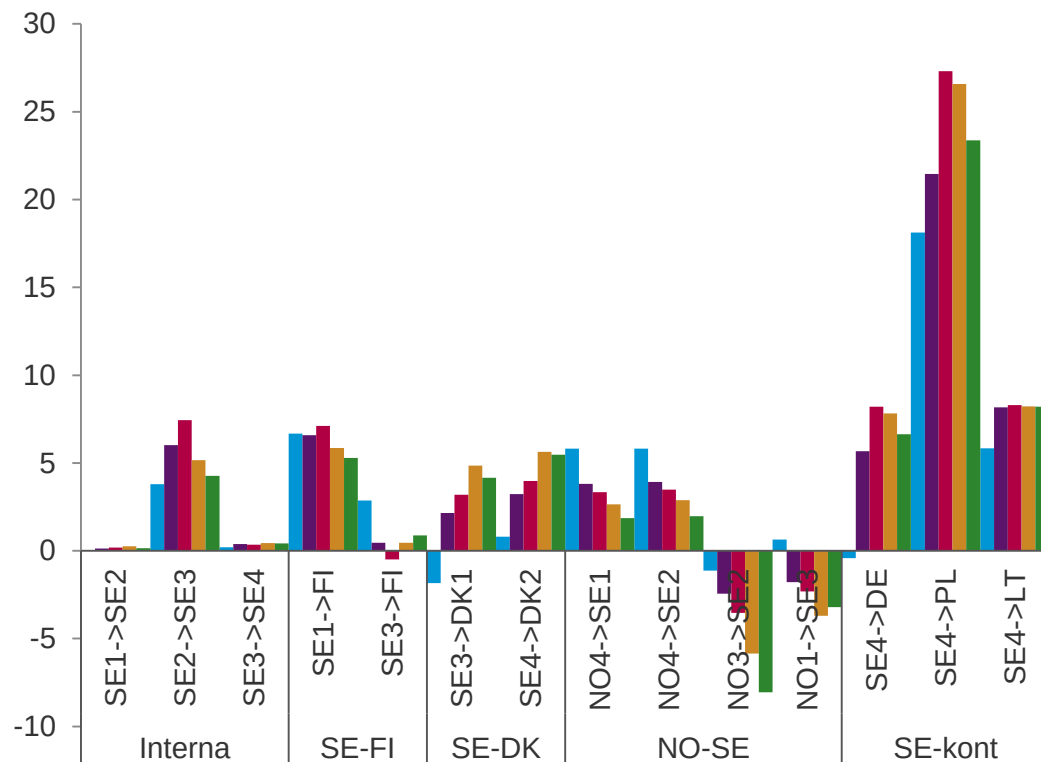
När Olkiluoto 3 tas i drift 2022 får det två tydliga konsekvenser: Exporten minskar kraftigt från Sverige till Finland och överföringskapaciteten mellan norra Sverige till Finland minskar. Det leder också till att Sverige oftare importerar från Finland. De nya förbindelserna från Norge till Storbritannien och Tyskland leder också till mer öst-västliga flöden från Sverige till Norge.

Nettoutbyte på årsbasis inom Sverige och med grannländerna, TWh



Skillnader i elpris

Prisskillnader årsmedelpris, EUR/MWh



Prisskillnad över svenska snitt och utlandsförbindelser.

Källa: Svenska kraftnät.

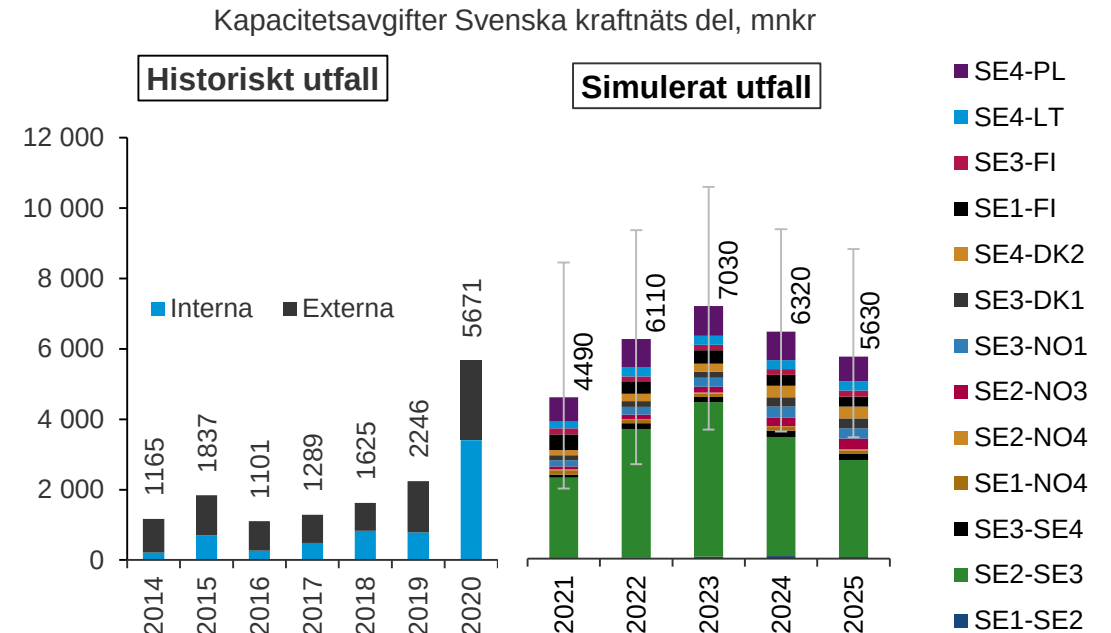
Inom Sverige är det i första hand snitt 2 som utgör en flaskhals. Trenden med ökande prisskillnad på snitt 2 bryts 2024 då kapaciteten på snittet ökar, men skillnaden är ändå fortsatt på en hög nivå.

Prisskillnaden mellan Sverige och andra länder är i analysen störst till Polen, följt av Litauen, Tyskland, norra Norge och norra Finland. För att öka överföringskapaciteten till norra Finland planeras en tredje AC-ledning. Denna tas i drift 2025/2026.

Ett fortsatt stort inflöde av kapacitetsavgifter

Inflödet av kapacitetsavgifter har ökat de senaste fem åren med nya rekordnivåer både 2019 och 2020. Milt, nederbördsrikt och blåsigt väder, framförallt i början av 2020, pressade elpriserna. Även om medelpriset på el generellt varit ovanligt lågt har prisskillnaderna mellan elområden varit stora, vilket lett till höga inflöden av kapacitetsavgifter.

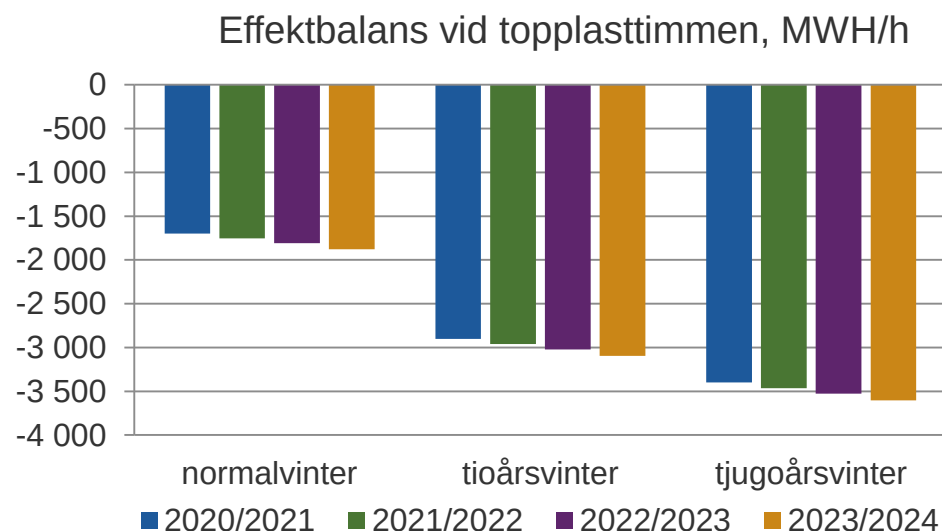
Kapacitetsavgifterna fortsätter att öka fram till år 2023. Det beror till stor del på ökande kapacitetsavgifter över snitt 2. De bakomliggande orsakerna är relativt stora prisskillnader och ökat handelsflöde mellan SE2 och SE3. Analysen av kapacitetsavgifter visar att snitt 2 är en tydlig flaskhals i det svenska transmissionsnätet vilket understryker vikten av framdrift i NordSyd-programmet.



Historiska kapacitetsavgifter för åren 2014–2019, och för år 2020 fram till v. 44 samt simulerade kapacitetsavgifter för analysåren. Klamrarna visar utfallsrummet för det väderår (av 35 stycken väderår) med högst respektive lägst inflöde av kapacitetsavgifter. Källa: Svenska kraftnät.

Importbehovet vid ansträngda vintertimmar ökar

Den statiska metoden beskriver den nationella balansen mellan förbrukning och produktion för timmen med högst förbrukning, möjliga handelsflöden mot utlandet beaktas inte. Resultat visar att det finns ett importbehov vid timmen med högst förbrukning och trenden är att behovet ökar under analysperioden. Det är en stor skillnad inom landet då norra Sverige har ett stort effektöverskott och södra Sverige har ett tydligt underskott.



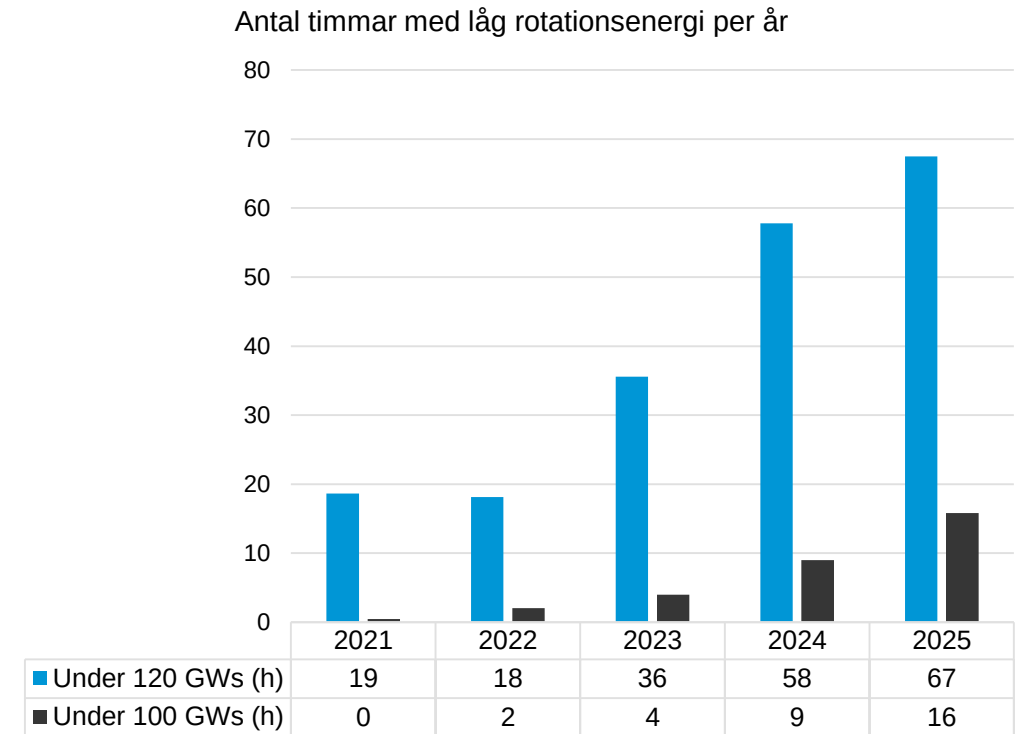
Den probabilistiska metoden simulerar hela det europeiska elsystemet med import och export mellan elområden och med hänsyn tagen till sannolikheten för avbrott på produktion och överföringsförbindelser. Det innebär att risken för effektbrist utvärderas, snarare än importbehovet.

Resultat indikerar relativt låg risk för kritisk effektbrist (i princip lastfrånkoppling), en risk som inte ökar under analysperioden. Men samtidigt visas att det kan uppstå tillfällen när effekten (trots import) inte räcker till i Sverige, en situation som i praktiken aldrig har inträffat tidigare. All effektbrist uppstår i södra Sverige, när snitt 2 är fullt utnyttjad. Det förväntas förekomma lika ofta i båda elområdena SE3 och SE4.

Källa: Svenska kraftnät.

Systemstabilitet och balansering – Rotationsenergi

- > Låg rotationsenergi kan göra systemet svårare att balansera och mer känsligt för störningar.
- > Tillfällena med låg rotationsenergi blir vanligare under analysperioden. Det är sannolikt i huvudsak en konsekvens av större andel vindkraft som minskar andelen synkron produktion. 120 GWs är föreslagen stabilitetsgräns för framtida krav för reserverna FCR-N och används därför som referens.
- > När Olkiluoto 3 antas tas i drift i mars 2022 bidrar den med ökad rotationsenergi men tillfällena med låg rotationsenergi blir ändå fler.
- > Sedan sommaren 2020 finns en marknad för snabba reserver (FFR, Fast Frequency Reserve) med mål att kunna hantera ett system med lägre rotationsenergi utan att nedreglera kärnkraft.



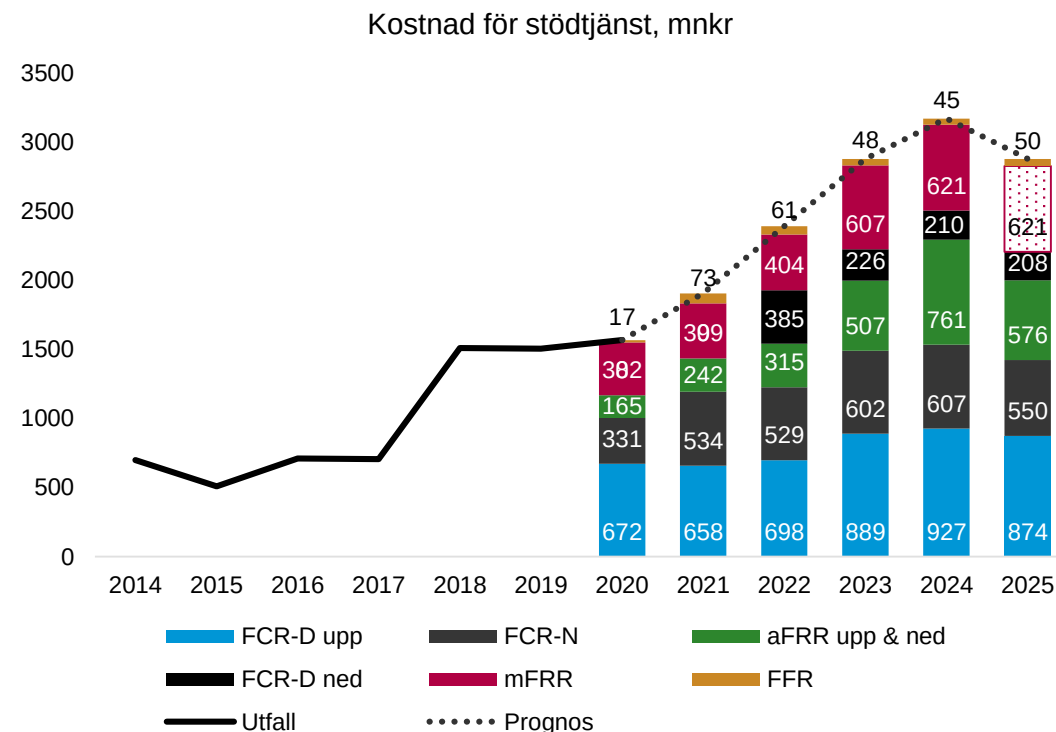
Källa: Svenska kraftnät

Systemstabilitet och balansering – Kostnader för stödtjänster

Historiskt och i dag tillgodoses merparten av de automatiska stödtjänsterna primärt från vattenkraft. Svenska kraftnät får även bud och ser ett ökat intresse bland andra teknologier än vattenkraft, om än i fortsatt relativt liten skala.

Det är svårt att uppskatta kostnaderna för stödtjänster och flera stödtjänster kommer förändras under analysåren vilket ökar osäkerheten ytterligare. Kostnaden för merparten av stödtjänsterna har även en stark koppling till säsong och väder. Det innebär att stora skillnader kan förväntas i utfall jämfört med prognos då vädret varierar. Den uppskattade kostnaden bygger på förväntade elpriser¹.

Kostnadsuppskattningen bör ses som indikativ och vår bästa uppskattning givet tillgänglig information. I nuläget analyseras framtida behov av ytterligare tjänster, t.ex. för spänningsstabilitet. Dessa kostnader är ej framtagna och således ej inkluderade i förväntad kostnadsutveckling.



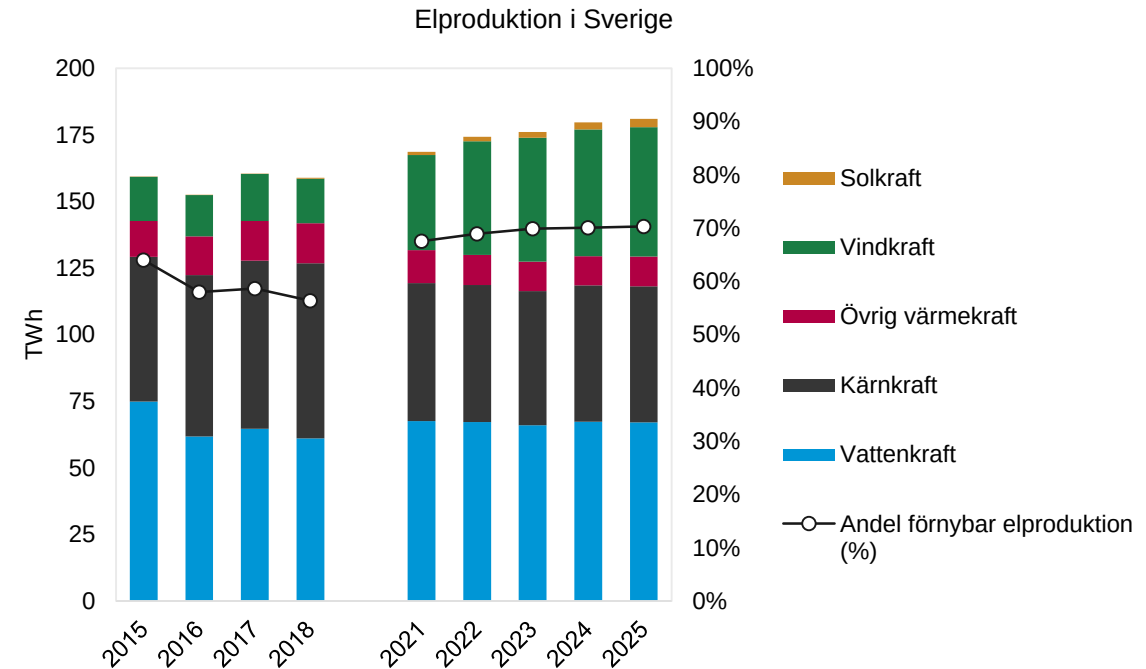
Historiskt och förväntad kostnadsutveckling för stödtjänster för åren 2014–2025. Notera att osäkerhet om utformningen av mFRR kapacitetsmarknad(er) i nuläget är stor, och därför antas kostnaden för år 2025 vara samma som för år 2024 (den prickade delen av stapeln 2025).

Källa: Svenska kraftnät.

¹De förväntade elpriserna är ej prognosticerade av Svenska kraftnät, utan baseras på rådande forwardpriser.

Andelen förnybar elproduktion ökar

Andelen förnybar elproduktion ökar under analysperioden från 68 till 70 procent. Det är en indikation på att Sverige går i rätt riktning för att uppnå de energipolitiska målen.



Källa: Statistik för elproduktion år 2015–2018 Energiföretagen för Sverige. Statistik för andel förnybar elproduktion i övrig värmekraft Energimyndigheten. Andel förnybar elproduktion för år 2021–2025 baseras på antagande om samma andel som år 2018. Övrig data från Svenska kraftnät.

Kostnaden för ett leverans- och driftsäkert kraftsystem ökar

Trenderna i KMA 2020 indikerar en större utmaning för att upprätthålla ett driftsäkert elöverföringssystem. Det är därför viktigt att planerade nätåtgärder för att öka överföringskapaciteterna realiserar och att regelverken för nätkoncession ses över så att de långa tillståndstiderna kan förkortas.

Låga elpriser kan innebära att liknande situationer som under sommaren 2020 kan uppstå igen. För att upprätthålla driftsäkerheten vid liknande situationer kan stödtjänster bli än viktigare. Låga elpriser kan även leda till bristande lönsamhet för planerbar produktion.

Enligt ett regeringsuppdrag ska Svenska kraftnät senast den 1 september 2021 redovisa arbetet med stödtjänster för att stabilisera kraftsystemet. Uppdraget innefattar också att föreslå nya ersättningsmodeller till aktörer, under förutsättning att det är samhällsekonomiskt lönsamt, och föreslå nödvändiga reglerändringar.

