



# Kortsiktig marknadsanalys 2019

Simulering och analys av kraftsystemet 2020–2024



SVENSKA  
KRAFTNÄT

---

# Viktigt att komma ihåg!

- > Prognosen som presenteras i denna sammanfattning är för allmänt informationssyfte och Svenska kraftnät lämnar inga utfästelser eller garantier för prognosens korrekthet. Många av antagandena baseras på externa informationskällor vars exakthet inte har verifierats och data kan komma att ändras.
- > 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 i regionen.
- > Slutligen är prisnivåer och flöden i det nordiska kraftsystemet helt beroende av rådande 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](mailto:scenario@svk.se).



# Innehåll

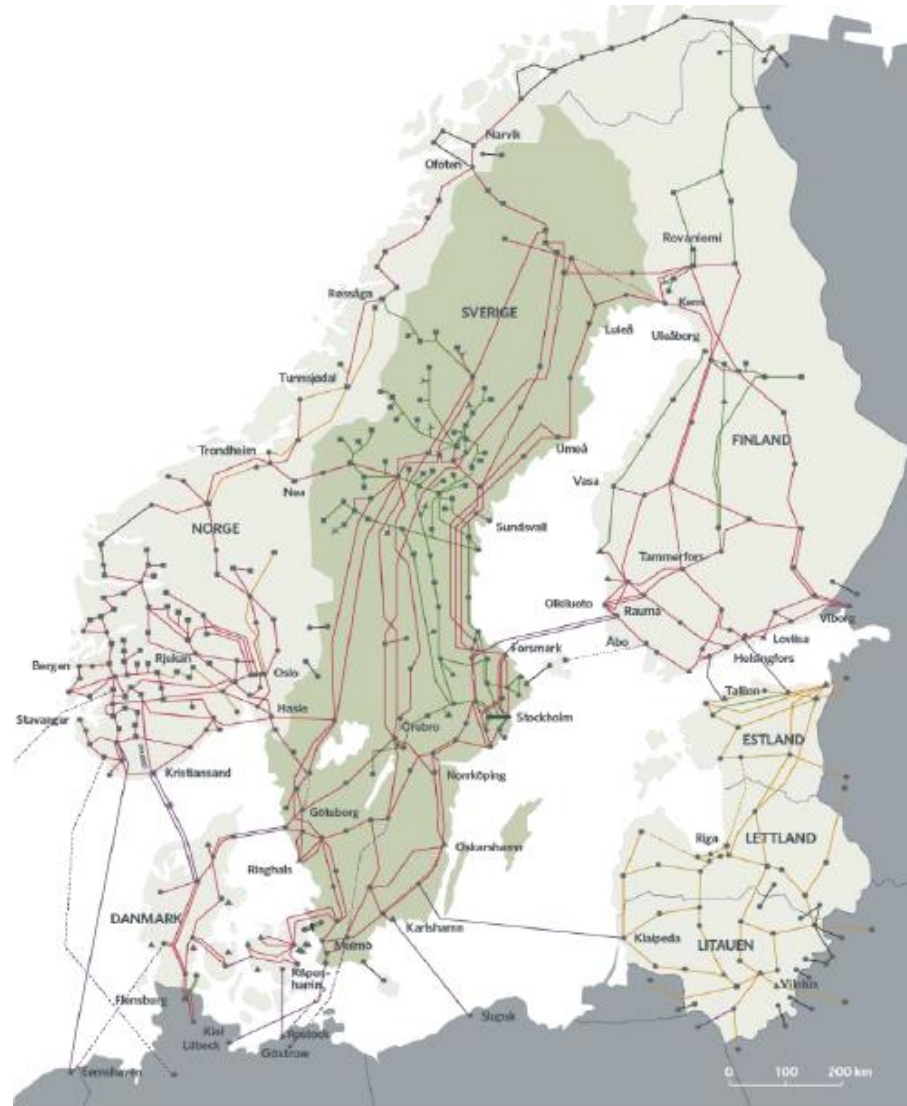
- > Inledning
  - > Bakgrund och syfte
  - > Simuleringar i elmarknadsmodeller
  - > Identifierade frågeställningar
- > Prognos 2020-2024
  - > Förändringar i KMA2019 jämfört med KMA2018
  - > Pris på bränslen och utsläppsrätter
  - > Prognos för elanvändning, olika kraftslag och överföringskapacitet
  - > Prognosutfall för elbalans, nettoutbyte, pris, prisskillnader och erhållet pris vindkraft
- > Kraftsystemet 2020-2024
  - > Överföringskapacitet
  - > Effekttillräcklighet
  - > Systemstabilitet och balansering
- > Viktigaste slutsatserna

# Bakgrund och syfte

Det nordiska kraftsystemet är inne i en fas som präglas av stora förändringar. Kraftsystemets utveckling beror till stor del på politiska och ekonomiska beslut och teknikskiften som kan förändras snabbt, medan implementeringen i kraftsystemet kan ta betydligt längre tid att genomföra. I Sverige har tre kärnkraftreaktorer avvecklats senaste åren och i slutet av 2020 stängs även Ringhals 1. I Finland planeras den kraftigt försenade reaktorn Olkiluoto 3 driftsättas och i både Norden och resterande Europa fortsätter utbyggnaden av väderberoende förnybar produktion. Under femårsperioden färdigställs tre stora likströmslänkar vilket kraftigt ökar Nordens marknadsintegration med övriga Europa.

Detta är slutrapporten för fjärde upplagan av den kortsiktiga marknadsanalysen, KMA, som är årligt återkommande på Svenska kraftnät. I KMA tas en prognos fram för kraftsystemets utveckling under kommande femårsperiod (2020-2024) från kända planer och beslut. Kraftsystemet simuleras i Svenska kraftnäts marknadsmodeller över elsystemet och resulterande produktion, förbrukning, handelsflöden och priser studeras tillsammans med analyser av överföringskapacitet, effekttillräcklighet, systemstabilitet och balansering.

Syftet med KMA är att analysera kraftsystemet år för år för den kommande femårsperioden med målet att ge ökade kunskaper och insikter som möjliggör ett arbetssätt där kommande utmaningar identifieras, analyseras och kommuniceras.



# Simuleringar i elmarknadsmodeller



Prognosen för femårsperioden har implementerats i Svenska kraftnäts elmarknadsmodeller BID och EMPS för simulering av Nordeuropas kraftsystem. Till EMPS-modellen av Norden kopplas även en modell över stamnätet och regionalnätet för att få fram resultat på lednings- och stationsnivå<sup>1</sup>.

Eftersom vädret har en stor påverkan på kraftsystemet används historiska väderår för att fånga variationer i utfallet med avseende på vindförhållanden, solinstrålning, nederbörd och temperatur. Varje framtida år simuleras med andra ord flera gånger med olika historiska väderförhållanden. I KMA2019 har historisk väderdata för åren 1982–2016 använts som ingångsvärden i modellerna. De närmaste årtiondena väntas större tillrinning och därmed en högre/förändrad energiproduktion i vattenkraftverken på grund av klimatförändringar. För att fånga denna utveckling har de historiska tillrinningsserierna justerats utifrån SMHI:s klimatmodeller.

Scenarierna har simulerats med timupplösning för de 35 väderåren vilket innebär att varje analysår genererar simuleringsresultat för 305 760 timmar.

<sup>1</sup>Resultat på lednings- och stationsnivå presenteras inte i KMA2019, men spelar en viktig roll i andra analyser på Svenska kraftnät, t.ex. vid nätinvesteringar, beräkning av nätförluster och årsmedelströmmar för att uppskatta magnetfält från ledningar.

# Identifierade frågeställningar



Utvecklingen under femårsperioden analyseras i KMA utifrån simuleringsresultatet över elproduktion, elanvändning, elbalans, handelsflöden och priser. Därutöver studeras några frågeställningar närmare. I KMA2019 har följande aspekter analyserats:

## **Överföringskapacitet**

Vart finns ett behov eller en nytta med ökad överföringskapacitet och vart finns flaskhalsar i nätet? Studeras genom:

- > Elmarknadsnyttan för en marginell ökning av snittkapaciteten
- > Prognos för utvecklingen av kapacitetsavgifter

## **Effekttillräcklighet**

Hur utvecklas marginalerna för den svenska kraftbalansen och förmågan att förse landet med tillräckligt med effekt under ansträngda situationer? Studeras genom:

- > Statisk metod
- > Probabilistisk metod

## **Systemstabilitet och balansering**

Hur påverkas systemstabiliteten och möjligheterna att balansera systemet?

Studeras genom:

- > Uppskattning av rotationsenergi
- > Prisvolatilitet
- > Rampning på HVDC-länkar



# Prognos 2020-2024

KMA utgår från kända planer och prognoser och syftet är att kartlägga vilka konsekvenser utvecklingen kan få för det nordiska kraftsystemet. Syftet med analysen är att öka Svenska kraftnäts möjligheter att arbeta proaktivt och säkerställa ett kostnadseffektivt, driftsäkert och miljöanpassat transmissionsnät.

Prognosdata till KMA2019 inhämtas från bland annat Energimyndigheten, Svensk Vindenergi, marknadsmeddelanden (UMM) och Bioenergis biokraftkarta. Utvecklingen för övriga länder i Norden och Baltikum baseras i vissa fall på marknadsmeddelanden men är i många fall framskrivningar av den historiska utvecklingen eller skattningar utifrån ENTSO-E:s<sup>1</sup> scenarier för TYNDP<sup>2</sup>. Prognosen för pris på utsläppsrätter av koldioxid samt pris för kol, gas och olja har baserats på forwardpriser på den finansiella marknaden och nivåer i TYNDP-scenarier.

<sup>1</sup>ENTSO-E: European Network of Transmission System Operators for Electricity, samlar 43 systemoperatörer från 36 länder.

<sup>2</sup>TYNDP: Ten-Year Network Development Plan eller den europeiska nätutvecklingsplanen. Inom TYNDP framarbetas gemensamma europeiska scenarier i syfte att identifiera de samhällsekonomiskt mest effektiva investeringarna för att möta EU:s olika mål inom försörjningstrygghet, leveranssäkerhet, öppna marknader och klimat.

# Förändringar i KMA2019 jämfört med KMA2018

Uppdatering av prognosen för KMA2019 har i stort utförts under våren 2019<sup>1</sup>. Mellan prognosuppdateringarna arbetar dock Svenska kraftnät kontinuerligt med förbättring av modelleringen och indata. De mest relevanta förändringarna sedan KMA2018 presenteras i punktlistan nedan:

- > Driftsättning av Finlands nya kärnkraftsreaktor Olkiluoto 3 planeras i årets KMA till mars 2021, i KMA2018 var driftsättning planerad till maj 2019.
- > Jämfört med KMA2018 har vindkraftsproduktion framförallt i norra Sverige och mellersta Norge (NO3) ökats kraftigt baserat på nya prognoser. Vindkraftsproduktionen 2023 är sammanlagt för Sverige och Norge ca. 10 TWh större i KMA2019 jämfört med KMA2018.
- > Den etappvisa kapacitetsökning mellan SE2 och SE3 som i KMA2018 antogs från 2021 till 2023 har senarelagts. I KMA2018 antogs kapaciteten för Snitt 2 öka till 7 800 MW från 2021 och till 8 100 MW från 2023. I KMA2019 antas ökningen ske från 7 300 MW till 8 100 MW först 2024.
- > Idrifftagning av Sydvästlänken har i modellen senarelagts från 2019 till 2021 (planerad idrifftagning är oktober 2020<sup>2</sup>). SydVästlänken antas i KMA2019 medföra en ökning på 800 MW handelskapacitet över Snitt 4 jämfört med 1 200 MW i KMA2018.
- > Ökningen av överföringskapacitet över Snitt 4 med 600 MW från 2023 som antogs i KMA2018 har exkluderats i KMA2019 med anledning av avslaget på koncessionsansökan för ledningsprojekten mellan Ekhyddan–Nybro–Hemsjö. För att påbörja byggnation av ledningarna krävs att koncession vunnit lagakraft och när ett slutligt besked är att vänta är i nuläget oklart. Preliminärt drifftagningsår uppskattas till 2025.
- > Den nya förbindelsen VikingLink mellan DK1 och Storbritannien på 1 400 MW har försenats och är i KMA2019 med från 2024 istället för 2023 i KMA2018.
- > I KMA2019 antas en senare idrifftagning av Nord Link, förbindelsen på 1 400 MW mellan Norge och Tyskland. I KMA2018 var länken planerad att tas i drift 2020, men är nu senarelagd till mars 2021 och är därför med från 2021 i årets analys<sup>2</sup>.
- > Installerad kapacitet gaskraft i Polen har interpolerats mellan 2018 och Svenska kraftnäts scenario för 2030. Detta har inneburit en ökning motsvarande ca. 300 MW för 2020 upp till ca. 3000 MW för 2024. Förändringen infördes då simuleringsresultatet visade frekventa pristoppar på 5000 euro/MWh i Polen vilket signalerade lönsamhet för ytterligare elproduktion.

<sup>1</sup>Svenska kraftnät har som avsikt att publicera KMA vid årsskiftet inför analysperioden. Resultatbearbetningen av simuleringarna i KMA2019 har dock försenats och publicerades en bit in i 2020, vilket innebär att prognosen i stort bygger på data som är ca. ett år gammal.

<sup>2</sup>Ändringar i överföringskapacitet läggs in årsvis i modellerna och alltså inte på det planerade datumet för idrifftagning.

# 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 prognosen.

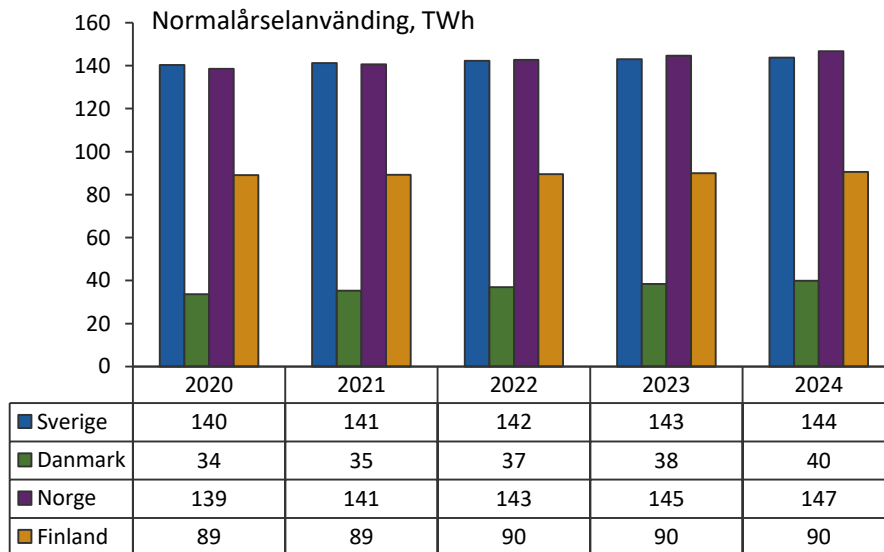
Prognosen för pris på utsläppsrätter av koldioxid samt pris för kol, gas och olja har baserats på medelvärdet av forwardpriser för 2019 (t.o.m. maj) på den finansiella marknaden. För brunkol (lignit) och oljeskiffer har antaganden från TYNDP2020 använts. De priser på utsläppsrätter och bränslen som använts i KMA2019 redovisas i tabellen nedan.

| EUR/MWh         | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 |
|-----------------|------|------|------|------|------|
| CO <sub>2</sub> | 24   | 24,5 | 25,1 | 25,6 | 26,2 |
| Kol             | 11,6 | 11,6 | 11,7 | 11,7 | 11,7 |
| Naturgas        | 20,2 | 19,7 | 19,2 | 18,7 | 18,6 |
| Tungolja        | 57   | 55,1 | 55   | 55,8 | 56,8 |
| Lättolja        | 46,8 | 45,2 | 45,1 | 45,8 | 45,7 |
| Brunkol         | 4,0  | 4,0  | 4,0  | 4,0  | 4,0  |
| Oljeskiffer     | 8,3  | 8,3  | 8,3  | 8,3  | 8,3  |



# Elanvändning

Elanvändningen i Sverige förväntas öka under analysperioden. Prognosen fram till 2022 bygger på Energimyndighetens korttidsprognos från sommaren 2019 och därefter en linjär utveckling till Svenska kraftnäts antagande för 2030. Förbrukningen för övriga länder har uppskattats utifrån data från respektive systemoperatör. I diagrammet nedan visas antagen elanvändning under ett normalår för de nordiska länderna.



# Vattenkraft



Svensk, finsk och norsk installerad kapacitet vattenkraft förväntas ligga konstant under perioden 2020 – 2024. I modellerna används historiska tillrinningsserier för åren 1982 till 2016 som har kompenserats för klimateffekter. I korthet innebär detta att modellerad vattenkraftproduktion blir något större under höglastperioden på grund av högre tillrinning, samt att den modellerade vårfloden kommer något tidigare jämfört med hur det har sett ut historiskt.

I tabellen nedan redovisas den kapacitet vattenkraft som finns inlagd i modellerna<sup>1</sup> och årsmedelproduktionen för analysperioden.

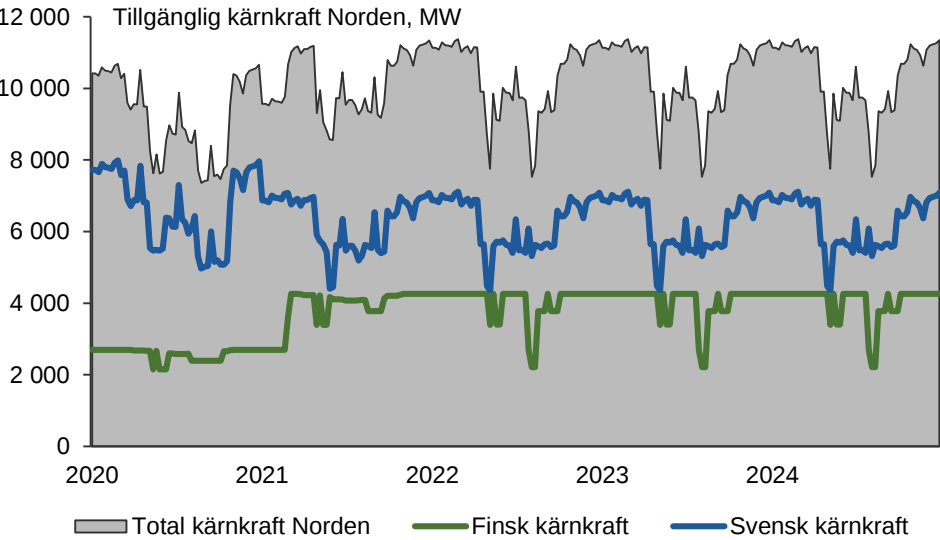
| Land/elområde | Kapacitet<br>MW | Årsmedelproduktion<br>TWh |
|---------------|-----------------|---------------------------|
|               | År 2020-2024    | År 2020-2024              |
| Sverige       | 15 600          | 70,4                      |
| SE1           | 5 440           | 19,5                      |
| SE2           | 7 650           | 38,7                      |
| SE3           | 2 290           | 10,8                      |
| SE4           | 240             | 1,4                       |
| Norge         | 32 900          | 138,6                     |
| Finland       | 2 800           | 13,9                      |

<sup>1</sup>Kapacitet i modellerna skiljer sig från verklig installerad effekt då bl.a. balanseringsreserver inte inkluderas. T.ex. uppgår den installerade effekten vattenkraft i Sverige till ca. 16 300 MW. Pga. av ett antal faktorer, exempelvis fallhöjdsförluster, avställningar, tappningsrestriktioner och vattendomar räknar vi dock inte med ha mer än ca. 13 400 MW tillgängligt vid någon tidpunkt.

# Kärnkraft

I figuren nedan redovisas antagen kapacitet hos svensk och finsk kärnkraft för åren 2020 – 2024. Revisionsperioder samt aviserade avvecklings- och drifttagningsdatum för reaktorerna är inkluderade utifrån publicerade marknadsmeddelanden på Nord Pool hämtade i mitten av juni 2019.

I Sverige avvecklades Ringhals 2 årsskiftet 2019/2020 och Ringhals 1 ska stängas ned årsskiftet 2020/2021. Sedan 1 juni 2013 har Oskarshamn 2 varit ur drift och Oskarshamn 1 togs ur drift den 17 juni 2017. Finlands nya femte reaktor, Olkiluoto 3, antas i KMA2019 uppnå full produktion i mars 2021.



|                     | 2020  | 2021  | 2022  | 2023  | 2024  |
|---------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Kapacitet [MW]      | 7 718 | 6 837 | 6 837 | 6 837 | 6 837 |
| <i>Forsmark 1</i>   | 984   | 984   | 984   | 984   | 984   |
| <i>Forsmark 2</i>   | 1120  | 1120  | 1120  | 1120  | 1120  |
| <i>Forsmark 3</i>   | 1167  | 1167  | 1167  | 1167  | 1167  |
| <i>Ringhals 1</i>   | 881   | 0     | 0     | 0     | 0     |
| <i>Ringhals 2</i>   | 0     | 0     | 0     | 0     | 0     |
| <i>Ringhals 3</i>   | 1063  | 1063  | 1063  | 1063  | 1063  |
| <i>Ringhals 4</i>   | 1103  | 1103  | 1103  | 1103  | 1103  |
| <i>Oskarshamn 3</i> | 1400  | 1400  | 1400  | 1400  | 1400  |
| Tillgänglighet      | 0,82  | 0,87  | 0,86  | 0,86  | 0,86  |
| Produktion [TWh]    | 55,4  | 52,2  | 51,8  | 51,8  | 51,8  |

|                    |       |       |       |       |       |
|--------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
|                    | 2020  | 2021  | 2022  | 2023  | 2024  |
| Kapacitet [MW]     | 2 769 | 4 369 | 4 369 | 4 369 | 4 369 |
| <i>Olkiluoto 1</i> | 880   | 880   | 880   | 880   | 880   |
| <i>Olkiluoto 2</i> | 880   | 880   | 880   | 880   | 880   |
| <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>   | 502   | 502   | 502   | 502   | 502   |
| Tillgänglighet     | 0,94  | 0,90  | 0,93  | 0,93  | 0,93  |
| Produktion [TWh]   | 22,8  | 34,4  | 35,5  | 35,5  | 35,5  |

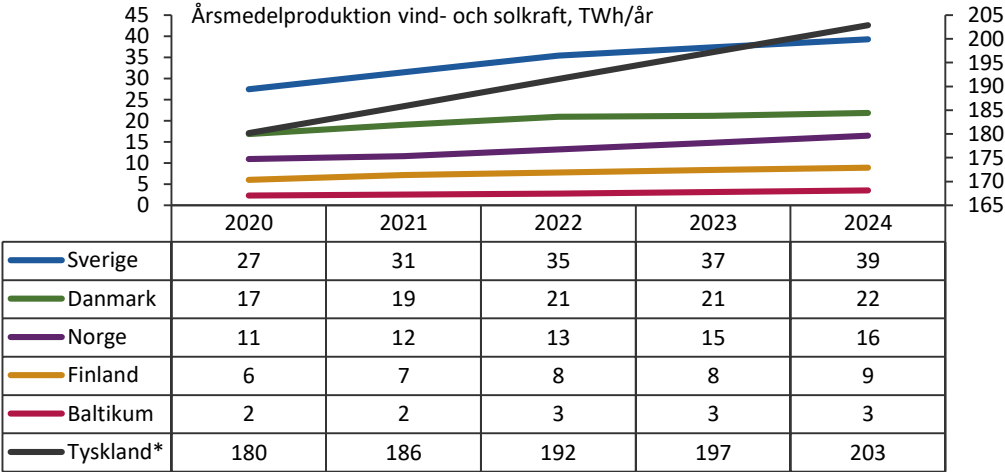
# Vind- och solkraft

Elproduktion från vind- och solkraft förväntas öka kraftigt under analysperioden. Utbyggnaden i Sverige baseras på Svensk Vindenergis basscenario för utbyggnad av vindkraftskapacitet från kvartal 1, 2019. Den tillkommande vindkraftsproduktionen härrör framförallt vindkraftsprojekt norr om Snitt 2. I tabellen nedan visas prognosen för landbaserad vindkraftsproduktion för de svenska elområdena. De antagna fullasttimmarna är relativt låga jämfört med faktiskt utfall och kommer ökas till nästa KMA.

|     |                  | 2020  | 2021  | 2022  | 2023  | 2024  |
|-----|------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| SE1 | Produktion [TWh] | 5,5   | 7,1   | 8,6   | 8,9   | 9,2   |
|     | Fullasttimmar    | 2 690 | 2 690 | 2 690 | 2 690 | 2 690 |
|     | Kapacitet [MW]   | 2 050 | 2 630 | 3 190 | 3 310 | 3 440 |
| SE2 | Produktion [TWh] | 10,0  | 11,5  | 13,1  | 13,4  | 13,8  |
|     | Fullasttimmar    | 2 510 | 2 510 | 2 510 | 2 510 | 2 510 |
|     | Kapacitet [MW]   | 3 980 | 4 610 | 5 210 | 5 360 | 5 520 |
| SE3 | Produktion [TWh] | 6,5   | 6,9   | 7,2   | 7,5   | 7,8   |
|     | Fullasttimmar    | 2 600 | 2 600 | 2 600 | 2 600 | 2 600 |
|     | Kapacitet [MW]   | 2 500 | 2 640 | 2 780 | 2 890 | 3 010 |
| SE4 | Produktion [TWh] | 4,2   | 4,4   | 4,7   | 4,9   | 5,1   |
|     | Fullasttimmar    | 2 460 | 2 460 | 2 460 | 2 460 | 2 460 |
|     | Kapacitet [MW]   | 1 690 | 1 800 | 1 910 | 1 990 | 2 060 |

Vindkraftsprognosen för Norge är mer genomarbetad än den var i KMA2018 och utgår från NVEs<sup>1</sup>, databas över utbyggnad av vindkraft, vilket framförallt inneburit en ökning av antagen vindkraftsutbyggnad i NO3. För Danmark används prognosen för installerad vindkraftkapacitet i Energistyrelsens "Analyseforudsætninger til Energinet" från hösten 2018. För övriga länder bygger antaganden på datainsamlingar av ENTSO-E inom TYNDP.

I figuren nedan visas antagen normalårsproduktionen av vind- och solkraft för de nordiska och baltiska länderna samt för Tyskland. Solkraft utgör en marginell<sup>2</sup> del av den summerade produktionen för de nordiska och baltiska staterna.



\*Visas på sekundär axel

<sup>1</sup>Norges vassdrags- og energidirektorat

<sup>2</sup>Solkraftproduktionen når ca.1,5 TWh produktion i Sverige 2024

# Kraftvärme och kondenskraft

Totalt sett antas installerad kapacitet kraftvärme minska i Sverige under femårsperioden. En viss nybyggnation av kraftvärme sker i fjärrvärmesystem, men denna vägs upp av nedläggningen av större fossileldade kraftverk. I Danmark sker en minskning i den termiska elproduktionen som beror dels på att fjärrvärmeproducenterna succesivt förväntas byta ut kraftvärmen till ren värmeproduktion, dels på 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. I tabellen nedan summeras antagandena per land.

| Kraftvärme och kondenskraft* [MW] | 2020  | 2021  | 2022  | 2023  | 2024  |
|-----------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| <b>Sverige</b>                    | 5 128 | 4 960 | 4 960 | 5 000 | 5 024 |
| SE1                               | 287   | 287   | 287   | 287   | 287   |
| SE2                               | 724   | 724   | 724   | 724   | 724   |
| SE3                               | 3 267 | 3 099 | 3 099 | 3 139 | 3 163 |
| SE4                               | 851   | 851   | 851   | 851   | 851   |
| <b>Norge</b>                      | 310   | 310   | 310   | 310   | 315   |
| <b>Finland</b>                    | 6 797 | 6 702 | 6 702 | 6 702 | 6 502 |
| <b>Danmark</b>                    | 4 794 | 4 677 | 4 613 | 4 231 | 4 152 |

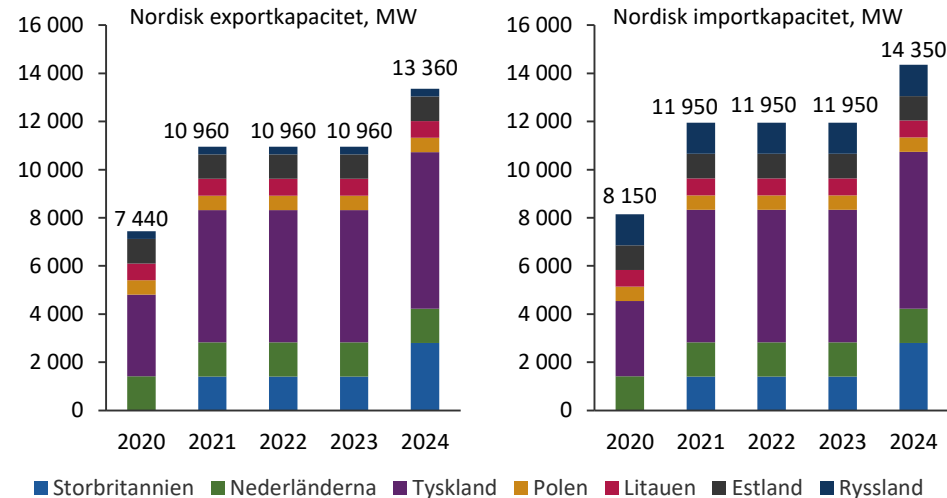
\*Exklusive reserver



# Överföringskapacitet

Norden kommer under femårsperioden att öka marknadsintegrationen med övriga Europa genom flera utlandsförbindelser och inom Sverige pågår arbete med att öka överföringskapaciteten över Snitt 2 och Snitt 4. Jämfört med KMA2018 så har dock flera projekt flyttats framåt i tiden.

Under provdriften av SydVästlänken (länk 1) sommaren 2019 inträffade flera skarvfel och beslut togs att alla 570 skarvar behöver bytas ut. Idrifttagningen av SydVästlänken har därför flyttats fram till oktober 2020 (i modellerna med från 2021). I och med att Svenska kraftnät i september 2019 fick avslag på koncessionsansökan för ledningarna Ekhyddan-Nybro och Nybro-Hemsjö, har ökningen i överföringskapacitet över Snitt 4 som investeringen skulle medföra inte tagits med i KMA2019.



En höjning av överföringskapaciteten från 7 300 MW till 8 100 MW mellan SE2 och SE3 har antagits för år 2024 i och med investeringarna inom paketet NordSyd. När Olkiluoto 3 tas i drift kommer överföringskapaciteten från SE1 till Finland behöva begränsas från 1 500 MW till 1 200 MW.

I tabellen nedan presenteras de förändringar i överföringskapacitet för det nordiska kraftsystemet som är inlagda i modellerna.

Antagna förändringar i överföringskapacitet som är inlagda i prognosen.

| Driftår | Snitt   | Förändring [MW] | Total [MW] | Information/Namn        |
|---------|---------|-----------------|------------|-------------------------|
| 2020    | DK1↔NL  | +700            | 700        | COBRACa.ble (höst 2019) |
|         | SE3→SE4 | +800            | 6 200      | SydVästlänken           |
|         | SE4→SE3 | +800            | 2 800      |                         |
|         | SE1→FI  | -300            | 1 200      | Olkiluoto 3             |
| 2021    | DK1→DE  | +720            | 2 500      | Steg 1 Jylland-Tyskland |
|         | DE→DK1  | +1000           | 2 500      |                         |
|         | NO2↔DE  | +1400           | 1 400      | NordLink                |
|         | NO2↔UK  | +1400           | 1 400      | North Sea Link          |
| 2024    | SE2↔SE3 | +800            | 8 100      | Förstärkning Snitt 2    |
|         | DK1↔DE  | +1 000          | 3 500      | Steg 2 Jylland-Tyskland |
|         | DK1↔UK  | +1400           | 1 400      | Viking Link             |

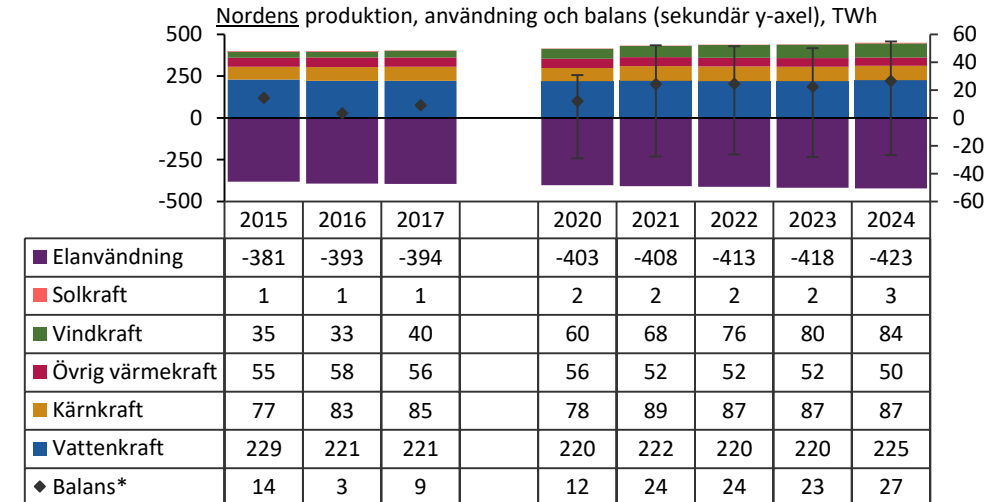
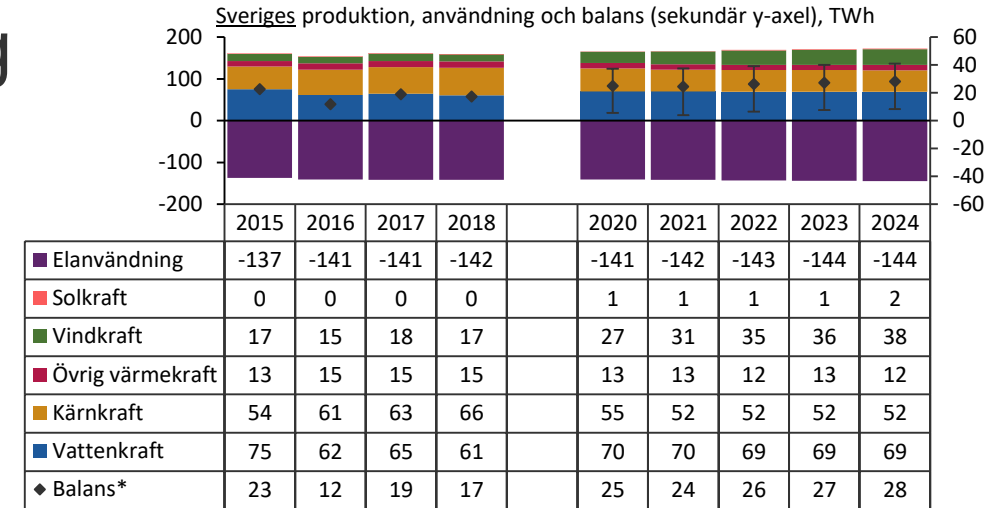
# Simulerad produktion, användning och balans

I figurerna till höger visas simulerad årsmedelproduktion uppdelad per kraftslag, årsmedelförbrukning samt den resulterande elbalansen för Sverige och totalt för Norden. De svarta klamrarna beskriver inom vilket spann energibalansen hamnar med hänsyn till de 35 väderåren som använts i simuleringen. Även utfallet (ej normalårskorrigerat) för åren 2015-2017 (t.o.m. 2018 för Sverige) visas i figurerna.

Sveriges årsenergibalans förblir positiv under analysperioden då nedläggningen av kärnkraft kompenseras med en kraftig utbyggnad av vindkraft. Även med hänsyn till spannet för väderåren är årsenergibalansen positiv för alla analysår.

Norden har ett överskott av energi på årsbasis, som är generellt ökande över analysperioden trots en ökad elanvändning. Det är utbyggnad av vindkraft och idrifttagandet av Olkiluoto 3 som medför att den nordiska elbalansen stärks.

De svarta klamrarna visar vilken stor inverkan som väderåren har på den nordiska elbalansen. Beroende på simulerat väderår kan Norden åt ena extremen få ett överskott på nästan 55 TWh och åt andra extremen ett underskott på nära 29 TWh.



\*Visas på sekundär axel

# Simulerat nettoutbyte

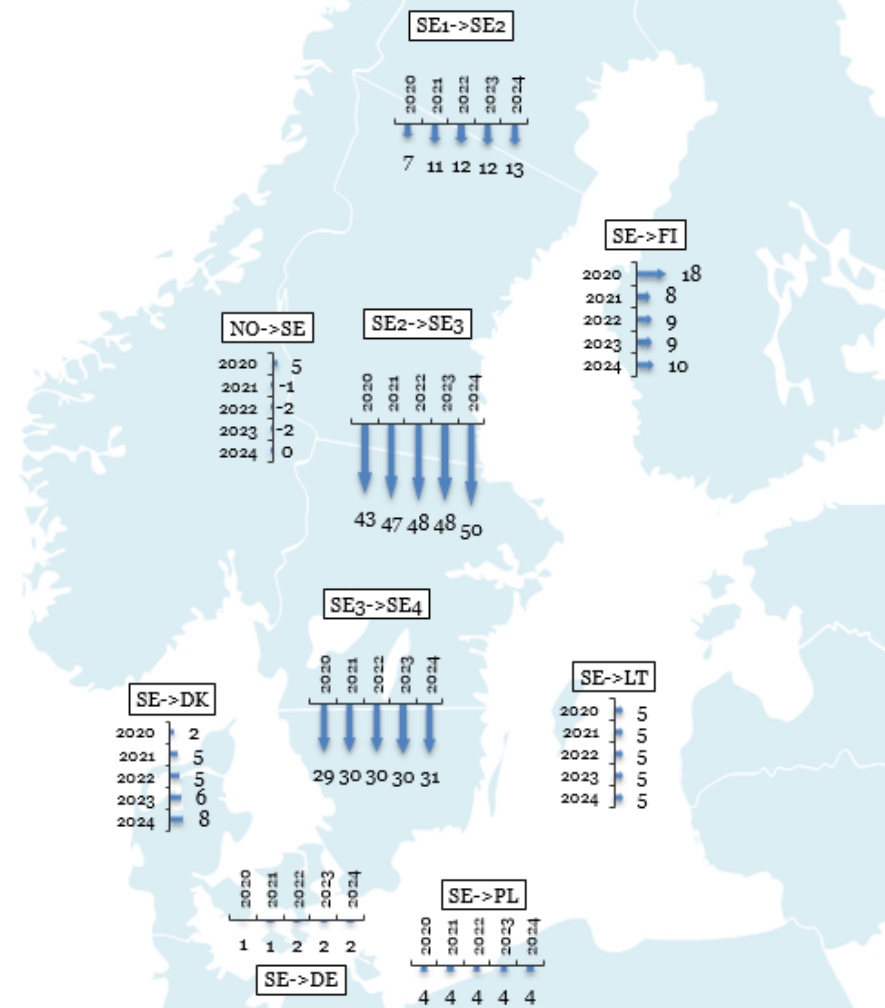
I figuren till höger visas de simulerade årliga nettohandelsflödena i TWh, inom Sverige och mellan Sverige och grannländerna.

De södergående flödena inom Sverige ökar överlag. Detta beror på en kombination av stigande vindkraftsproduktion i norra Sverige och mellersta Norge, avvecklingen av Ringhals 1, ökad överföringskapacitet mot Europa och idrifttagningen av Olkiluoto 3. Det senare minskar Finlands importbehov från och via Sverige.

Det södergående flödet över Snitt 2 ökar med ca. 7 TWh under femårsperioden. Avvecklingen av R1 och idrifttagningen av de norska utlandsförbindelserna innebär att en mindre andel av handelsflödet fortsätter över Snitt 4 eftersom mer el används i SE3 eller skickas via Haslesnippet till Norge och vidare till Storbritannien och Tyskland. Nettoflödet mot Norge byter riktning 2021 och därefter exporteras el från Sverige till Norge i genomsnitt.

Även flödet från Sverige mot Danmark är stadigt ökande under femårsperioden. Exporten mot Polen och Litauen är ungefär det samma medan nettoflödet mot Tyskland ökar något.

Nettoutbyte på årsbasis inom Sverige och med grannländerna, TWh



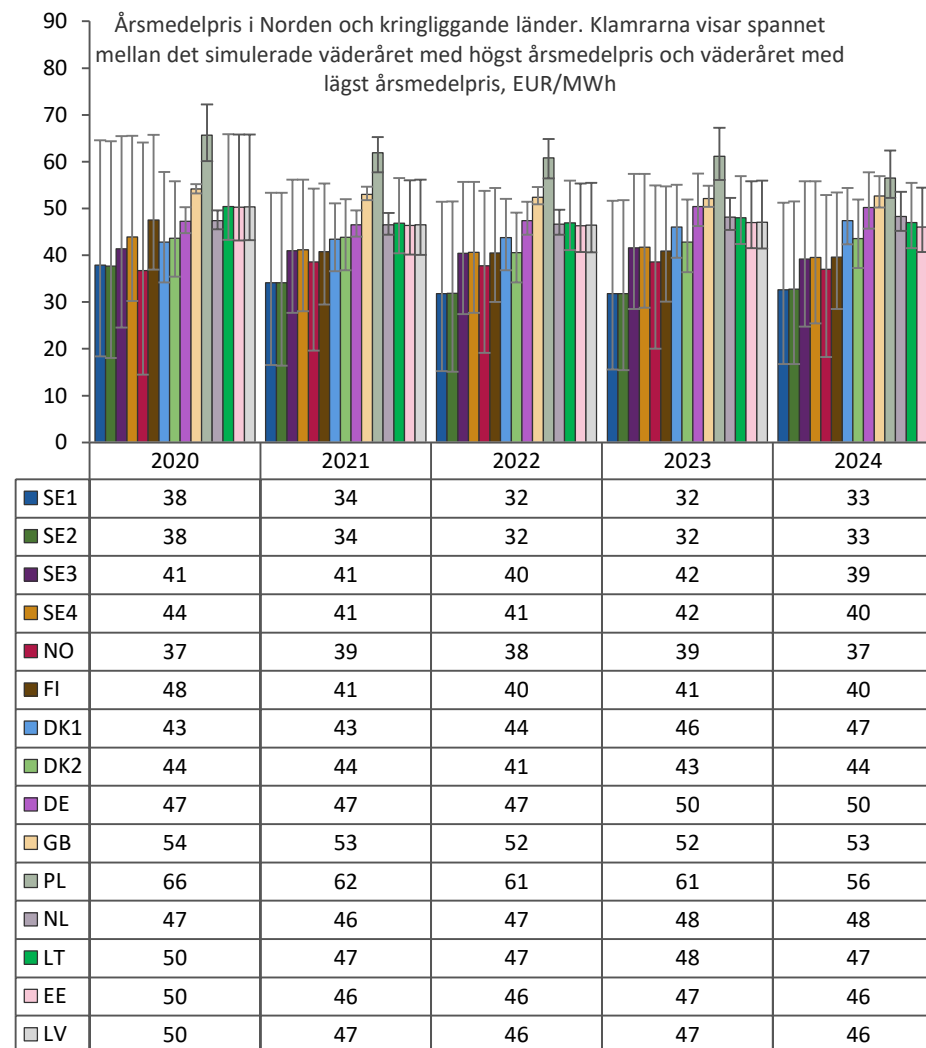
# Simulerat elpris

I figuren till höger 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.

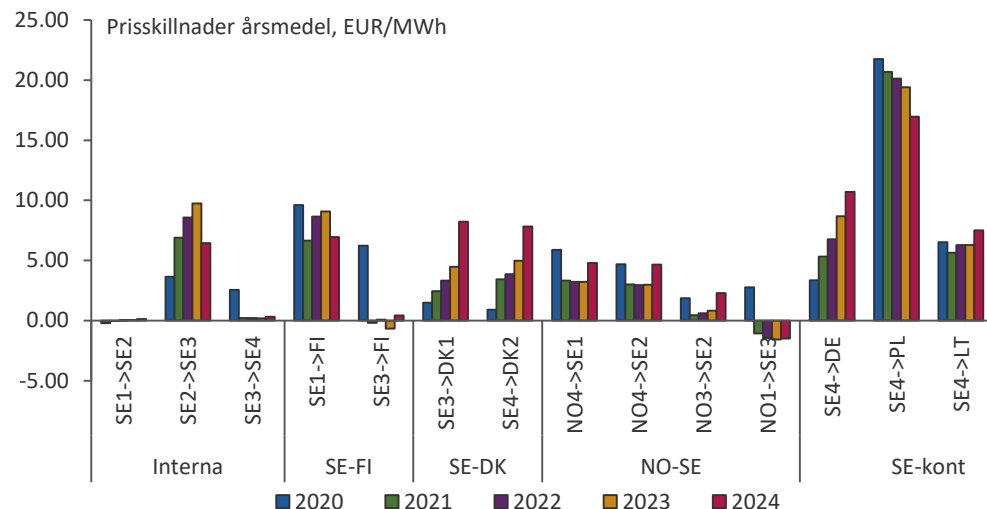
Jämfört med KMA2018 är årsmedelpriset lägre i alla nordiska elområden i KMA2019. Den främsta anledningen är ökad vindkraftsproduktion i framförallt norra Sverige och mellersta Norge. I föregående KMA antogs även en etappvis ökad överföringskapacitet mellan SE2 och SE3 år 2021 och 2023 vilket nu planeras först till 2024. Detta innebär att den ökande elproduktionen i större utsträckning stängs inne i norr vilket medför relativt lågt årsmedelpris i SE1 och SE2. Behovet och möjligheten att exportera el via norra Sverige till Finland minskar även då Olkiluoto 3 tas i drift år 2021.

Det tyska priset ökar på grund av stigande pris för utsläppsrätter och avveckling av kärnkraften och drar med sig det danska priset, främst för DK1 som i allt högre grad sammanlänkas med Tyskland under perioden. Ytterligare anledningar till ökade priser i Danmark är idrifttagningen av den nya förbindelsen till Storbritannien samt en minskning i den termiska produktionskapaciteten. Priserna i Polen minskar kontinuerligt under analysperioden, vilket beror på att installerad kapacitet gaskraft i Polen antas öka.

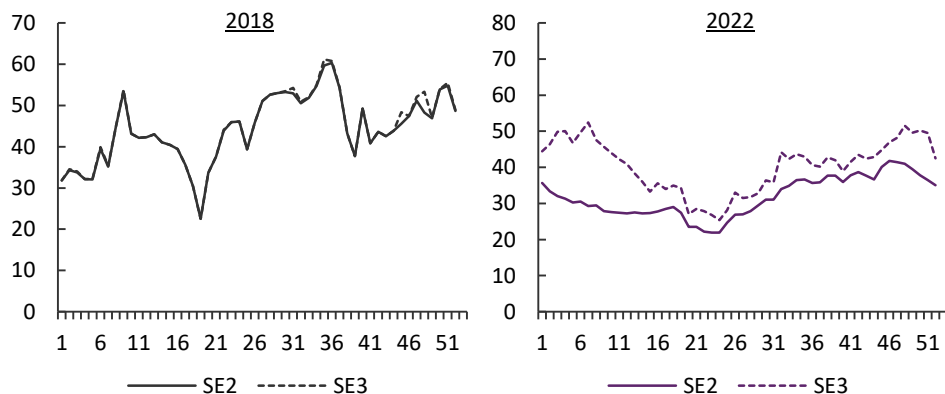
Klamrarna visar att årsmedelpriset varierar stort mellan olika simulerade väderår, framförallt i Norden där i synnerhet tillrinningen för vattenkraften, men även utbyggnaden av vindkraft, gör att väderåren får stor inverkan på priset.



# Simulerade elprisskillnader



Medelveckopris i SE2 och SE3 år 2018 samt simulerat medel (alla väderår) år 2022, EUR/MWh



Figuren överst till vänster visar simulerade prisskillnader på Sveriges interna och externa snitt för analysåren. Prisskillnaden på årsbasis mellan Sveriges norra elområden (SE1 och SE2) och Sveriges södra elområden (SE3 och SE4) är relativt stor och ökar mellan 2020 och 2023. Prisskillnaden härrör främst till det relativt låga årsmedelpriset i SE1 och SE2 vilket beskrevs i föregående bild. Den antagna kapacitetsökningen över Snitt 2 för 2024 hjälper till att dämpa utvecklingen, men prisskillnaden ligger ändå kvar på en fortsatt hög nivå. Prisskillnaden mellan SE2 och SE3 kan studeras ytterligare i de två figurerna nere till vänster som visar medelveckopriset i elområdena för 2018 och simulerat medelveckopris för analysår 2022. Ur figuren framgår att prisskillnaderna år 2022 uppkommer för samtliga veckor, med störst skillnader under vinterhalvåret.

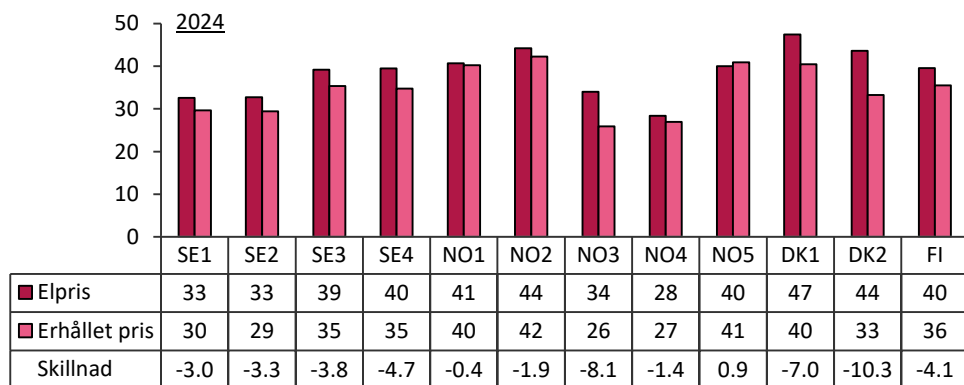
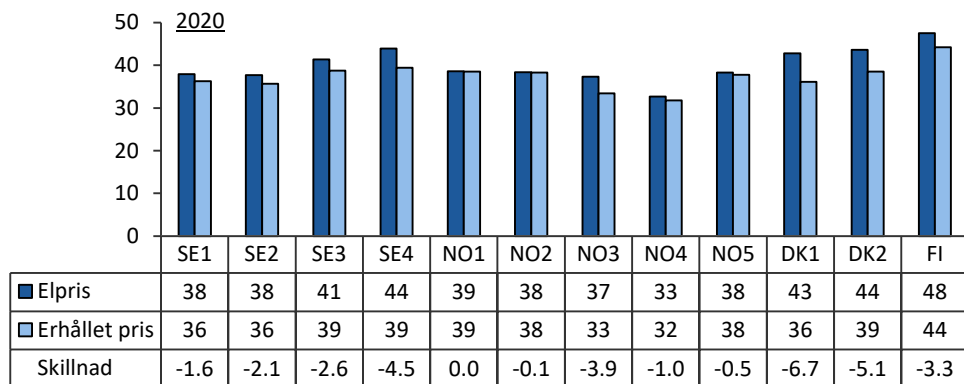
År 2020 är elpriset på årsbasis ca. 2,5 EUR/MWh lägre i SE3 jämfört med SE4. Prisskillnaden utjämnas dock från 2021 i.o.m. den ökade handelskapaciteten över Snitt 4 som idrifttagning av SydVästlänken medför.

Driftsättningen av Olkiluoto 3 år 2021 leder till stärkt finsk elbalans och är en anledning till att prisskillnaderna utjämnas mellan SE3 och Finland. Mellan SE1 och Finland är det fortsatt stora prisskillnader och där planeras också en ny AC-förbindelse 2025/2026. Prisskillnaden mellan Sverige och Danmark ökar främst pga. stigande priser i Danmark vilket beskrevs i föregående bild. Norra Norge får ännu lägre priser än SE1 och SE2 vilket likt situationen i norra Sverige härrör från ett stort överskott av el som i viss utsträckning inte kan exporteras vidare. Prisskillnaden mellan NO1 och SE3 vänder när Norges båda förbindelser mot Tyskland respektive Storbritannien tas i drift.

Över utlandssnitten ökar prisskillnaden till Tyskland i takt med att det tyska priset stiger, medan den minskar mot Polen och hålls relativt lika mot Litauen under femårsperioden.

# Simulerat erhållet pris vindkraft

Simulerat erhållet årsmedelpris för vindkraftsproduktion jämfört med simulerat årsmedelpris för el 2020 och 2024, EUR/MWh



För timmar med stor andel vindkraftsproduktion trycks elpriset ned eftersom vindkraften saknar rörlig produktionskostnad. Förenklat sätts elpriset vid vindstilla väder istället av dyrare produktion som då inte kommer vindkraftsproducenterna till godo. Det erhållna årsmedelpriset för vindkraftsproducenterna kan därför bli lägre än årsmedelpriset på el.

Vindkraftsproduktionen förväntas öka kraftigt under femårsperioden. Det gör det intressant att studera det erhållna elpriset för vindkraften eftersom det säger något om den fortsatta lönsamheten och potentialen för utbyggnad.

I figurerna till vänster presenteras en jämförelse mellan simulerat årsmedelpris per elområde och det årsmedelpris som erhålls av vindkraften för analysåren 2020 och 2024. Den ökande andelen vindkraft i systemet leder till större skillnad mellan årsmedelpriset och det erhållna priset för år 2024 jämfört med år 2020.

Elområden med reglerbar vattenkraft får generellt lägre skillnad mellan årsmedelpriset och det erhållna elpriset för vindkraften då produktionen kan anpassas till rådande vindkraftsproduktion. Stor överföringskapacitet bidrar även till att jämna ut skillnaden i elpris åtminstone mellan elområden som inte har likande andel vindkraft och vindprofil.

Den största skillnaden mellan erhållet elpris och årsmedelpris uppkommer i Danmark och mellersta Norge (NO3). Dessa är elområden med hög andel vindkraftsproduktion som riskeras att stängas inne vid blåsig väderlek.



# Kraftsystemet 2020-2024

I takt med omställningen till ett förnybart energisystem ändras också förutsättningarna för, och utmaningarna med, att upprätthålla leveranssäkerheten av el. I KMA studeras utvecklingen närmare.

Utmaningar och behov gällande överföringskapacitet, effekttillräcklighet, balansering av systemet och systemstabilitet har undersökts.

Avsikten är inte att presentera exakta eller heltäckande resultat och ej heller att komma med konkreta lösningar på problemen, utan att ge en övergripande bild om vilken riktning kraftsystemet är på väg och vilka behov som kan uppstå.

Inom flera områden pågår ett omfattande utvecklingsarbete med att bland annat anpassa systemåtgärder och ta fram nya strategier för att möta de kommande utmaningarna.

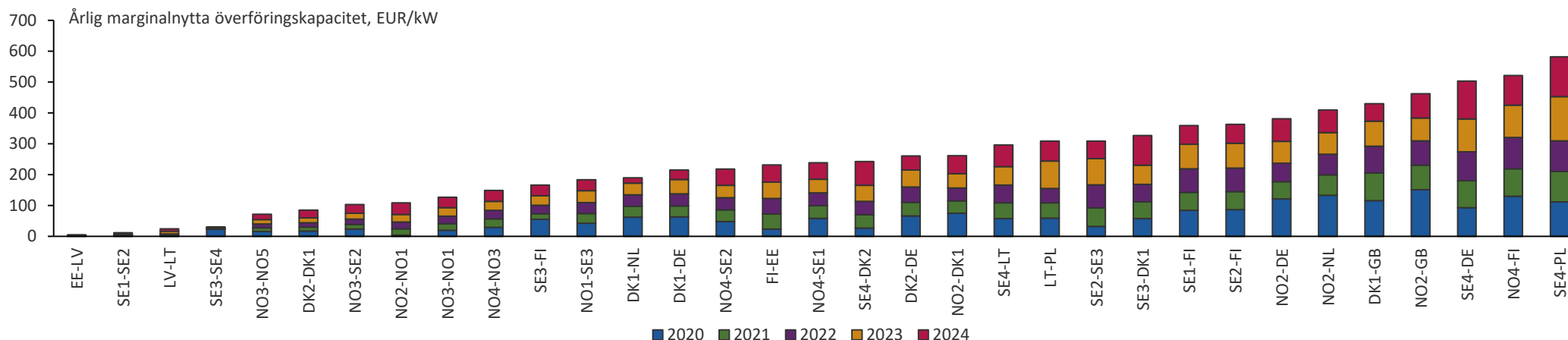
# Överföringskapacitet – Marginalnytta

Vid en liten ökning av överföringskapaciteten mellan två elområden kan elmarknadsnyttan<sup>1</sup> likställas med eventuell prisskillnad mellan områdena multiplicerad med kapacitetsökningen. Nedan visas årlig marginalnytta med en extra kW i kapacitet uppdelad per modellerat snitt i Norden och Baltikum. Staplarna visar den summerade nyttan över hela analysperioden uppdelad per analysår.

I realiteten är elmarknadsnyttan som störst för den första kilowatten som ett snitt ökas med och avtar sedan i takt med fortsatt ökning och därmed utjämning av prisskillnaden mellan de två områdena. Den marginalnytta som beräknas vid en marginell kapacitetsökning bör alltså betraktas som en teoretisk övre gräns för vilken elmarknadsnytta som kan erhållas vid större förändringar i överföringskapacitet, som vanligtvis omfattar flera hundra MW.

Att bygga ut överföringskapaciteten tar lång tid från att ett behov identifierats till att en investering kan driftsättas och stamnätsanläggningar har därefter lång teknisk livslängd. För sådana analyser behöver elmarknadsnyttan beräknas för en längre period. Vidare måste elmarknadsnyttan ställas mot investeringens anskaffningsvärde samt andra aspekter som bland annat drift- och leveranssäkerhet för att avgöra om ett nytt projekt kan motiveras ur ett samhällsekonomiskt perspektiv.

Ur figuren framgår att det fortsatt finns stor nytta i överföringskapacitet från Norden och resterande Europa där också flera nya förbindelser är under byggnation eller planeras. Nyttan med överföringskapacitet för flera av de interna nordiska snitten studerades i den nordiska nätutvecklingsplanen och analyserna beskrivs i rapporten "Nordic Grid Development Plan 2019<sup>2</sup>".



<sup>1</sup>Elmarknadsnytta=producentnytta + konsumentnytta + kapacitetsavgifter, den ekonomiska nytta som tillfaller elmarknadens aktörer (genom pris- och volymförändringar efter en förändring i elsystemet)

<sup>2</sup>[https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2019/nordic\\_grid\\_development\\_plan2019.pdf](https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2019/nordic_grid_development_plan2019.pdf)

# Överföringskapacitet – Kapacitetsavgifter

Kapacitetsavgifter uppkommer vid elhandel mellan elområden med olika pris och fås genom att multiplicera prisskillnaden med handelsflödet för varje timme. Kapacitetsavgifter tilldelas ägaren av överföringsförbindelserna (för utlandsförbindelser delas kapacitetsavgifterna i regel lika mellan de två ländernas systemoperatörer).

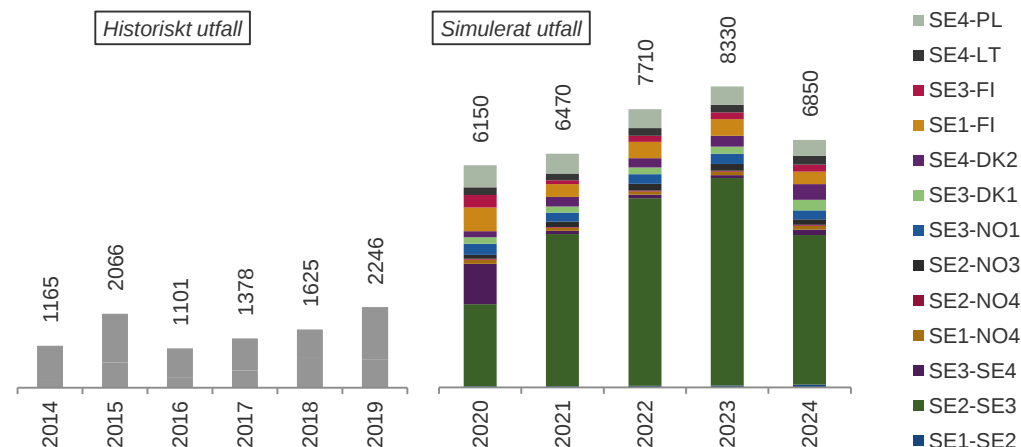
Hur de erhållna kapacitetsavgifterna får användas är reglerat. I korthet ska kapacitetsavgifterna användas för att garantera överföringskapacitet genom mothandel och/eller genom nätinvesteringar som syftar till att bibehålla eller att öka överföringskapaciteten. Regelverket ger även möjlighet att använda kapacitetsavgifterna för att sänka nättariffen.

För Svenska kraftnät är det viktigt att prognosticera utvecklingen för kapacitetsavgifter för att i viss mån kunna planera för hur de ska avsättas. Det är dock utmanande då en rad faktorer som tillgänglig elproduktion och överföringskapacitet, hydrologiska förhållanden, väderlek, konjunktur med mera påverkar utfallet. Prognosen för kapacitetsavgifter ger även en bild över flaskhalsar i nätet.

I Figuren till höger redovisas historiska och simulerade kapacitetsavgifter för KMA-perioden (medel för alla väderår). Simuleringsresultaten visar på kraftigt ökade kapacitetsavgifter vilket till stor del beror på en ökning över Snitt 2. De bakomliggande orsakerna är stigande prisskillnader och ökat handelsflöde som diskuterades tidigare i denna presentation. Eftersom handelsflödet över Snitt 2 är relativt stort jämfört med andra snitt så medför en ökad prisskillnad också en stor ökning av de totala kapacitetsavgifterna till Svenska kraftnät.

Eftersom många olika faktorer påverkar utfallet av kapacitetsavgifter är det svårt att med säkerhet säga något om trenden sett till historiska utfall då dessa präglas av de förutsättningar som rått under just dessa år. Vidare tenderar elmarknadsmodellerna att överskatta kapacitetsavgifterna. Det kan dock konstateras att inflödet av kapacitetsavgifter ökat de senaste fyra åren och utfallet för 2019 är den högsta nivån sedan 2011 då indelningen i elområden infördes. Detta, i kombination med att simuleringsresultatet visar på mycket höga nivåer av kapacitetsavgifter, pekar mot ett ökat inflöde framöver.

Kapacitetsavgifter Svenska kraftnäts del, mnkr



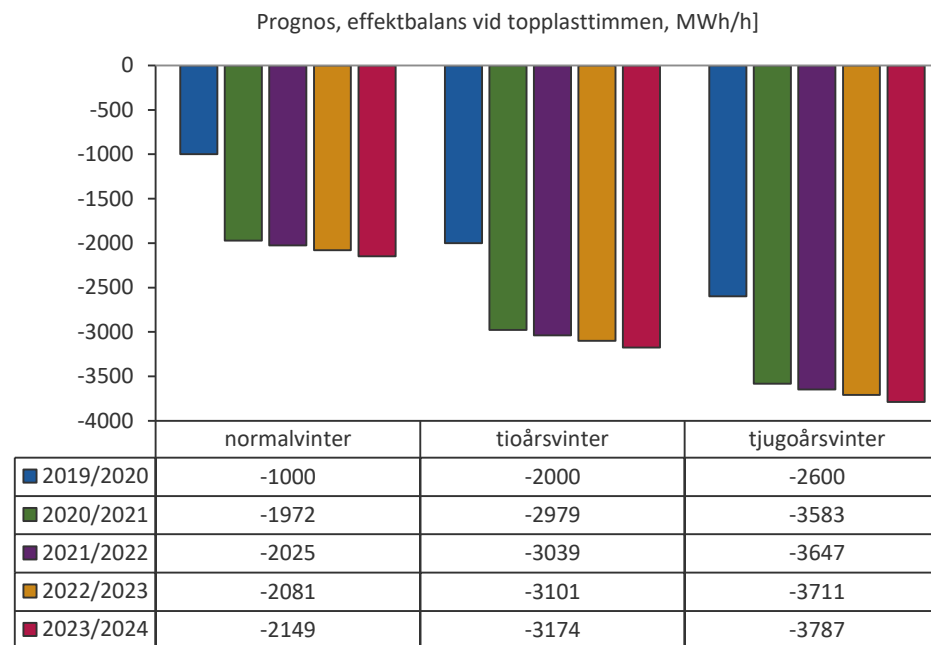
# Effekttillräcklighet – Statisk metod

Effekttillräcklighet avser möjligheten att tillgodose effektbehovet vid varje tillfälle. Effektbehovet för ett elområde behöver täckas av inhemsk produktion, förbrukningsflexibilitet och import. Räcker inte detta till måste elanvändning kopplas bort i elområdet. Svenska kraftnät använder två metoder för att bedöma effekttillräckligheten, en statisk och en probabilistisk.

Den statiska metoden är samma som användes i Svenska kraftnäts rapport *Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2019*<sup>1</sup>. Genom att jämföra förväntad tillgänglig inhemsk produktion med förväntad elanvändning under vintertimmen med högst elförbrukning erhålls en så kallad effektbalans. Denna uppställning görs för både en normalvinter, en 10-årsvinter (en extra kall vinter som återkommer i genomsnitt en gång per 10 år) och en 20-årsvinter (en extra kall vinter som återkommer i genomsnitt en gång per 20 år). Om effektbalansen är negativ måste återstående effektbehov täckas med import från andra elområden utanför Sverige, alternativt förbrukningsfrånkoppling. Effektbalansen är därför framförallt ett mått på importbehovet, men kan också anses säga något om effekttillräckligheten och marginaler, då import inte alltid kan erhållas.

Resultatet från den statiska metoden visar att effektbalansen kraftigt försämrats till vintern 2020/2021. Ringhals 1 stänger i december 2020. Tillkommande installerad effekt är framförallt vindkraft som bidrar med ett lägre tillgänglighetstal än den kärnkraft som den ersätter och påverkar därför bara effektbalansen för topplasttimmen marginellt.

Som jämförelse kan sägas att nettoimporten (skillnaden mellan import och export för hela Sverige) under de tio senaste årens topplasttimmar i genomsnitt har varit 1 300 MW. Hur stor mängd produktion som faktiskt finns tillgänglig i kringliggande elområden för import till Sverige vid ansträngda situationer är dock mycket utmanande att uppskatta.



<sup>1</sup><https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2019/kraftbalansrapport2019.pdf>

# Effekttillräcklighet – Probabilistisk metod

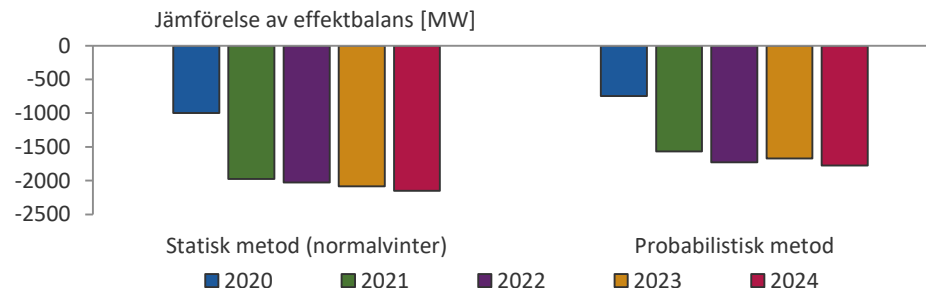
Genom att i en datormodell (där Sverige och alla angränsande länder ingår) simulera varje timme och jämföra tillgänglig produktionskapacitet och importmöjlighet med elanvändningen kan risken för effektbrist bedömas. 35 olika väderår har simulerats sju gånger vardera för varje år i analysperioden. Detta för att få ett säkrare statistisk underlag då avbrott i produktionsanläggningar och överföringsförbindelser skapas slumpmässigt enligt inmatade avbrottstal.

När produktion och import inte räcker till uppstår effektbrist, vilket mäts i Loss of Load Expectation, LOLE (h) och Expected Energy not Served, EENS (MWh). Modellen minimerar effektbrist i elsystemet som helhet vilket kan leda till överoptimering och därmed en underskattning av risken för effektbrist. Ingen ekonomisk hänsyn tas, dvs. oavsett pris kommer tillgänglig effekt flyttas till där den efterfrågas, så länge överföringskapacitet finns.

Modellresultaten, som presenteras i tabellen till höger, indikerar relativt låg risk för kritisk effektbrist; medelvärdet för LOLE är långt under en timme per år för åren i analysperioden. EENS, som uppstår under timmar med effektbrist, blir därför också lågt. Resultaten säger dock att trots import, kan tillfällen uppstå när effekten inte räcker till (detta har tidigare aldrig hänt i Sverige). För 2021 är LOLE något högre. Anledningen är sannolikt att Ringhals 1 försvinner i slutet av 2020, samtidigt som reaktor Oukilouto 3 i Finland inte tas i drift förrän i mars 2021. All effektbrist uppstår i södra Sverige och alltid i både SE3 och SE4 samtidigt. Snitt 2 är fullt utnyttjat under de perioder då effektbrist uppstår. I de flesta av de 245 simuleringarna för varje år i analysperioden uppstår ingen effektbrist. Detta indikerar att det är under ovanliga, ansträngda situationer som brist uppstår, typiskt när avbrott på produktion och/eller överföringsförbindelser sammanfaller med hög förbrukning och låg vindkraftsproduktion.

|               | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 |
|---------------|------|------|------|------|------|
| LOLE (h/år)   | <0,1 | 0,7  | <0,1 | <0,1 | <0,1 |
| EENS (MWh/år) | <20  | 200  | <20  | <20  | <20  |

Modellen kan även rapportera en nationell effektbalans, på ett liknande sätt som i den statiska metoden (import och export är då ej medräknat). En skillnad är att modellen uppger den lägsta effektbalansen som uppstår under ett år, medan den statiska beskriver effektbalansen under timmen med högst förbrukning (vilket inte behöver vara samma tidpunkt). Eftersom modellen inte sorterar resultat utifrån normal-, 10- och 20-årsvinter, såsom i den statiska metoden, visas medelvärdet för alla väderår. I figuren nedan jämförs den statiska metodens effektbalans och den nationella effektbalansen från simuleringarna med den probabilistiska metoden.



Siffrorna för effektbalans blir snarlika med de två olika metoderna. I båda ses en försämring av balansen till 2021 när Ringhals 1 försvinner i slutet av 2020. För effektbalans ska den statiska metoden i dagsläget ses som huvudmetod, då den bygger på genomarbetade antaganden och metoden har utvärderats och använts för detta ändamål under en längre tid.

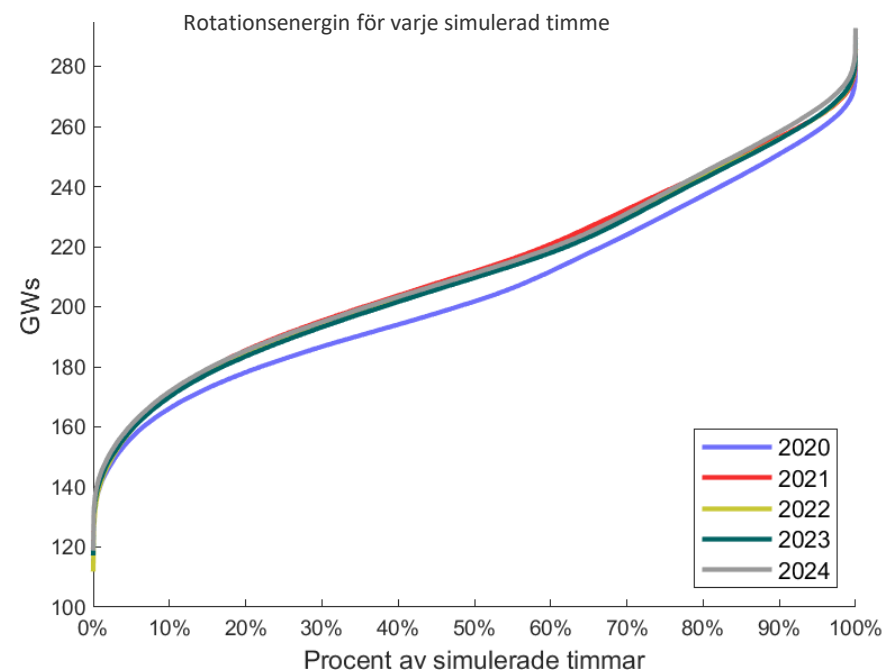
# Systemstabilitet och balansering – Rotationsenergi

Rotationsenergi är ett mått på hur väl ett elkraftssystem kan motverka frekvensförändringar, till exempel vid bortfall av produktion eller förbrukning eller fel på överföringsförbindelser. Framförallt är vattenkraft, kärnkraft och övrig termisk kraft de produktionsslag som bidrar till systemets rotationsenergi tack vare att de är synkront anslutna. Historiskt sett har rotationsenergin i det nordiska elkraftssystemet varit god, men i och med nedläggningen av svensk kärnkraft förväntas denna minska vilket innebär ett mer störningskänsligt system om inte andra åtgärder vidtas.

Systemets totala rotationsenergi beräknas genom att summera den upplagrade kinetiska energin för varje individuell maskin. 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. Data för individuella maskiner är inte tillgängliga från elmarknadsstudierna i KMA, men genom att beräkna en tröghetskonstant per kraftslag har rotationsenergin uppskattats per timme. Det är viktigt att vara medveten om att detta är en förenklad metod och vikten av resultatet är snarare att visa på vilken trend som kan ses över perioden än de absoluta talen i sig.

Figuren visar att rotationsenergin i det nordiska synkronområdet jämfört med övriga år är lägre 2020, men ökar 2021 i och med att Olkiluoto 3 tas i drift, som pga. att det är en större reaktor än Ringhals 1 medför ett netto bidrag till rotationsenergin. Svenska kraftnät har idag ingen effektiv möjlighet att påverka nivån av rotationsenergi i systemet men för att garantera att systemet drivs N-1-säkert går det, vid behov, att begränsa det största felfallet vid situationer med låg rotationsenergi.

För att säkra frekvensstabilitet vid minskande mängder av rotationsenergi i kraftsystemet ser Svenska kraftnät bl.a. kontinuerligt över kraven på de systemtjänster som stabiliserar systemet samt levererar dess prestanda. Exempel på nya krav är införandet av en ny produktkategori kallad FFR (Fast Frequency Reserve) för att hantera frekvensstabiliteten vid större händelser. FFR skulle kunna levereras av till exempel vindkraftverk, batterier, likströmsförbindelser eller genom att momentant reducera elanvändningen.



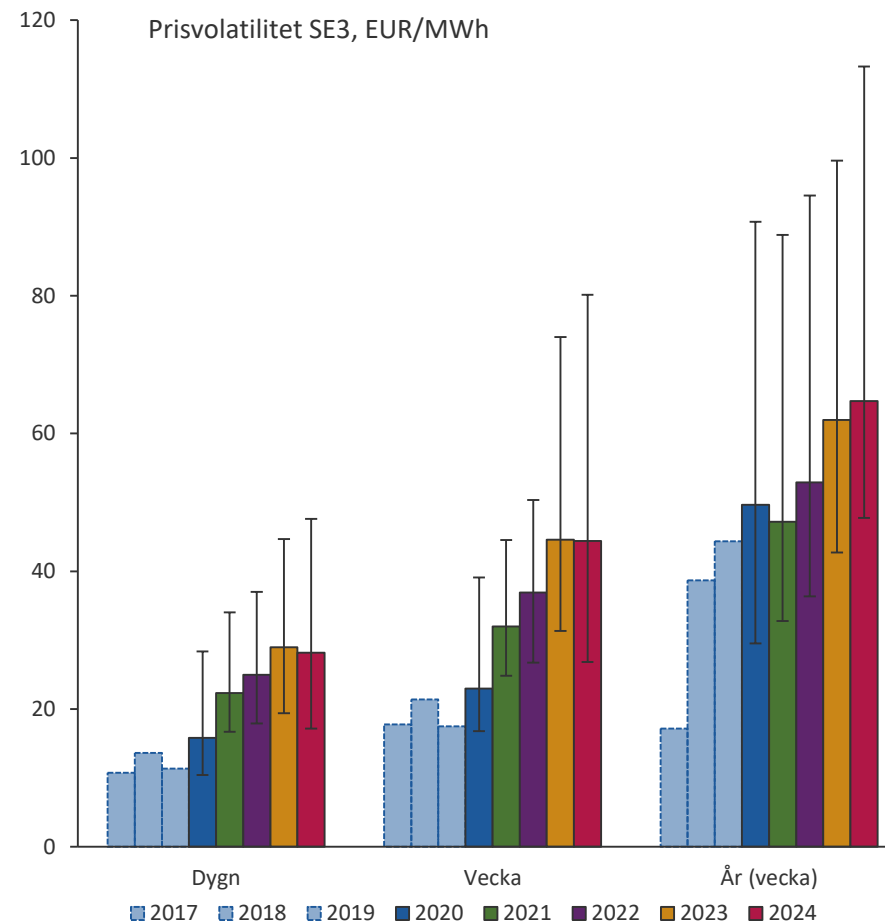
# Systemstabilitet och balansering - Prisvolatilitet

Med en ökad andel icke planerbar elproduktion behöver den nordiska balanseringsmodellen utvecklas för att hantera volatiliteten i systemet. Svenska kraftnät arbetar tillsammans med övriga nordiska systemoperatörer med implementeringen av ett nytt balanseringskoncept för att kunna hantera förändringarna. I KMA2019 har prisvolatiliteten studerats närmare för att visa en del av utmaningarna i framtidens kraftsystem.

Hur mycket priset förändras under olika perioder ger en indikation på hur utmanande det kan komma att vara att balansera systemet. Stor prisvolatilitet ger ett incitament för konsumenter och producenter att vara flexibla på elmarknaden.

I figuren till höger visas prisvolatilitet över olika tidsintervall för SE3. Prisvolatiliteten uttrycks som skillnaden mellan högsta och lägsta timpris under ett medeldygn, en medelvecka samt skillnaden mellan högsta och lägsta veckopris under ett år. Staplarna visar den genomsnittliga prisskillnaden och klamrarna spannet mellan det väderår som genererar minst respektive störst prisvolatilitet. Historiskt utfall för år 2017 till 2019 har tagits med som referens.

Prisvolatiliteten ökar för samtliga tidsintervall över hela analysperioden. En av flera orsaker som driver på ökningen av prisvolatiliteten är den kraftiga utbyggnaden av vindkraft som gör att växlingarna mellan produktionsöverskott och -underskott i systemet sker snabbare och oftare med ökad prisvariation som följd.



# Systemstabilitet och balansering - Rampning

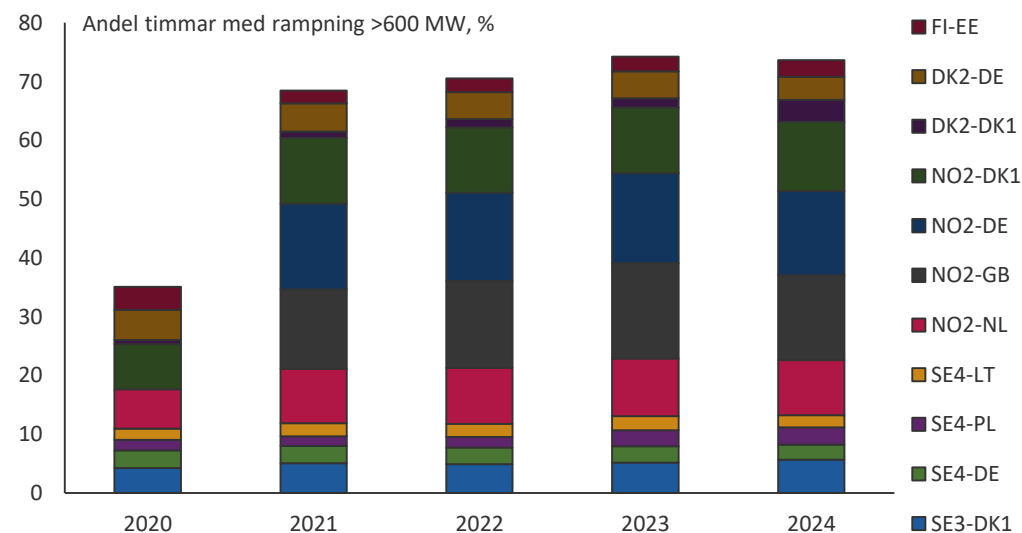
Elmarknadens struktur med timvisa elpriser medför att den planerbara produktionen kan variera kraftigt mellan olika timmar för att följa den volym som sålts på elbörsen. I och med att förbrukningen och vindkraftsproduktionen följer en mer gradvis utveckling under dagen kan obalanser mellan last och produktion uppkomma vid tidskiften. På senare år har också frekvensavvikelserna i Norden ökat bland annat som en följd av denna problematik.

Även flödet på HVDC-länkarna kan ändras stort från timme till timme. Svängningarna i flödet på HVDC-länkarna sker idag utan hänsyn till aktuell frekvens och kan leda till att systemets aktuella obalanser förvärras. Marknadsalgoritmen hos Nord Pool har en restriktion för rampning (skillnaden i flöde från en timme till nästa) på varje HVDC-länk på 600 MWh/h. Begränsningen härrör från en maximal tillåten flödesförändring på 30 MW/minut under maximalt 20 minuter. I marknadsmodellerna finns inte denna restriktion och rampningen tillåts med andra ord vara lika stor som maxöverföringskapaciteten i båda riktningarna adderade till varandra, det vill säga att flödet tillåts gå från full import ena timmen till full export nästföljande timme.

Förändringen i handelsflöde mellan två timmar har analyserats för att få en bild över hur rampningen på HVDC-länkarna kan komma att utvecklas under kommande femårsperiod. I figuren till höger visas andel timmar med rampning större än eller lika med 600 MW per år uppdelad på vardera HVDC-länk mellan det nordiska synkronsystemet och övriga system.

Ur figuren går det att utläsa att den totala rampningen på HVDC-länkarna ökar under analysperioden framförallt år 2021 då de stora HVDC-länkarna mellan Norge och Tyskland respektive Storbritannien planeras att tas i drift.

Värt att notera är att 15-minuters avräkningsperiod, istället för timvis som analysen bygger på, kommer införas 2023 i Norden vilket kommer att förändra tidskarvsproblematiken då behovet av rampning istället sprids ut över fyra 15-minutersskarvar.



An aerial photograph of a lush green field. Several high-voltage power lines run diagonally across the frame. In the upper left, there is a small, white, lattice-structured tower or antenna. In the lower right, there is a smaller, brown, lattice-structured tower. The field is divided into sections by a dirt path or road on the right side. The text "De viktigaste slutsatserna" is overlaid in the center of the image.

De viktigaste slutsatserna

# De viktigaste slutsatserna - Prognosutfallet

KMA2019 visar likt KMA2018 på ökande södergående flöden över Snitt 1 och Snitt 2 för kommande femårsperiod. Trenden beror på avvecklingen av kärnkraft i södra Sverige i kombination med idrifttagningen av Olkiluoto 3 i Finland och den kraftiga utbyggnaden av vindkraft i norra Sverige.

I KMA2019 har vindkraftsprognosen för norra Sverige skruvats upp ytterligare jämfört med KMA2018. Tillsammans med större utbyggnad av vindkraft även i mellersta Norge och en senarelagd kapacitetsökning av Snitt 2 leder detta till frekventa, ökande och relativt stora prisskillnader mellan norra och södra Sverige. Ökningen av överföringskapacitet i Snitt 2 år 2024 bidrar till att möta en del av behovet av södergående handel, men prisskillnader kvarstår även i slutet av femårsperioden, speciellt under vintermånaderna.

De två förbindelserna från Norge till Storbritannien respektive Tyskland som är planerade att tas i drift 2021, gör att det ökade södergående flödet i Sverige i högre utsträckning exporteras via Haslesnittet (SE3-NO1) och vidare till Europa. I prognosen blir Sverige nettoexportör av el till Norge fr.o.m. 2021.

Den förbättrade energibalansen i Finland till följd av idrifttagningen av Olkiluoto 3, minskar svensk export från SE3 till södra Finland och prisskillnaden mellan dessa områden utjämnas. Flödet mellan SE3 och Finland kommer under en avsevärd del av tiden vara i västlig riktning. Elpriserna i de norra elområdena i Sverige och Norge minskar under analysperioden. Detta beror framförallt på den stärkta elbalansen i.o.m. utbyggnaden av vindkraft och idrifttagningen av Olkiluoto 3.

Det tyska priset ökar på grund av stigande pris för utsläppsrätter och avveckling av kärnkraften och drar med sig det danska priset, främst för DK1 som i allt högre grad sammanlänkas med Tyskland under perioden. Priserna i Polen minskar kontinuerligt under analysperioden, vilket beror på att installerad kapacitet gaskraft i Polen antagits öka.

Utfallet i analysen varierar dock stort beroende på vilket väderår som simulerats och visar på hur stor påverkan tillrinning, temperatur, vind och sol har på framförallt det nordiska kraftsystemet.



---

# De viktigaste slutsatserna - Överföringskapacitet

En större andel icke planerbar produktion ökar behovet av överföringskapacitet för att kunna utnyttja systemets produktionsresurser effektivt och möjliggöra handel med el från överskottsområden till underskottsområden.

Studien av marginalnytta för ökad överföringskapacitet i de nordiska snitten ger en bild av att pågående projekt och studier är i linje med behovet av överföringskapacitet. Resultaten visar att de planerade förbindelserna NordLink och North Sea Link bidrar med kapacitet där de ger mycket nytta. Resultaten visar även på behovet av ökad kapacitet mellan SE4 och Tyskland vilket planeras i och med förbindelsen Hansa PowerBridge. För interna snitt i Norden har ett arbete bedrivits inom den nordiska nätutvecklingsplanen där nyttan med överföringskapacitet analyserats närmare.

Ett snitt som ger stor marginalnytta är det mellan SE4 och Polen där resultaten påvisar en stor nytta med att öka överföringskapaciteten i riktning mot Polen. Det pågår ett arbete kring behovet av att reinvestera SwePolLink vilket också indikerar stor nytta med investeringen.

Analysen av kapacitetsavgifter visar att Snitt 2 är en tydlig flaskhals i det svenska transmissionsnätet och understryker vikten av framdrift i det s.k. NordSyd-paketet.



---

# De viktigaste slutsatserna - Effekttillräcklighet

I de två metoderna som används ses en försämring av den nationella effektbalansen från 2021 i.o.m. att Ringhals 1 avvecklas i slutet av 2020. Detta betyder att importbehovet ökar för Sverige under ansträngda vintertimmar. Resultaten stärker uppfattningen att även om tillkommande vindkraft ersätter kärnkraften energimässigt så leder förlusten av baskraft tidvis till ansträngda timmar med ett ökat importbehov. Då import inte alltid kan garanteras innebär det i förlängningen en ökad risk för effektbrist.

Den simulerade effektbristen, alltså när produktion och import tillsammans inte räcker till, är fortsatt låg under analysperioden. Den är något förhöjd (men ändå under en timme per år i genomsnitt) för vintern 2020/21, när Ringhals 1 stängts samtidigt som Oukilouto 3 ännu inte tagits i drift i vilket antas ske i mars 2021.



# De viktigaste slutsatserna - Systemstabilitet och balansering

Historiskt sett har rotationsenergin i det nordiska elkraftsystemet varit god, men i.o.m. nedläggningen av svensk kärnkraft minskar rotationsenergin vilket innebär ett mer störningskänsligt system om inte andra åtgärder vidtas. Ökningen av vindkraftsproduktion och HVDC-import, som inte är synkront kopplat, kan också bidra till att trycka undan synkronproduktion vilket minskar rotationsenergin ytterligare. Idrifttagningen av Olkiluoto 3 medför dock förbättrad rotationsenergi i systemet fr.o.m. 2021.

Ytterligare utmaningar med systemstabilitet och balansering kommer i.o.m. idrifttagningen av de stora likströmsförbindelserna mellan Norden och Tyskland respektive Storbritannien som enligt analysen av rampning kraftigt kan komma att öka problematiken kring tidskarvarna. Införandet av 15-minuters avräkningsperiod kommer dock att förändra tidskarvsproblematiken då behovet av rampning istället sprids ut över fyra 15-minutersskarvar.

Under analysperioden ökar prisvolatiliteten vilket indikerar ökade utmaningar att balansera systemet. För att hantera den volatilitet som uppstår med en allt större mängd förnybar och väderberoende elproduktion i nätet, men också att möta de krav som ställs i EU:s nätkoder arbetar, de nordiska systemoperatörerna med implementationen av ett nytt balanseringskoncept. Syfte med projektet är att ge tydligare ansvar och incitament för balanshållning per område och mer effektivt nyttja balanseringsresurser.

