

ÄRENDENR: SVK 2018/2260 DATUM: 2019-01-31

LÅNGSIKTIG MARKNADSANALYS 2018

Långsiktsscenarier för elsystemets utveckling fram till år 2040



SVENSKA KRAFTNÄT

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

Foton, illustrationer och kartor har tagits fram av Svenska kraftnät.

Foto
Tomas Ärlemo

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

Förord

I denna rapport presenteras Svenska kraftnäts långsiktscenarier för det nordiska och nordeuropeiska elsystemet fram till år 2040. Scenarierna har analyserats ur olika aspekter med avsikten att identifiera framtida behov och utmaningar för kraftsystemet. Till rapporten bifogas en presentation som sammanfattar scenarioarbetet och analysresultaten samt en Excelfil där scenariodata för Sverige finns tillgängligt mer överskådligt.

Med denna rapport vill Svenska kraftnät öka transparensen i scenario- och analysarbetet för att möjliggöra en konstruktiv dialog och ständig förbättring av antaganden, arbetssätt och metoder. Som ett led i detta anordnades en workshop i mars 2018 där elmarknadens branschaktörer bjöds in för att få möjlighet att ge synpunkter/idéer/förslag till arbetet. Kontinuerlig dialog har förts med representanter för Energimyndighetens scenarioarbete för att ytterligare säkerställa kvaliteten i scenarierna.

Det referensscenariot som presenteras bygger på gemensamma antagande från de nordiska systemoperatörerna som implementerats och simulerats i Svenska kraftnäts elmarknadsmodeller. På grund av olikheter i modelleringsarbetet och analysmetoder samt att en annan metod används för framtagande av de kompletterande scenarierna, ska det presenterade simuleringsresultatet dock betraktas som Svenska kraftnäts bild över tänkbar utveckling.

Vi vill betona att scenarierna och det simuleringsresultat som presenteras inte är prognoser. De är inte heller beskrivningar av vad Svenska kraftnät ser som önskvärd utveckling. Scenarierna ställs upp som utgångspunkt för analys av vilka utmaningar som olika möjliga utvecklingsvägar kan innebära för kraftsystemet, samt vilka åtgärder som kan behövas för att möta utmaningarna.

TILLSTYRKAT



Oskar Engblom

RAPPORTÖRER



Kristin Brunge
Jonas Alterbeck
Erik Böhlmark
Emilia Helander
Erik Hellström
Anders Nilsberth
Mira Rosengren Keijser



Innehåll

| | |
|---|----|
| Sammanfattning | 7 |
| 1 Inledning | 9 |
| 1.1 Bakgrund och syfte | 9 |
| 1.2 Elmarknadsmodellsimuleringar | 10 |
| 1.3 Rapportens disposition..... | 11 |
| 2 Scenarier för det europeiska elsystemets utveckling 2020-2040 | 12 |
| 2.1 Scenarioarbete på europeisk, regional, nordisk och nationell nivå | 12 |
| 2.2 Scenarioframtagande i LMA2018 | 13 |
| 2.2.1 Metod för framtagandet av referensscenariot | 15 |
| 2.2.2 Metod för framtagandet av kompletterande scenarier | 16 |
| 2.3 Scenarierna i siffror | 17 |
| 2.3.1 Bränslepriser, priser för utsläppsrätter samt elcertifikat.. | 17 |
| 2.3.2 Elanvändning | 18 |
| 2.3.3 Kapacitet per kraftslag | 21 |
| 2.3.4 Elbalans | 26 |
| 2.3.5 Flexibilitet i produktion och användning | 29 |
| 2.3.6 Överföringskapacitet | 30 |
| 2.3.7 Elpris och prisskillnader | 32 |
| 2.3.8 Handelsflöden | 35 |
| 2.3.9 Förändringar sedan Systemutvecklingsplanen | 36 |
| 3 Kraftsystemet 2020, 2030 och 2040 | 38 |
| 3.1 Långsiktigt överföringsbehov | 38 |
| 3.2 Effekttillräckligheten i de svenska elområdena | 41 |
| 3.2.1 Enligt statisk metod | 41 |
| 3.2.2 Enligt dynamisk metod | 43 |
| 3.3 Förutsättningar för balansering av systemet | 45 |
| 3.3.1 Prisvolatilitet SE3 | 45 |
| 3.3.2 Residuallast i Norden | 46 |
| 3.3.3 Balanseringsbidrag/-behov i Norden | 49 |
| 3.4 Förmåga att upprätthålla kraftsystemstabilitet | 51 |
| 3.4.1 Frekvensstabilitet | 51 |

| | | |
|-------|--|----|
| 3.4.2 | <i>Spänningsstabilitet</i> | 54 |
| 3.4.3 | <i>Rotorvinkelstabilitet</i> | 54 |
| 4 | Variationer av referensscenariot | 57 |
| 4.1 | <i>Förbrukningsflexibilitet och lagring</i> | 57 |
| 4.2 | <i>Storskalig utbyggnad av havsbaserad vindkraft i södra Sverige</i> ... | 64 |
| 4.3 | <i>Tidigare-/senarelagd avveckling av svensk kärnkraft</i> | 70 |
| 5 | Slutsatser och vidare arbete | 75 |

Sammanfattning

Svenska kraftnät uppdaterar vartannat år långsiktsscenarioer för Nordeuropas energisystem. Scenarierna används för att identifiera framtida utmaningar och behov i det svenska stamnätet för el och möjliggör ett proaktivt arbetssätt. Arbetet går under benämningen långsiktig marknadsanalys, LMA.

Syftet med LMA2018 har varit att undersöka:

- > Långsiktig överföringsbehov inom Sverige och mellan Sverige och utlandet
- > Konsekvenser för effekttillräckligheten i de svenska elområdena
- > Förutsättningar för balansering av systemet samt
- > Påverkan på framtida förmåga att upprätthålla kraftsystemstabilitet.

LMA2018 har utgått från tre scenarier, ett *referensscenario* och två kompletterande scenarier. Scenarierna har implementerats i Svenska kraftnäts elmarknadsmodeller för simulering av Nordeuropas kraftsystem. Referensscenariot är en "bästa uppskattning" och utgörs av ett scenario som gemensamt arbetats fram av Svenska kraftnät, Energinet, Fingrid och Statnett inom ramen för *Nordic Grid Development Plan*. I de kompletterande scenarierna har elanvändning och pris på bränslen och utsläppsrätter varierats och ett *högscenario* samt ett *lågscenario* har utvecklats. Detta för att vidga utfallsrummet i resultaten med andra ingångsvärden och med en annan metodik.

Analyserna av simuleringsresultaten visar på flertalet utmaningar och behov:

- > Analys av marginalnytta för snittförstärkningar indikerar ett behov av ökad överföringskapacitet mellan år 2030 och 2040 för att möjliggöra effektivare nyttjande av systemets produktionsresurser.
- > Sverige beräknas ha ett stort underskott på el under vinterns höglasttimmar, men inkluderas möjlig import i beräkningarna förbättras situationen avsevärt.
- > Ökad volatilitet i systemet gör det svårare hålla produktion och elanvändning i balans. Vattenkraften har fortsatt stor betydelse som balanseringsresurs i det nordiska systemet.
- > Utvecklingen som beskrivs i scenarierna innebär ökade utmaningar med att upprätthålla systemstabiliteten. Färre synkrona generatorer som är anslutna till stamnätet ger lägre rotationsenergi i kraftsystemet samt minskar möjligheten att spänningsreglera och att motverka effektpendlingar i systemet om inte andra åtgärder vidtas.

På Svenska kraftnät samt inom det nordiska och europeiska samarbetet pågår ett omfattande utvecklingsarbete inom flera områden som adresserar ovanstående utmaningar.

I LMA2018 har tre variationer av referensscenariot analyserats där enskilda parametrar ändrats för att ge kunskap om hur dessa kan påverka kraftsystemet. Olika grader av förbrukningsflexibilitet, ökning av vindkraft till havs i södra Sverige istället för land och tidigare-/senarelagd avveckling av svensk kärnkraft har undersökts. Scenariovariationerna visar att framtidens kraftsystem kraftigt påverkas av vilken utvecklingsväg som tas.

1 Inledning

Det europeiska energisystemet står inför stora förändringar. För att bromsa klimatförändringen krävs en omställning till förnybar energi. EU har som mål att elproduktionen år 2050 ska vara koldioxidfri.¹ Detta innebär en fortsatt kraftig utbyggnad av vind- och solkraft samtidigt som fossilberoende kraftverk avvecklas. Omställningen kommer i hög grad påverka elanvändningen. Uppvärmnings- och transportsektorn i Europa är idag till stor del fossilberoende. En ökad andel värmepumpar och elbilar, fortsatt digitalisering av samhället och elektrifiering av industrier kommer sannolikt öka behovet av el. Samtidigt kan ny teknik, smarta elnät, batterilagring och effektiviseringar ändra både elproduktion och elanvändning och innebära en ökad flexibilitet i systemet. Förmågan att överföra el kommer dock fortsatt spela en viktig roll i framtidens energisystem.

Svenska kraftnät utvecklar kontinuerligt stamnätet för el och systemtjänster för att fortsatt kunna leverera el säkert och kostnadseffektivt. En viktig del i detta är att identifiera utmaningar och behov för det framtida kraftsystemet. Därför genomförs återkommande en långsiktig marknadsanalys som utifrån scenarier över elmarknadens utveckling undersöker vilka konsekvenserna kan bli för kraftsystemet.

1.1 Bakgrund och syfte

Framtidsanalyser med hjälp av scenarier har länge legat till grund för Svenska kraftnäts planering. Eftersom omvärlden är i ständig förändring behöver scenarierna regelbundet anpassas efter den politiska, tekniska och ekonomiska utvecklingen. Sedan år 2016 går det återkommande arbetet med att ta fram scenarier samt identifiera utmaningar och behov för kraftsystemet under benämningen *långsiktig marknadsanalys*, LMA. Det övergripande målet med LMA är att bidra med ökad kunskap och insikt för att underlätta för Svenska kraftnät att proaktivt planera och genomföra rätt åtgärder i rätt tid för att möta framtidens utmaningar.

I LMA2016 analyserades två scenarier för kraftsystemets utveckling fram till år 2040, ett *referensscenario* och ett *lågprisscenario*. Resultaten blev underlag till bland annat Svenska kraftnäts Systemutvecklingsplan 2018–2027. LMA2016 utgick från en successiv avveckling av den svenska kärnkraften fram till år 2040 och simuleringarna visade så gott som ingen lönsamhet för investering i andra planerbara kraftslag. Konsekvensen blev inte oväntat höga pristoppar söder om Snitt 2 och kraftigt ökad risk för effektbrist i södra Sverige.

¹ European Commission - Fact Sheet, Achieving global leadership in renewable energies, 2016

Även detta års genomförande av den långsiktiga marknadsanalysen tar avstamp i ett antal scenarier för det framtida kraftsystemet. Perspektivet är dock bredare och fler aspekter av leveranssäkerhet och kraftsystemstabilitet utreds.

Syftet med LMA2018 är att undersöka:

- > Långsiktigt överföringsbehov inom Sverige och mellan Sverige och utlandet
- > Konsekvenser för effekttillräckligheten i de svenska elområdena
- > Förutsättningar för balansering av systemet, samt
- > Påverkan på framtida förmåga att upprätthålla kraftsystemstabilitet.

Därutöver utförs tre scenariovariationer där konsekvenser av: ändrad förbrukningsflexibilitet, ökad andel havsbaserad vindkraft och tidigare-/senarelagd kärnkraftsavveckling undersökts. LMA bidrar även med implementerade scenarier som underlag för samhällsekonomiska analyser av stamnätsinvesteringar.

Genom rapporten hoppas Svenska kraftnät kunna bidra till att öka kunskapen om framtidens utmaningar bland allmänhet och marknadsaktörer. Syftet med rapporten är även att öka transparensen i scenarioarbetet samt möjliggöra en konstruktiv dialog i utformningen av scenarier och metoder för analys av framtidens kraftsystem.

1.2 Elmarknadsmodellsimuleringar

För att studera det framtida kraftsystemet och identifiera utmaningar och behov utgår analysen från tre scenarier som implementerats i elmarknadsmodeller: ett referensscenario och två kompletterande scenarier. Scenarierna beskrivs i kapitel 2.

Scenarierna har implementerats i Svenska kraftnäts elmarknadsmodeller BID3 och EMPS för simulering av Nordeuropas kraftsystem. Till marknadsmodellen av Norden kopplas även en modell över stamnätet och delar av regionalnätet för att möjliggöra mer detaljerade simuleringsresultat ned på stations- och ledningsnivå. Analyser av fysiska flöden på ledningar i de framtida scenarierna utförs kontinuerligt, men presenteras inte i denna rapport.

Produktion och elanvändning i det nordiska kraftsystemet påverkas i hög grad av vädret. Vattenkraftsproduktionen är starkt korrelerad till den hydrologiska situationen, det vill säga nederbördsmängd och snösmältning. Hur det blåser får större betydelse ju mer vindkraftskapacitet som byggs. Temperaturen påverkar elanvändningen och solinstrålningen elproduktionen från solceller. I LMA har historiska väderdata (tillrinning, vind, sol och temperatur) för åren 1982–2012 använts som ingångsvärden i modellerna, det vill säga 31 stycken så kallade *väderår*. De närmaste årtiondena förväntas tillrinningen och därmed energiproduktion i vattenkraftverken ändras på grund av klimatförändringar. För

att fånga utvecklingen har de historiska tillrinningsserierna justerats utifrån SMHI:s klimatmodeller. Scenarierna har simulerats med timupplösning för de 31 väderåren vilket innebär att varje analysår genererar simuleringsresultat för drygt 270 800 timmar².

Vindserierna för landbaserade vindkraftverk är uppdelade på elområdesnivå för Norden och i regel på nationsnivå för resterande Europa. Tre olika vindserier används där fullasttimmarna (kvoten mellan årsproduktion och märkeffekt) succesivt ökas för att fånga teknikutvecklingen och framtidens effektivare vindkraftverk. För havsbaserad vindkraft är vindserierna i regel uppdelade på nationsnivå.

1.3 Rapportens disposition

I kapitel 2 beskrivs de scenarier som tagits fram och analyserats inom ramen för LMA2018. Till rapporten bifogas även en Excelfil där data för Sverige presenteras numeriskt. I kapitel 3 analyseras förutsättningarna, utmaningarna och behoven för Svenska kraftnät att leverera el säkert och kostnadseffektivt även i framtidens kraftsystem. I kapitel 4 undersöks ett antal variationer på referensscenariot i syfte att svara på hur olika specifika faktorer kan påverka det framtida kraftsystemet. De viktigaste slutsatserna sammanfattas i kapitel 5.

² 52 veckor/år * 168 timmar/vecka * 31 väderår

2 Scenarier för det europeiska elsystemets utveckling 2020-2040

Scenarier över möjliga utvecklingsvägar för framtidens kraftsystem är ett hjälpmedel för Svenska kraftnät att identifiera behov och utmaningar i tid för att hinna möta dem med rätt åtgärder. Framtagande av scenarier sker kontinuerligt på europeisk, regional samt nordisk nivå och inledningsvis ges i detta kapitel en översiktlig beskrivning över hur arbetet kopplas till Svenska kraftnäts scenarier. Därefter beskrivs arbetsmetoden med att ta fram scenarier för LMA2018 och till sist presenteras scenarierna i siffror.

2.1 Scenarioarbete på europeisk, regional, nordisk och nationell nivå




European Network of Transmission System Operators for Electricity, ENTSO-E, samlar 43 systemoperatörer från 36 länder. Ett av ENTSO-E:s största åtagande är att svara för den europeiska nätutvecklingsplanen *Ten-Year Network Development Plan*, TYNDP. 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. I den senaste leveransen, TYNDP2018, presenterades fyra olika långsiktsscenarier för år 2030 och 2040.

Analyser och identifiering av möjliga nätförstärkningar till TYNDP görs inom ENTSO-E:s nätplaneringsregioner. Sverige ingår i *Regional Group Baltic Sea*. Regionerna kan analysera möjliga nätförstärkningar i egna scenarier utöver de som presenteras i TYNDP. Scenarierna kan alltså skilja sig åt beroende på hur olika regioner har genomfört sina analyser.

Under åren mellan TYNDP-publicationerna presenteras den nordiska nätutvecklingsplanen *Nordic Grid Development Plan*, NGDP. Inför NGDP2019 har Svenska kraftnät, Energinet, Fingrid och Statnett tagit fram ett gemensamt referensscenario som implementerats i respektive systemoperatörs elmarknadsmodell för åren 2030 och 2040. Scenariot bygger på ett av TYNDP-scenarierna men är mer genomarbetat och har en högre detaljeringsgrad på framförallt nordisk nivå. Scenariot kommer att användas för att studera nyttan av förstärkningar i ett antal korridorer mellan de nordiska länderna.

Vartannat år uppdaterar Svenska kraftnät sina långsiktsscenarier som en del av LMA. Det gemensamma nordiska scenariot från NGDP kommer i LMA2018 utgöra referensscenario och därtill tas kompletterande scenarier fram. Utöver LMA utför Svenska kraftnät varje år en *kortsiktig marknadsanalys*, KMA där en prognos tas fram över utvecklingen under kommande femårsperiod baserat på kända planer.

I Figur 1 ges en övergripande bild för arbetet med scenarier på europeisk, nordisk och nationell nivå.

| | | | |
|---|--|---|---|
|  | Publicering TYNDP2018 Regionala planer | Scenarier till TYNDP2020 (2020/2025/2030/2040) | Publicering TYNDP2020 Regionala planer |
|  | Scenario till NGDP2019 (2030/2040) | Publicering NGDP2019 | Eventuellt scenario till NGDP2021 |
|  | KMA2018 (2019-2023) LMA2018 (2030/2040) | KMA2019 (2020-2024) | KMA2020 (2021-2025) LMA2020 |
| | År 2018 | År 2019 | År 2020 |

Figur 1. Förenklad bild över scenarioarbetet inom ENTSO-E, Norden och Svenska kraftnät exemplifierat för åren 2018-2020.

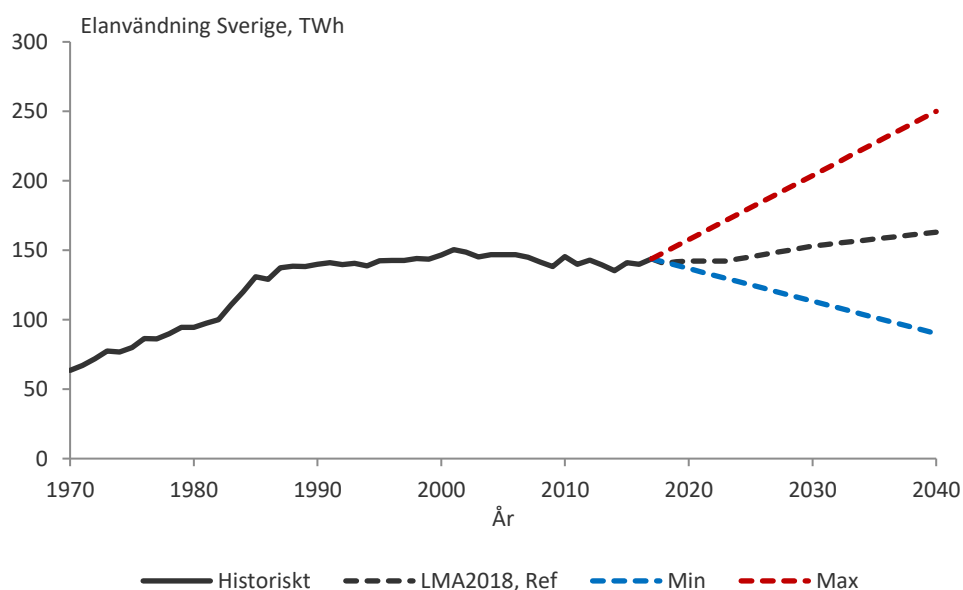
2.2 Scenarioframtagande i LMA2018

Samtliga scenarier i LMA utgår från dagens kraftsystem och elmarknad, samt fattade beslut om framtida åtgärder. En central utgångspunkt är att scenarierna ska vara konsistenta, det vill säga att det inte ska finnas några motsättningar mellan olika antaganden. Vidare ska olönsam produktion läggas ner och ny byggas om marknadspriset är tillräckligt högt om inte andra skäl föreligger som stoppar eventuell avveckling/nyinvestering.

Referensscenariot utgör en ”bästa uppskattning” och de kompletterande scenarierna har utarbetats för att vidga utfallsrummet i resultaten, med andra ingångsvärden och med en annan metodik. Tillsammans utgör de på så sätt en bredare grund för analys. Ambitionen med framtagandet av de kompletterande scenarierna har varit att fånga andra möjliga utvecklingsvägar utöver referensscenariots som innebär olika utmaningar för Svenska kraftnät att leverera el säkert och kostnadseffektivt.

För att få inspel på betydelsefulla trender, drivkrafter och osäkerhetsfaktorer för kraftsystemet utifrån olika perspektiv anordnade Svenska kraftnät den 12 mars 2018 en workshop för Sveriges branschaktörer. Resultatet från workshopen har sedan beaktats vid utformningen av de kompletterande scenarierna i LMA2018.

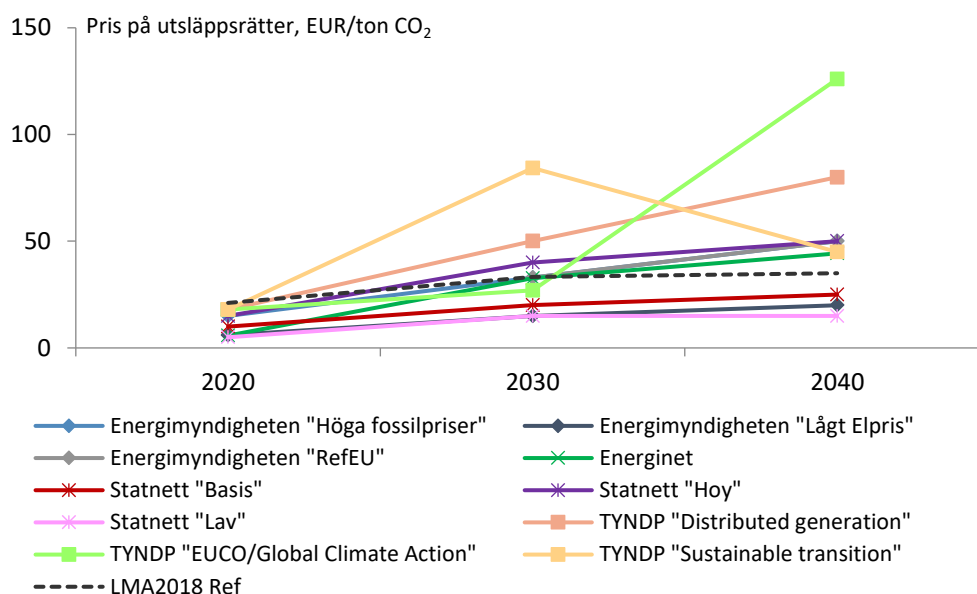
Osäkerheten i framtidens elanvändning var något som lyftes under workshopen. Scenarier för Sveriges elanvändning som tagits fram av IVA³ visar också på ett stort utfallsrum, se Figur 2 (där även antagen nivå för referensscenariot i LMA redovisas). Till vilken grad fordonsflottan kan komma att elektrifieras samt kol ersättas i stålindustrin är exempel på faktorer som kan få stor betydelse. Befolkningsstillväxt och energieffektivisering är andra parametrar att beakta. Att variera elanvändningen har därför ansetts centralt i utformningen av de kompletterande scenarierna.



Figur 2. Historik och scenarier för Sveriges elanvändning. Max- och minscenarierna är hämtade från IVA och den streckade gröna linjen visar antagen nivå i referensscenariot för LMA2018.

Priset på bränslen och i synnerhet på utsläppsrätter är ytterligare en stor osäkerhetsfaktor som samtidigt kan få betydande påverkan på utvecklingen av kraftsystemet. I Figur 3 redovisas framtida pris på utsläppsrätter som antagits i liknande studier samt för referensscenariot i LMA2018. Svårigheten med att skatta prisutveckling åskådliggörs i figuren av det relativt breda spannet mellan olika scenarier.

³ IVA, Framtidens elanvändning – En delrapport, 2016.



Figur 3. Pris på utsläppsrätter för referensscenariot i LMA2018 jämfört med liknande långsiktstudier från Energimyndigheten⁴, Energinet⁵, Statnett⁶ och TYNDP2018⁷.

Utifrån diskussionerna på workshopen samt ovanstående resonemang har två kompletterande scenarier till referensscenariot framarbetats: ett så kallat *högscenario* och ett så kallat *lågscenario*. I högscenariot antas en global klimatsatsning där el är den primära energibäraren i samhället, vilket medför ökad elanvändning och ökade bränslepriser i jämförelse med referensscenariot. För lågscenariot antas "business as usual" och priset på bränsle och utsläppsrätter samt elanvändning ligger kvar på dagens nivåer.

2.2.1 Metod för framtagandet av referensscenariot

Det gemensamma nordiska scenario, som utgör referensscenario i LMA2018, har baserats på ENTSO-E:s TYNDP2018 scenario *Sustainable transition* och vidareutvecklats utifrån den samlade kunskapen i projektgruppen inom NGDP.

Utgångspunkten i TYNDP-scenariot är i korthet att koldioxidutsläpp framförallt reduceras genom att kol och brunkol ersätts med naturgas. I det nordiska referensscenariot har dock utvecklingen mot ett förnybart energisystem antagits gå snabbare vilket föranlett en högre elanvändning. Bland annat har andelen elbilar i Europa, från att i ursprungsscenario legat på 20-30 procent, ökat till cirka 60 procent samt en kraftigare utbyggnad av värmepumpar antagits för ersättning av fossil uppvärmning. För att möta elanvändningen har förnybar produktion som vind- och solkraft antagits byggas ut i motsvarande grad. Klimatåtgärderna har

⁴ Statens energimyndighet, Scenarier över Sveriges energisystem 2016, ER 2017:6, 2017

⁵ Energinet, Analyseförutsättningar - regneark, september 2017, 2017

⁶ Statnett, Langsiktig marknadsanalyse – Norden og Europa 2016-2040, 2016

⁷ ENTSOe och ENTSOg, TYNDP 2018 Scenario report – main report, 2018

antagits ske genom en blandning av att priset på utsläppsrätter stiger något, samtidigt som riktade subventioner till förnybara energikällor fortsätter.

Elanvändningen i Norden ökar i referensscenariot som en följd av framförallt en tillväxt inom nya industriella områden som serverhallar och batterifabriker samt elektrifiering av stål- och cementproduktion samt transportsektorn.

2.2.2 Metod för framtagandet av kompletterande scenarier

För framtagande av de kompletterande scenarierna på detaljnivå har en funktion tillämpats i elmarknadsmodellen BID3 där en optimal produktionsmix eftersträvas genom att modellen iterativt bygger ut kraftsystemet.

Utfallet är beroende av ramvillkor som sätts av användaren. Ett exempel på ett villkor är maximal tillåten utbyggnadsnivå av olika kraftslag i olika länder. Gränsvärdena har baserats på den högsta antagna installerade kapaciteten per land i TYNDP2018 ökat med cirka 20 procent. Samma nivå har antagits både för hög- och lågscenariot. Inga nationella stödnivåer eller styrmedel har implementerats. Antagna kapitalutgifter och driftkostnader⁸ för kraftslagen är samma för alla modellerade länder och för de båda scenarierna.

De ingångsvärden till funktionen som skiljer scenarierna åt är elanvändning, bränslepris och pris på utsläppsrätter, det vill säga relativt höga värden för högscenariot och låga för lågscenariot.

⁸Baserade på StormGeo Nena Analysis, Nordic Power Market, Outlook 2018-2045, 2018

2.3 Scenarierna i siffror

Referensscenariot simuleras och analyseras för åren 2030 och 2040 och de kompletterande scenarierna för år 2040. Simuleringsresultat för år 2020 från KMA2018 är inkluderat i många figurer och tabeller som jämförelse. Upplägget för scenarier och analysår, samt hur de benämns i rapportens tabeller och figurer (inom citattecknen), presenteras grafiskt i Figur 4 nedan.



Figur 4. Upplägg scenarier och analysår i LMA2018. Den benämning som används för analysåren i figurer och tabeller i resterande rapport är "2020", "2030", "2040 Låg", "2040 Ref" samt "2040 Hög".

2.3.1 Bränslepriser, priser för utsläppsrätter samt elcertifikat

Bränslepriser och pris på utsläppsrätter har, som tidigare nämnts, en stor inverkan på den europeiska elmarknaden och är samtidigt en stor osäkerhetsfaktor i scenarierna. I Tabell 1 redovisas historiskt och antaget pris (i nominella termer) på kol, naturgas och utsläppsrätter. En grov uppskattning av marginalkostnad för elproduktion från kol- respektive gaskraftverk inkluderas även. Marginalkostnaden har beräknats utifrån de antagna priserna på bränsle och utsläppsrätter samt en verkningsgrad på 40 procent för kolkraft och 50 procent för gaskraft.

På grund av att priset på utsläppsrätter antas öka i referensscenariot blir den uppskattade marginalkostnaden för elproduktion från kol- och gaskraftverk lika i början av 2020-talet och framåt. För lågscenario är priset på kol och naturgas samma som för referensscenariot, men eftersom priset på utsläppsrätter är lägre, blir elproduktion från kolbränslen billigare. Även för högscenario är elproduktion från kolbränslen billigare, men gaskraftverk körs för att möta behovet av snabb planerbar produktion som komplement till den ökande andelen icke planerbar produktion.

Tabell 1. Pris på kol, naturgas och utsläppsrätter som antagits för de olika scenarierna i LMA2018. Grovt uppskattade marginalkostnader för ett kolkraftverk med 40 procent verkningsgrad samt ett gaskraftverk på 50 procent verkningsgrad redovisas även.

| | 2017 | 2020 | 2030 | 2040 Låg | 2040 Ref | 2040 Hög |
|---------------------------------|------|------|------|-------------|-------------|-------------|
| Kol, EUR/MWh | 10,5 | 13,7 | 8,6 | 9,0 | 9,0 | 13,0 |
| Naturgas, EUR/MWh | 17,6 | 21,1 | 18,0 | 19,8 | 19,8 | 44 |
| EU ETS, EUR/ton CO ₂ | 5,0 | 21,1 | 33,3 | 9,8 | 35,0 | 80,0 |
| Kolkraft, EUR/MWh | 30 | 51 | 48 | 30 | 50 | 96 |
| Gaskraft, EUR/MWh | 37 | 50 | 48 | 43 | 52 | 117 |

Det förlängda elcertifikatsmålet antas för samtliga scenarier vara uppnått redan under början av 2020-talet och efter år 2030 sker utbyggnaden av vindkraft utan subventioner. Prognos för pris på elcertifikat faller alltså utanför ramen för LMA.

2.3.2 Elanvändning

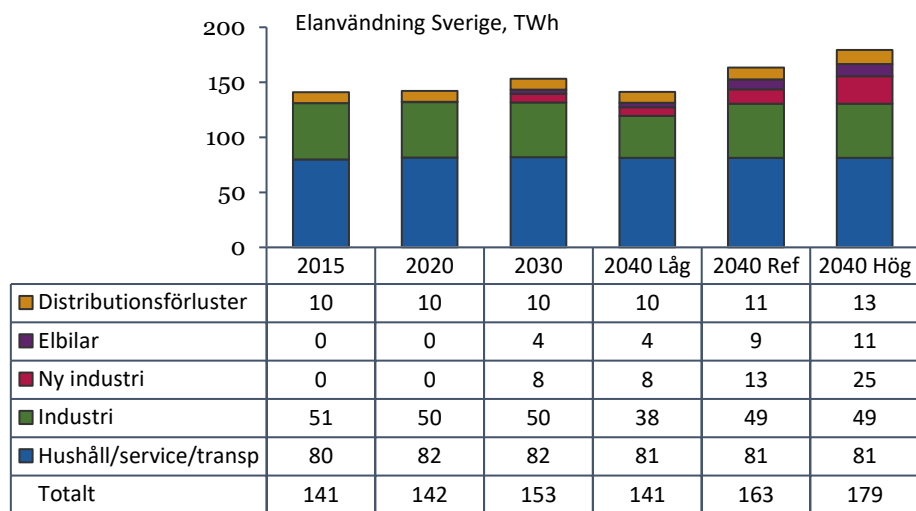
Sverige

I Figur 5 presenteras historik och scenarioantaganden för Sveriges elanvändning under ett normalår uppdelad på olika kategorier. Elanvändningen för kategorin *hushåll, service och transport* ligger kvar på dagens nivåer då befolkningsökningen i samtliga scenarier antas balanseras av energieffektiviseringsåtgärder.

Kategorin *Ny industri* innefattar etableringen av serverhallar och batterifabriker samt elektrifiering av industrin. Högscenariot har nästan den dubbla elanvändningen i denna kategori jämfört med referensscenariot. För lågscenariot har olönsamhet lett till att en del traditionell industri antingen avvecklas eller flyttats, men etablering av bland annat serverhallar medför att den totala elanvändningen inom industrisektorn ligger på ungefär samma nivå som idag.

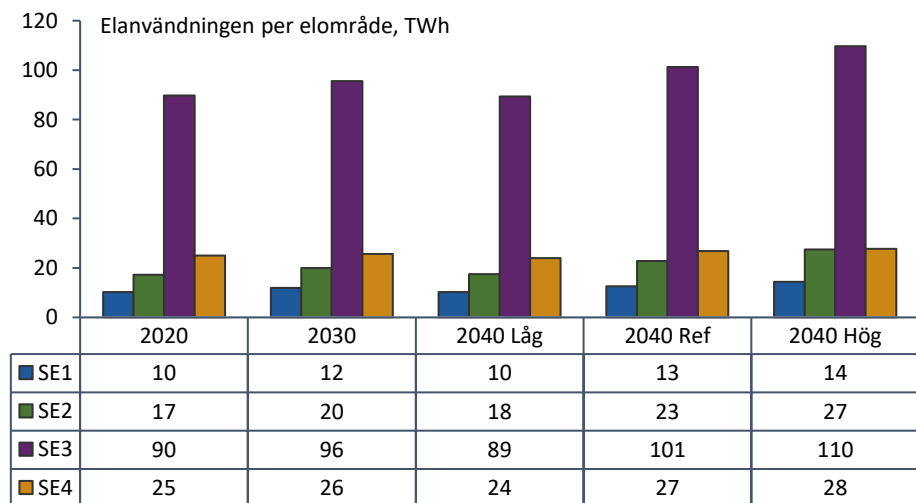
I referensscenariot antas andelen elbilar öka från 25 procent år 2030 till 60 procent år 2040. Andelen elbilar i högscenariot är cirka 70 procent. I lågscenariot antas cirka 25 procent av landets fordonsflotta att utgöras av elbilar.

För hög- och referensscenarierna år 2040 laddas cirka 30 procent av elbilarna ”smart” det vill säga vid låga elpriser, dock utan möjlighet att mata tillbaka kraft till elnätet. För resterande andel elbilar samt för samtliga elbilar år 2030 och lågscenariot 2040 har förbrukningen spridits jämt över årets timmar. I kapitel 4.1 studeras bland annat hur olika laddningsmönster hos elbilarna påverkar kraftsystemet.



Figur 5. Elanvändningen i Sverige uppdelat på olika förbrukningsgrupper för historiskt år 2015 samt antaganden för analysåren. Kategorin *Ny industri* omfattas av serverhallar, batterifabriker och elektrifiering av industrin.

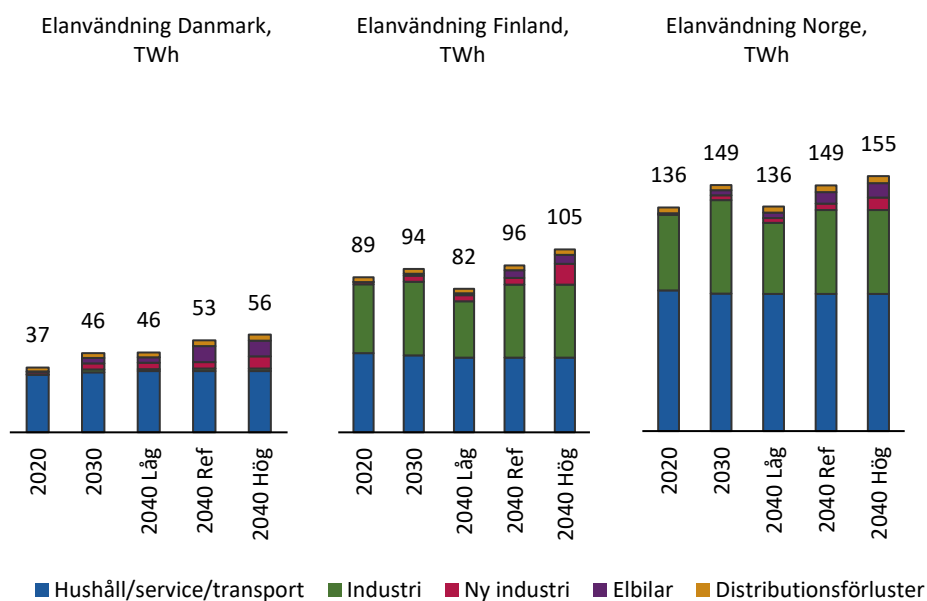
Fördelning av elanvändningen per elområde visas i Figur 6. Procentuellt sett ökar elanvändningen för referens- och högscenariot mest i SE2 då merparten av kategorin *Ny industri* antas etableras här.



Figur 6. Antagen elanvändning i Sverige fördelat per elområde.

Övriga Norden

Antagen utveckling för elanvändningen i Danmark, Finland och Norge redovisas i Figur 7. Industrins satsning på fossilfri stålproduktion ökar Finlands elanvändning ytterligare medan ökningen i Norge och Danmark främst antas utgöras av serverhallar och batterifabriker för referens- samt högscenariot. För lågscenariot sker istället en viss tillbakagång i industrin.



Figur 7. Antagen elanvändning i Danmark, Finland och Norge uppdelat på olika förbrukningsgrupper.

Europa

Elanvändning för Baltikum och länderna i norra Europa samt för totala Europa⁹ utöver Norden redovisas i Tabell 2. För högscenariot används *Distributed Generation* som utgångspunkt vilket är det TYNDP-scenario med högst elanvändning. Då referensscenariots elanvändning redan ökats i förhållande till ursprungsscenarioet *Sustainable Transition* blir skillnaden upp till nivåerna i högscenariot inte lika stora på kontinenten som motsvarande för Sverige och övriga Norden för år 2040. För lågscenariot år 2040 antas elanvändningen ha stagnerat på samma nivå som för år 2030 i referensscenariot.

⁹ De länder som simuleras explicit utöver Norden och Baltikum är följande; Belgien, Frankrike, Italien, Nederländerna, Polen, Ryssland (förenklad och ingår ej i total elanvändning i tabellen), Schweiz, Storbritannien (Nordirland undantaget), Tjeckien, Tyskland och Österrike.

Tabell 2. Total antagen elanvändning (TWh) för de länder som utöver Norden som ingår i elmarknadssimuleringarna.

| Land | 2030 | 2040 Låg | 2040 Ref | 2040 Hög |
|-----------------------------------|-------|----------|----------|----------|
| Baltikum | 31 | 31 | 35 | 40 |
| Frankrike | 464 | 464 | 517 | 535 |
| Nederländerna | 118 | 118 | 143 | 148 |
| Polen | 166 | 166 | 203 | 214 |
| Storbritannien | 317 | 317 | 368 | 378 |
| Tyskland | 547 | 547 | 644 | 659 |
| Totalt simulerade kontinentländer | 2 330 | 2 330 | 2 670 | 2 800 |

2.3.3 Kapacitet per kraftslag

Sverige

I svenska vattenkraftverk finns idag en total installerad kapacitet för elproduktion om cirka 16,3 GW. Maximal samtidig produktion ligger dock kring 13,4 GW på grund av fysiska och legala begränsningar i hydrologi, tillgänglighet och vattendomar. Installerad kapacitet antas i samtliga scenarier ligga kvar på dagens nivåer, men det råder dock en viss osäkerhet kring förutsättningarna för framtida elproduktion från vattenkraft. EU:s ramdirektiv för vatten 2000/60/EG skulle kunna medföra en minskning till följd av restriktioner, samtidigt som studier har pekat på en möjlig effekthöjning i befintliga kraftverk.

Utöver Ringhals 1 och 2 antas ytterligare en kärnkraftsreaktor avvecklas före år 2030. Detta motiveras med att återbetalningstiden blir för kort om oväntade problem uppstår som kräver omfattande investeringar. Under vårens workshop framkom flera synpunkter beträffande möjlig livstidsförlängning av befintliga kärnkraftsreaktorer utöver 60 år, beroende på politisk utveckling och erhållna elpriser. Det framfördes att under "rätt" förutsättningar skulle befintlig svensk kärnkraft kunna finnas kvar fram till år 2055-2065. Även utsikten av snabbare avveckling togs upp under workshopen. I *Energiöverenskommelsen*¹⁰ samt i *Energiropolitikens inriktning, Prop. 2017/18:228*¹¹ föreslås ett mål om att elproduktionen år 2040 ska vara 100 procent förnybar. Det poängteras dock att detta inte är ett stoppdatum som förbjuder kärnkraft och inte innebär en stängning

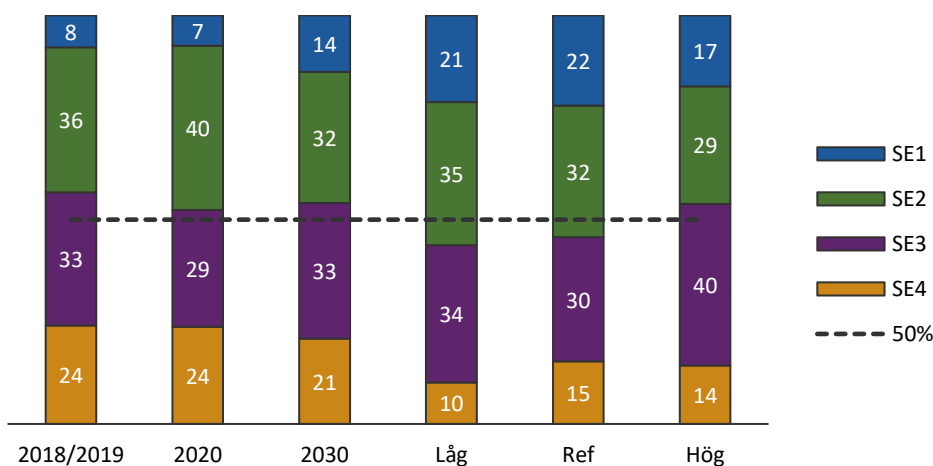
¹⁰ Regeringen, Ramöverenskommelse mellan Socialdemokraterna, Moderaterna, Miljöpartiet de gröna, Centerpartiet och Kristdemokraterna, 2016

¹¹ Regeringen, Energiropolitikens inriktning ID-nummer: Prop. 2017/18:228, 2017

av kärnkraft med politiska beslut. Framtiden för svensk kärnkraft utgör med andra ord en osäkerhetsfaktor. I scenarierna för år 2040 har ett antagande gjorts att svensk kärnkraft är avvecklad för att kunna utvärdera behovet av nätinvesteringar ”post kärnkraft”. I kapitel 4.3 undersökts konsekvenser för kraftsystemet av både tidigarelagt avveckling år 2030 samt att majoriteten av reaktorerna är kvar år 2040.

Vindkraft är det kraftslag som kräver lägst elpris för att kunna motivera nyetablering och följaktligen det kraftslag som ser den största tillväxten fram till år 2040 i samtliga scenarier. Trots att elbehov samt priser på bränsle och utsläppsrätter ligger relativt lågt i lågscenariot (vilket bör medföra ett lågt elpris och minskad lönsamhet) byggs mer vind i lågscenariot jämfört med referensscenariot. I högscenariot sker en kraftig byggnation av havsbaserad vindkraft. Vad en än mer storskalig utbyggnad av havsbaserad vindkraft i södra Sverige skulle kunna få för konsekvenser för kraftsystemet utreds närmare i kapitel 4.2. En stor osäkerhet i scenarierna är var de förväntade nya vindkraftparkerna kan komma att byggas. Söder om Snitt 2 är elpriset generellt högre, men tillståndprocessen i regel krångligare. Det elpris som vindkraften däremot erhåller kan skilja sig från elpriset i medeltal då mycket vindkraftsproduktion pressar ned priserna under de ”blåsiga” timmarna. I kapitel 2.3.7 studeras detta närmare. I Figur 8 visas hur vindkraftskapaciteten antas fördela sig procentuellt mellan Sveriges elområden för årsskiftet 2018/2019 samt för analysåren.

Fördelning vindkapacitet per elområde, %



Figur 8. Fördelning av installerad kapacitet vindkraft mellan de svenska elområdena för nuläget samt för analysåren. Nivån för 50 procent visas i figuren för att tydliggöra fördelningen norr och söder om Snitt 2.

Solkraft byggs i referensscenariot och högscenariot, men i lågscenariot, där intresset för klimatsatsningar inte är lika prioriterat som övriga scenarier, ligger installerad effekt solkraft kvar på samma nivå som för år 2030.

Installerad kapacitet i kraftvärmeverk antas minska något fram till år 2040. Detta är dock ytterligare en osäkerhet i scenarierna då lönsamheten för kraftvärmen utöver elpriset även är beroende av värmebehovet. Dessutom kan det finnas möjlighet för kraftvärmeverken att bidra med flexibilitet vilket ytterligare kan öka potentialen. I högscenariot har cirka 460 MW gaskraftverk byggts som uppvisade lönsamhet för de prisnivåer som erhöles.

I Tabell 3 presenteras antagen installerad effekt per kraftslag i Sverige för årsskiftet 2018/2019 samt för analysåren.

Tabell 3. Antagen installerad effekt per kraftslag i Sverige. För vattenkraften visas maximal samtida produktionskapacitet.

| Kraftslag, MW | 2018/2019 ¹² | 2020 | 2030 | 2040 Låg | 2040 Ref | 2040 Hög |
|-----------------|-------------------------|--------|--------|-------------|-------------|-------------|
| Vattenkraft | 16 300 | 16 300 | 16 300 | 16 300 | 16 300 | 16 300 |
| Kärnkraft | 8 590 | 7 720 | 5 870 | 0 | 0 | 0 |
| Vindkraft | 7 510 | 10 900 | 13 850 | 25 920 | 24 730 | 31 710 |
| Landbaserad | 7 320 | 10 700 | 12 580 | 24 650 | 22 200 | 26 540 |
| Havsbaserad | 190 | 200 | 1 270 | 1 270 | 2 525 | 5 170 |
| Solkraft | 460 | 600 | 4 010 | 4 010 | 7 380 | 7 380 |
| Övr. värmekraft | 5 880 | 4 740 | 4 450 | 4 450 | 4 450 | 4 910 |
| Totalt | 32 860 | 40 260 | 44 480 | 50 680 | 52 860 | 60 300 |

Norden

I Tabell 4 redovisas sammanlagd installerad kapacitet i Sverige, Norge, Finland och Danmark. Mellan år 2030 och 2040 minskar kapaciteten i kärn- och värmekraft till förmån för vind- och solkraft. I Norge antas en ökning av vattenkraftkapaciteten mellan år 2020 och 2030. Kärnkraftsproduktionen år 2040 utgörs i Norden av reaktorerna *Olkiluoto 3* och *Hanikivi* i Finland. Övriga kärnkraftverk i Finland antas ha avvecklats på grund av att den tekniska livslängden uppnåtts.

¹² Svenska kraftnät, Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2018, 2018/587. Inkluderar ej effektreserv eller störningsreserv.

Tabell 4. Antagen installerad kapacitet per kraftslag sammanlagt för Sverige, Norge, Finland och Danmark

| Kraftslag, GW | 2020 | 2030 | 2040 Låg | 2040 Ref | 2040 Hög |
|---------------|--------------|--------------|--------------|------------|--------------|
| Vattenkraft | 51,9 | 53,8 | 53,8 | 53,8 | 53,8 |
| Kärnkraft | 7,7 | 10,2 | 2,8 | 2,8 | 2,8 |
| Vindkraft | 23,8 | 33,8 | 54,6 | 54,3 | 69,3 |
| Solkraft | 1,6 | 7,4 | 8,4 | 17,6 | 17,6 |
| Värmekraft | 18,4 | 14,2 | 13,5 | 13,5 | 14,4 |
| Totalt | 103,4 | 119,4 | 133,1 | 142 | 157,9 |

Europa

I Tabell 5 presenteras installerad kapacitet per kraftslag för Storbritannien, Tyskland, Polen, Nederländerna och totalt för Baltikum. I tabellen framgår en av skillnaderna mellan de två metoderna för scenarioframtagande. I referensscenariot har en mer blygsam utbyggnad av förnybara energikällor antagits för Polen. I de kompletterande scenarierna sker däremot en kraftig utbyggnad av polsk vind- och solkraft, i både låg- och högscenariot.

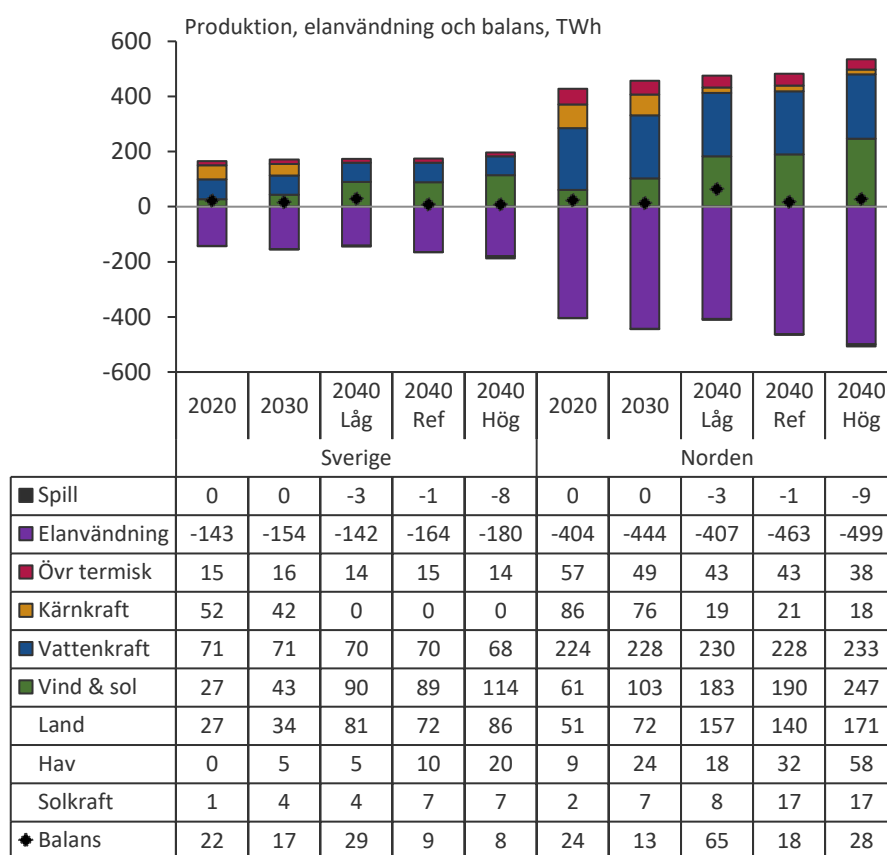
Tabell 5. Antagen installerad kapacitet (GW) för Storbritannien, Tyskland, Nederländerna och Polen samt totalt för de tre baltiska länderna.

| Land | Scenario | Värme- kraft | Vatten- kraft | Pump- kraft | Vind hav | Vind land | Sol |
|----------------|----------|-----------------|------------------|----------------|----------|-----------|------|
| Storbritannien | 2030 | 26,0 | 1,6 | 2,8 | 22,4 | 10,1 | 26,4 |
| | 2040 Låg | 16,4 | 1,6 | 2,8 | 25,1 | 14,6 | 26,4 |
| | 2040 Ref | 17,5 | 1,6 | 2,8 | 34,1 | 15,3 | 43,9 |
| | 2040 Hög | 17,1 | 1,6 | 2,8 | 40,5 | 25,6 | 34,6 |
| Tyskland | 2030 | 16 | 8,2 | 9,5 | 19,1 | 60,9 | 68 |
| | 2040 Låg | 19,4 | 8,5 | 9,9 | 16,4 | 35,6 | 68 |
| | 2040 Ref | 24,4 | 8,5 | 9,9 | 38,3 | 73,8 | 96,5 |
| | 2040 Hög | 21,2 | 8,5 | 9,9 | 56,4 | 70,5 | 83,6 |
| Nederländerna | 2030 | 10,4 | 0 | 0 | 11,4 | 6,1 | 12,2 |
| | 2040 Låg | 7,9 | 0 | 0 | 11 | 4,7 | 9,7 |
| | 2040 Ref | 8,4 | 0 | 0 | 19,1 | 8,1 | 20,7 |
| | 2040 Hög | 8,7 | 0 | 0 | 13,3 | 9 | 9,7 |
| Polen | 2030 | 8,9 | 1 | 1,6 | 2,2 | 8,1 | 2,1 |
| | 2040 Låg | 8,9 | 1 | 1,8 | 2,2 | 12,1 | 27 |
| | 2040 Ref | 11,9 | 1 | 1,8 | 6,9 | 16,5 | 7,7 |
| | 2040 Hög | 9,8 | 1 | 1,8 | 6,9 | 40,6 | 49,9 |
| Baltikum | 2030 | 1,2 | 1,7 | 1,1 | 0,01 | 1,8 | 0,4 |
| | 2040 Låg | 1,2 | 1,7 | 1,1 | 0 | 3,2 | 0,4 |
| | 2040 Ref | 1,2 | 1,7 | 1,1 | 0,01 | 4,5 | 1,1 |
| | 2040 Hög | 1,2 | 1,7 | 1,1 | 0 | 9,2 | 9,9 |

2.3.4 Elbalans

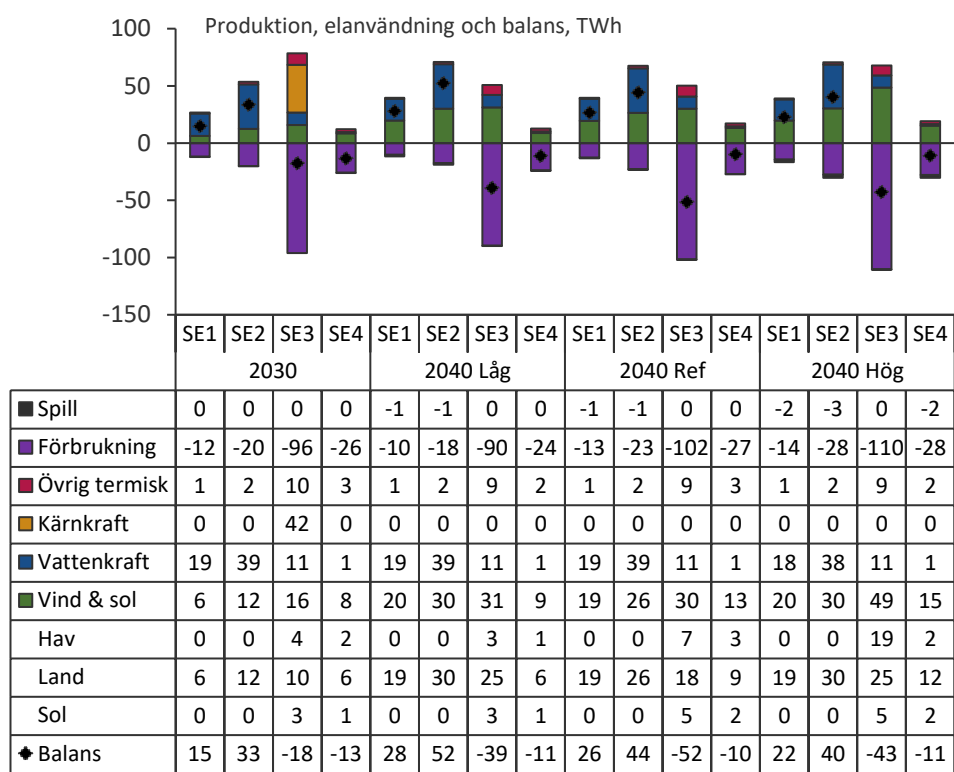
Sverige

Årsmedel för elproduktion, -användning och -balans för Sverige samt för Norden i sin helhet redovisas i Figur 9. Sverige och Norden är nettoexportör av el på årsbasis i alla scenarier. Överskottet är som störst i lågsceariot på grund av den låga elanvändningen men samtidigt höga produktionen från vind- och solkraft. I högscenariot ”spills” cirka 8 TWh el årligen i Sverige. Detta på grund av en överproduktion av förnybara energikällor under en del timmar som inte möter någon elanvändning och som nätet inte klarar av att överföra vidare. Modellen särredovisar inte vilket kraftslag som har spillts och därför redovisas detta som en negativ post i tabellen och har inte dragits bort från produktionen.



Figur 9. Simulerat årsmedel för elproduktion, -användning och -balans för Sverige och Norden.

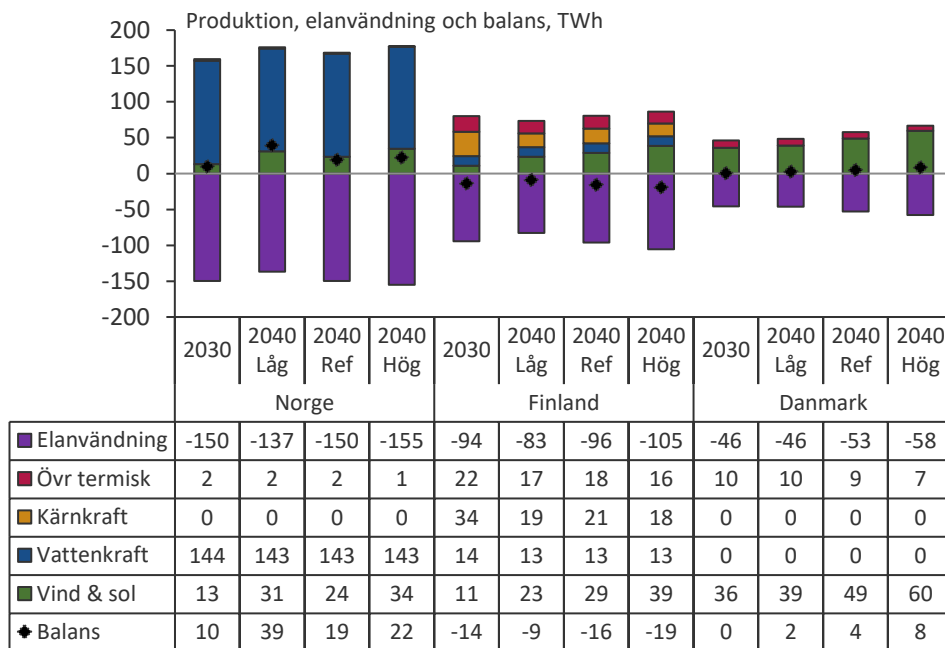
I Figur 10 presenteras årsmedel för elproduktion, -användning och -balans för de fyra svenska elområdena. I samtliga scenarier är Sverige likt idag ett delat land över Snitt 2 med överskott av produktion i SE1 och SE2 och underskott i SE3 och SE4.



Figur 10. Simulerat årsmedel för elproduktion, -användning och -balans för de svenska elområdena.

Övriga Norden

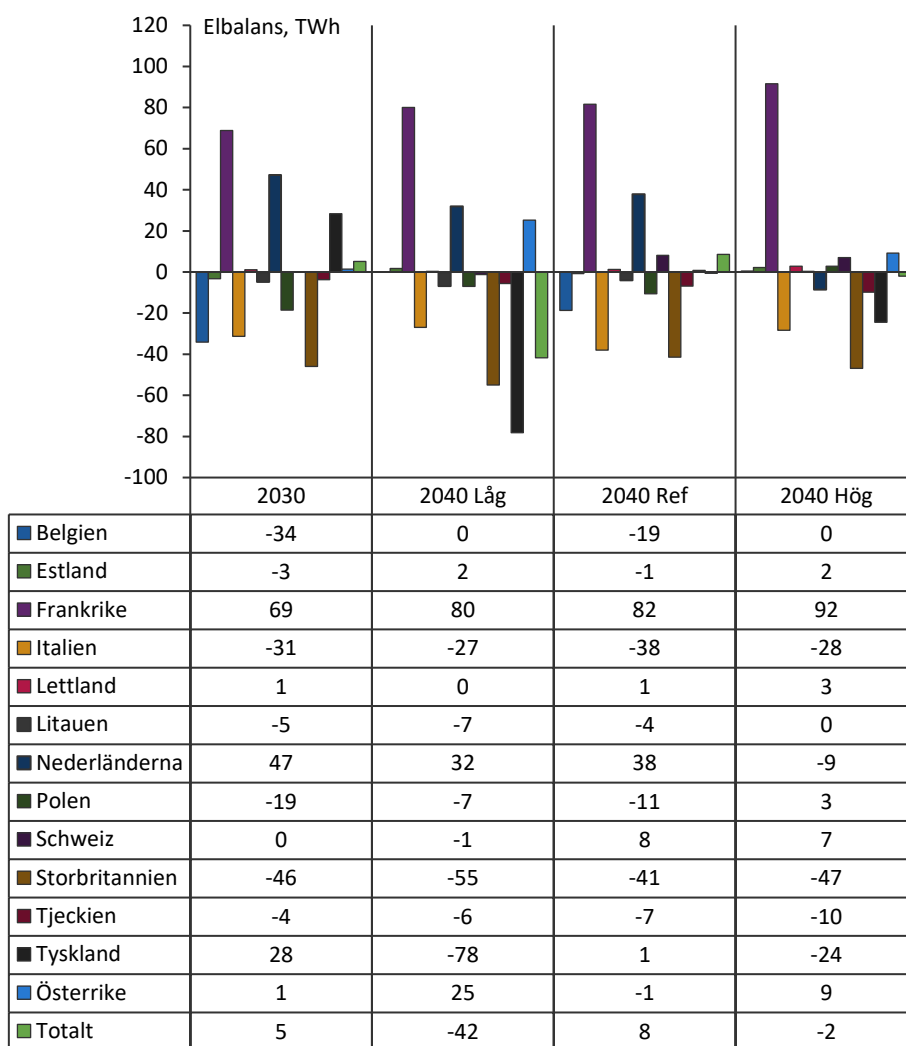
Årsmedel för elproduktion, -användning och -balans för Norge, Finland och Danmark presenteras i Figur 11. Finland har ett underskott på el på årsbasis i samtliga scenarier då utbyggnaden av kärn-, vind- och solkraft inte räcker till att täcka upp för avvecklingen av äldre reaktorer, övrig värmekraft och stigande elanvändning. För både Norge och Danmark stärks elbalansen på årsbasis främst på grund av förnybar elproduktion från vind och sol. Norge har en större utbyggnad av vindkraft i både låg- och högscenariot i jämförelse med referensscenariot. De stora reglerresurserna i norsk vattenkraft bidrar till att balansera den intermittenta produktionen. Detta, tillsammans med de utökade förbindelserna till Storbritannien och kontinentala Europa under analysperioden, gör att utbyggnad av norsk vindkraft främjas i de kompletterande scenarierna.



Figur 11. Simulerat årsmedel för elproduktion, -användning och -balans för Norge, Finland och Danmark.

Europa

I Figur 12 presenteras årsmedel för elbalansen över de 31 simulerade väderåren för länderna i övriga Europa. I lågsceariot har Norden ett stort energiöverskott som exporteras vidare till Europa. Det är framförallt Tyskland som importerar nordisk el på bekostnad av minskad utbyggnad av vind- och solkraft i förhållande till referenssceariot.



Figur 12. Simulerat årsmedel för elbalans för de europeiska länderna.

2.3.5 Flexibilitet i produktion och användning

I samtliga scenarier för år 2040 har förbrukningsflexibilitet och storskalig lagring implementerats för Kontinentaleuropa och Storbritannien. Dessa utgörs av batterier, möjlighet till bränslebyte för till exempel uppvärmning, power-to-gas, pumpkraftverk med mera. Dessutom har elproduktion från kondenskraft och gasturbiner adderats iterativt under förutsättning att en viss lönsamhet för kraftverken uppnås.

För Norden har tre prisnivåer för förbrukningsfrånkoppling på mellan 140 euro/MWh och 400 euro/MWh implementerats i modellen. När elpriset når dessa nivåer kopplas en del elanvändning¹³ bort. Volym och prissättning på

¹³ Rent modelltekniskt startas i själva verket en produktion med 100 procent verkningsgrad och med bränslepris lika med elprisnivåerna.

förbrukningsfrånkoppling har baserats på dagens priselasticitet på efterfrågekurvan för systempriset som utgörs till stor del av elintensiv industri. För Sverige, Norge, Finland och Danmark uppgår den totala modellerade kapaciteten förbrukningsfrånkoppling till 3 850 MW för 2030 och 5 050 MW år 2040. I högscenariot har en del gaskraftverk adderats utifrån vissa lönsamhetskriterier. I kapitel 3.2 studeras effekttillräckligheten i scenarierna närmare.

Flexibilitet i kraftsystemet är ytterligare en stor osäkerhetsfaktor i scenarierna som samtidigt kan komma spela en betydande roll framtidens kraftsystem. I kapitel 4.1 görs en närmare studie på hur förändrad förbrukningsflexibilitet och lagring i Norden påverkar kraftsystemet.

2.3.6 Överföringskapacitet

I antagen överföringskapacitet ingår de projekt som finns med i europeiska systemoperatörernas tioårsplaner samt i ENTSO-E:s TYNDP. För högscenariot har överföringskapaciteten mellan en del länder på kontinenten ökats enligt *Projects of Common Interest*, PCI-projekt, som ligger i planeringsfasen. Detta eftersom de preliminära simuleringsresultaten visade på stora prisskillnader och därmed sannolik lönsamhet för dessa projekt.

Inom Norden samt mellan Norden och kontinenten utvecklas dock överföringskapaciteten lika för alla scenarier. I Sverige antas kapaciteten i Snitt 2 vara 8 100 MW år 2030 för att öka till 10 500 MW år 2040. Eftersom ett av syftena med LMA är att undersöka utbyggnadsbehov kan överföringskapaciteten i scenarierna vara underutbyggt för framförallt år 2040. Scenarierna ska visa på vilka behov som kan finnas, inte hur kraftsystem och marknad ser ut efter att behoven är uppfyllda.

De kapacitetsförändringar som är antagna för de nordiska snitten mellan år 2020 och 2040 redovisas i Tabell 6. En del ledningar når även sin tekniska livslängd under åren fram till år 2040 och ett antagande har gjorts att överföringskapaciteten bibehålls under hela perioden. Dock behöver nyttan med att reinvestera och möjligtvis förstärka ledningarna analyseras från fall till fall.

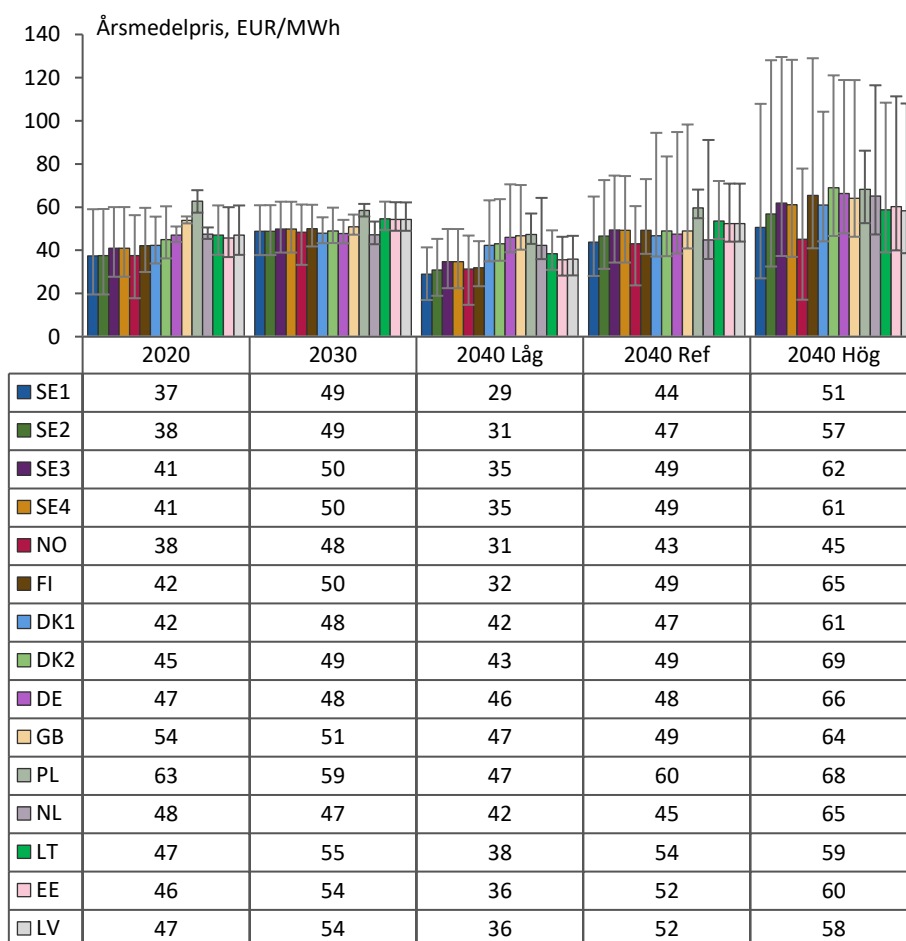
Tabell 6. Antagna förändringar i överföringskapacitet för de nordiska snitten mellan år 2020 och 2040.

| Driftår | Snitt | Förändring [MW] | Total [MW] | Information/Namn |
|-----------|------------------|--------------------|--------------------|--|
| 2020 | NO2↔DE | +1400 | 1 400 | NordLink |
| | DK1↔NL | +700 | 700 | COBRACable |
| 2021 | NO2↔UK | +1400 | 1 400 | North Sea Link |
| | DK1→DE | +720 | 2 500 | Steg 1 Jylland-Tyskland |
| | DE→DK1 | +1000 | 2 500 | |
| 2022 | SE2↔SE3 | +500 | 7 800 | Förstärkning Snitt 2 |
| 2023 | SE2↔SE3 | +300 | 8 100 | Förstärkning Snitt 2 |
| | SE3→SE4 | +600 | 7 200 | Ekhyddan-Nybro-Hemsjö |
| | SE4→SE3 | +400 | 3 600 | |
| | DK1↔DE | +1 000 | 3 500 | Steg 2 Jylland-Tyskland |
| | DK1↔UK | +1400 | 1 400 | Viking Link |
| 2026 | SE4↔DE | +700 | 1 315 | Hansa PowerBridge |
| | SE1→FI FI→SE1 | +800 +900 | 3 200 tot SE-FI | 3:e AC |
| 2029 | SE2/SE3↔FI | +400 (netto) | 3 600 tot SE-FI | -Avveckling Fenno-Skan1 (-400 MW SE3-FI) -Ny HVDC (+800 MW SE2-FI) |
| 2031-2039 | NO↔UK | +1400 | 2 800 | NorthConnect eller liknande |
| 2031-2039 | SE2↔SE3 | +2400 | 10 500 | Förstärkning Snitt 2 |

2.3.7 Elpris och prisskillnader

I Figur 13 presenteras årsmedelpriset för de simulerade elområdena i norra Europa. De mörkgrå klammarna visar spannet mellan det simulerade väderåret med högst årsmedelpris och det simulerade väderåret med lägst årsmedelpris. Mellan år 2020 och år 2030 ökar årsmedelpriset på grund av stigande bränslepriser och pris på utsläppsrätter. Spannet mellan högsta och lägsta årsmedelpris minskar dock på grund av att flera nya förbindelser byggts som hjälper till att jämna ut priserna inom Norden och mellan Norden och övriga Europa.

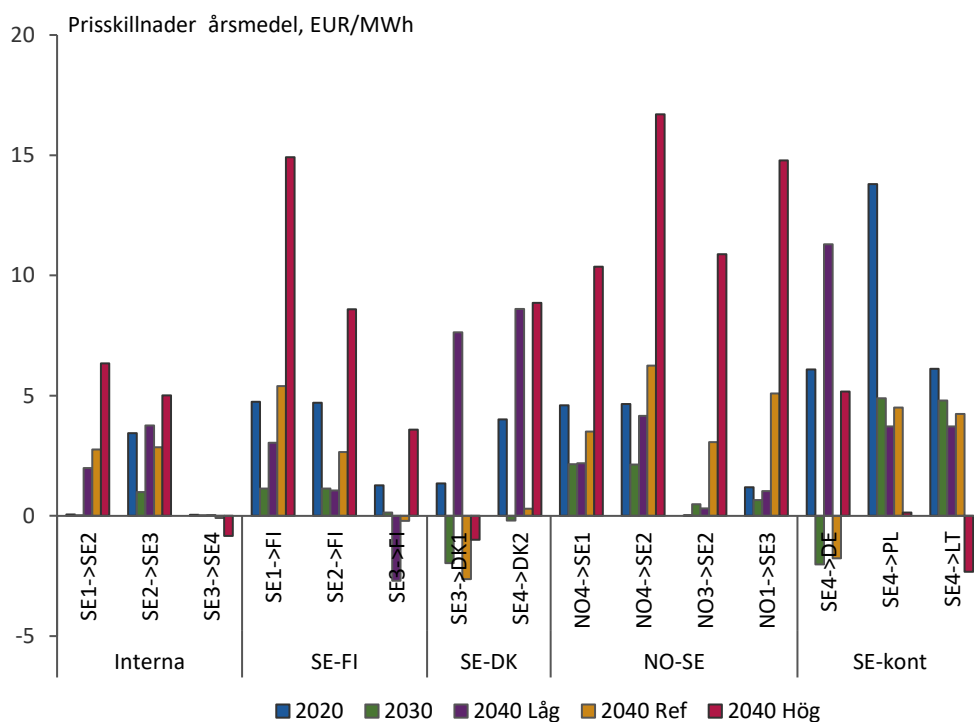
Mellan år 2030 och referensscenariot för år 2040 minskar årsmedelpriset något generellt men skillnaden i årsmedelpris mellan olika väderår ökar. I samtliga 2040-års scenarier fortsätter Norge att vara Europas lågprisland för el trots bland annat två kabelförbindelser till Storbritannien på 1 400 MW vardera. Att det norska årsmedelpriset är lägre för högscenariot än för referensscenariot beror på att mer norsk vindkraft har byggts. Detta gör att Norge har ett större överskott i högscenariot trots den ökade elanvändningen.



Figur 13. Simulerade årsmedelpris i Norden och kringliggande länder. Klammarna visar spannet mellan det väderåret med högst årsmedelpris och det väderåret med lägst årsmedelpris.

I Figur 14 presenteras årsmedelvärden för simulerade prisskillnader mellan olika elområden. År 2030 är prisskillnaderna relativt små mellan länderna och inom Sverige på årsbasis, vilket är en konsekvens av ökad överföringskapacitet. Prisskillnaderna ökar till år 2040. För referens- och högscenariot beror de ökande prisskillnaderna på att en större elproduktion ska täcka en större elanvändning samtidigt som elnätets överföringskapacitet är ungefär densamma som år 2020. För lågscenariot beror prisskillnaderna främst på att Norden har ett stort elöverskott som stundtals ”stängs” inne i Norden som då får ett lägre pris än till exempel Tyskland.

Prisskillnaderna över Snitt 2 minskar mellan år 2020 och år 2030 till följd av investeringar som möjliggör ökad överföringskapaciteten mellan SE2 och SE3. Trots ytterligare kapacitetsökningar i snittet fram till år 2040 ökar dock prisskillnaden igen då stora mängder kraft behöver överföras från norr till söder för att täcka upp för avvecklingen av den svenska kärnkraften. Intressant att notera är att prisskillnader även uppstår över Snitt 1 som varken finns år 2020 eller år 2030.



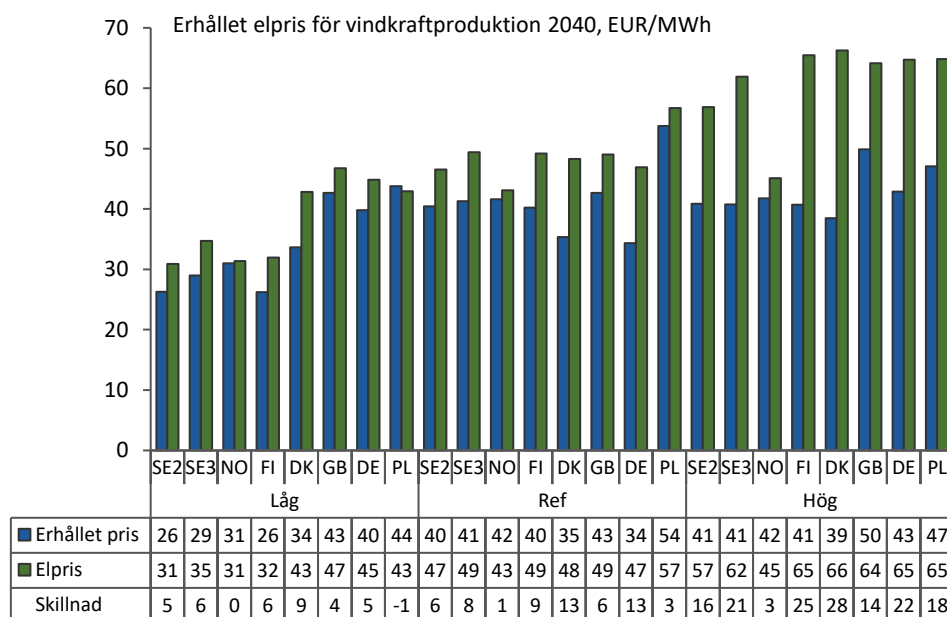
Figur 14. Simulerade prisskillnader på årsbasis för svenska interna och externa snitt. Negativa värden innebär att priset är högre i det elområde som står innan pilen i konfigurationen, exempelvis är det för referensscenariot år 2030 och 2040 högre pris i SE4 än i Tyskland på årsmedelbasis.

Erhållet pris för vindkraften

Vid stor andel vindkraftsproduktion trycks elpriset ned eftersom vindkraften saknar rörlig produktionskostnad. Det erhållna årsmedelpriset för vindkraftsproducenterna kan därför vara lägre än årsmedelpriset på el.

I Figur 15 presenteras simulerat erhållet årsmedelpris för vindkraft och årsmedelpris på el för elområde SE2, SE3, samt Norge, Finland, Danmark, Tyskland och Polen. I Norge som generellt sett har stora vattenmagasin, som kan dra ned på produktionen vid hög vindkraftsproduktion, blir det erhållna elpriset för vindkraft samma eller nära elpriset. Tyskland däremot, som har proportionellt mycket intermittent produktion från sol och vind, får relativt stora skillnader mellan vindkraftens erhållna pris och elpris.

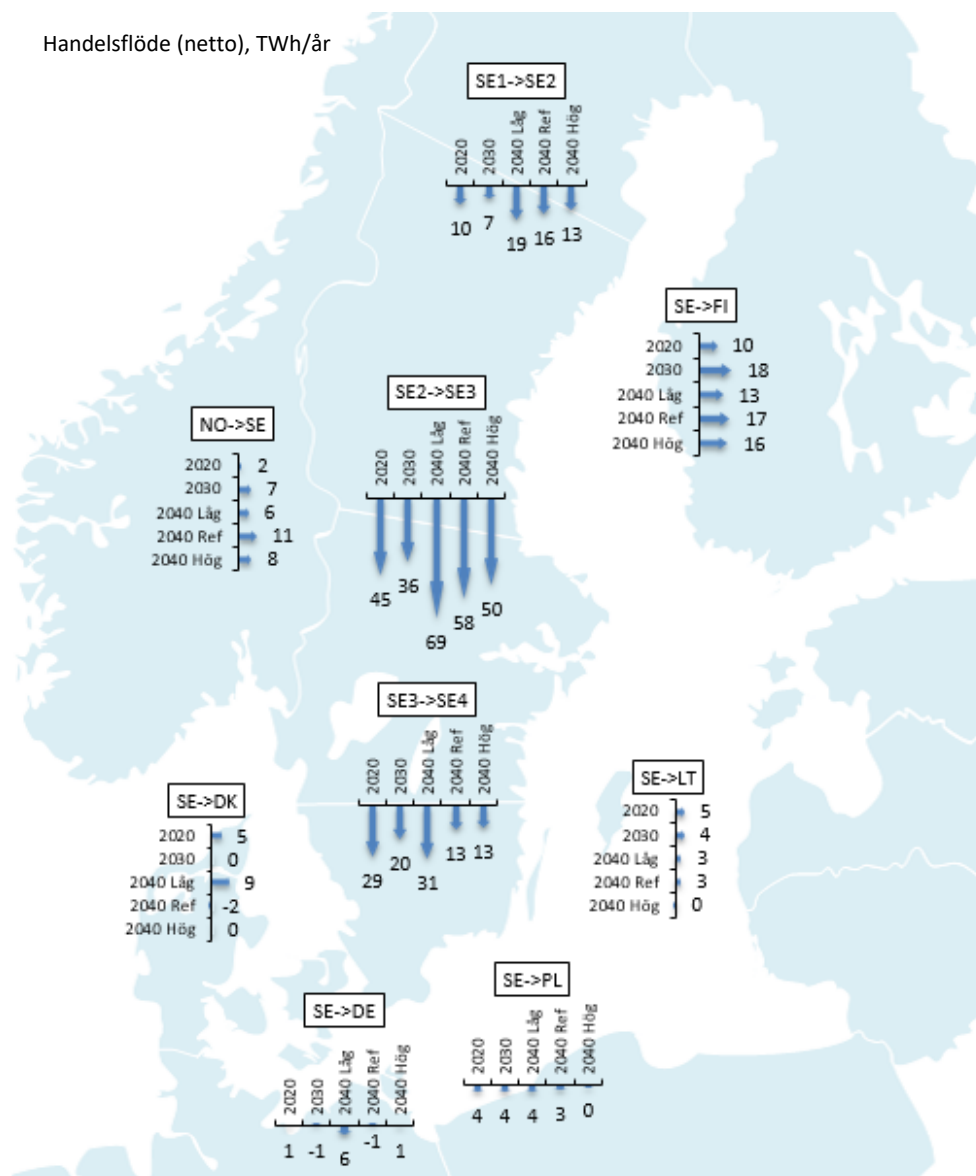
I högscenariot blir det erhållna priset för vind i SE2 och SE3 lika, medan skillnaden i medelårspris ligger på 5 euro/MWh. Med andra ord är den relativa intjäningsförmågan för vind liknande för SE2 och SE3 trots en hel del överföringsbegränsningar över Snitt 2. Detta kan motivera utbyggnad av vind i norra Sverige som i regel har enklare tillståndprocesser.



Figur 15. Simulerat erhållet årsmedelpris för vindkraftsproduktion jämfört med simulerat årsmedelpris.

2.3.8 Handelsflöden

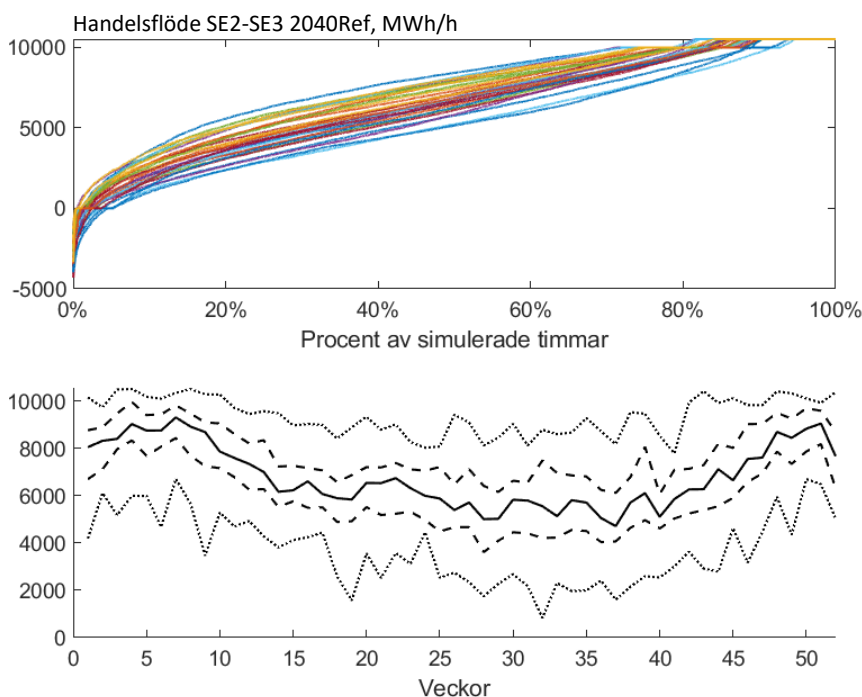
I Figur 16 visas årsmedel för nettoutbytet av el inom Sveriges elområden samt mellan de länder som Sverige idag är sammankopplade med. I samtliga scenarier består det karaktäristiska flödet från överskottsområdena i Norge och norra Sverige till förbrukningscentra i södra Sverige samt österut till Finland och Baltikum.



Figur 16. Simulerat nettohandelsflöde på årsbasis mellan Sverige och grannländerna.

I Figur 17 studeras handelsflödet över Snitt 2 närmare för referensscenariot år 2040. I övre figuren har flödet per timme över snittet sorterats från lägsta (negativa värden innebär flöde från SE3 till SE2) till högsta värde för respektive simulerat väderår. Den nedre grafen visar medeffektflöde (heldragen linje) samt 25/75:e percentilen (streckad linje) och min/max (prickad linje) för varje vecka.

Diagrammen visar att trots att överföringskapaciteten antagits ha höjts till 10 500 MW jämfört med dagens 7 300 MW så når handelsflödet taket under mellan 5-30 procent av året och främst under vintermånaderna.



Figur 17. Simulerat handelsflödet mellan SE2 och SE3 i referensscenariot för år 2040. Övre grafen visar varaktigheten för de 31 olika väderåren som har ingått i simuleringen. Nedre grafen visar medeleffektflödet per vecka där streckade linjen visar 25/75:e percentilen av de simulerade väderåren och prickade linjen 0/100:e percentilen (det vill säga min/max-värden).

2.3.9 Förändringar sedan Systemutvecklingsplanen

I Svenska kraftnäts Systemutvecklingsplan för 2018-2027 presenterades i korthet referensscenariot från LMA2016 för att illustrera och visa på vilka systemutmaningar som kunde förväntas fram mot år 2040. Scenariot visade på mycket stora prisskillnader mellan SE2 och SE3 och ett tydligt behov av förstärkt överföringskapacitet i Snitt 2. Svenska kraftnät har sedan dess utfört en mycket omfattande systemutredning i syfte att finna den mest lämpliga framtida utformningen av överföringssystemet mellan SE2 och SE3. Utredningen har visat på samhällsnytta att utöka kapaciteten. Referensscenario för LMA2018 ger samma årselbalans för Sverige som i referensscenariot i Systemutvecklingsplanen för år 2040, men med cirka 15 TWh mer vindkraftsproduktion och cirka 13 TWh mer elanvändning. Vidare har överföringskapaciteten i Snitt 2 ökat från 7 800 MW till 10 500 MW. Detta, tillsammans med en viss omfördelning av vind i norra Sverige till södra Sverige, medför framförallt att prisskillnaderna i Sverige utjämnas i det nya referensscenariot.



3 Kraftsystemet 2020, 2030 och 2040

I takt med omställningen till ett förnybart energisystem ändras också förutsättningarna för, och utmaningarna med, att upprätthålla leveranssäkerheten av el. I följande kapitel studeras konsekvenserna av utvecklingen i scenarierna från kapitel 2 närmare. 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 om inga åtgärder vidtas och vilka behov som kan uppstå. På Svenska kraftnät pågår ett omfattande utvecklingsarbete inom flera områden med att bland annat anpassa systemåtgärder och ta fram nya strategier för att möta de kommande utmaningarna.

3.1 Långsiktigt överföringsbehov

Stamnätet skapar förutsättningar för att effektivt kunna utnyttja systemets produktionsresurser. Med mer icke planerbar produktion i systemet ökar vikten av överföringskapacitet. I detta kapitel undersöks de framtida behoven av att förstärka kraftsystemets snitt genom att studera elmarknadsnyttan¹⁴.

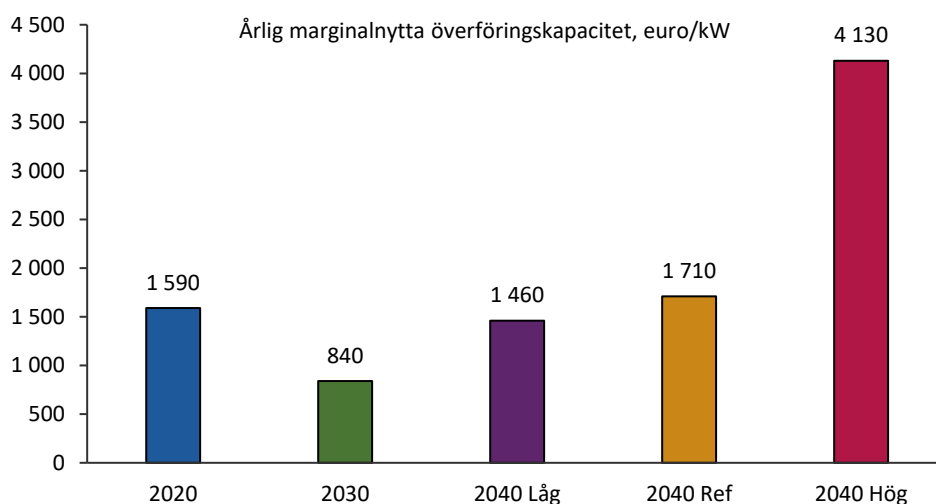
Vid en liten ökning av överföringskapaciteten mellan två elområden kan elmarknadsnyttan likställas med eventuell prisskillnad mellan områdena multiplicerad med kapacitetsökningen. I realiteten är elmarknadsnyttan som störst för första kilowatten som ett snitt ökas med och avtar sedan i takt med fortsatt 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.

Beräkningen innefattar inte heller beroenden mellan snitt. Förstärks en förbindelse kan istället en flaskhals uppstå någon annanstans som innebär att investeringen inte kan utnyttjas fullt ut. För att få en mer realistisk bild över nytta att bygga ut eller bibehålla överföringskapaciteten behöver simuleringar utföras med och utan den faktiska potentiella kapacitetsändringen. Elmarknadsnyttan ställs sedan mot investeringskostnaden samt andra aspekter som bland annat drift- och leveranssäkerhet för att avgöra om ett nytt projekt kan motiveras ur ett samhällsekonomiskt perspektiv. Genom att beräkna marginalnyttan för 1 kW snittförstärkning kan dock en indikation fås över vilka förbindelser som kan vara

¹⁴ Elmarknadsnytta = producentnytta + konsumentnytta + kapacitetsavgifter det vill säga den ekonomiska nytta som tillfaller elmarknadens aktörer (genom pris- och volymförändringar efter en förändring i elsystemet).

mest lönsamma att förstärka, vilka behov som kan uppstå och där fördjupade studier bör utföras.

I Figur 18 visas årlig marginalnytta med en extra kW i kapacitet summerat för alla snitt i Norden och Baltikum. Staplarna ger en indikation på hur behovet av förstärkningar förändras under analysåren. Den årliga marginalnyttan minskar mellan år 2020 och 2030 vilket beror på att flera snitt förstärks under denna period, se kapitel 2.3.6. Mellan år 2030 och 2040 ökar marginalnyttan kraftigt igen, framförallt för högscenariot, beroende på ökade prisskillnader enligt resonemangen i kapitel 2.3.7.

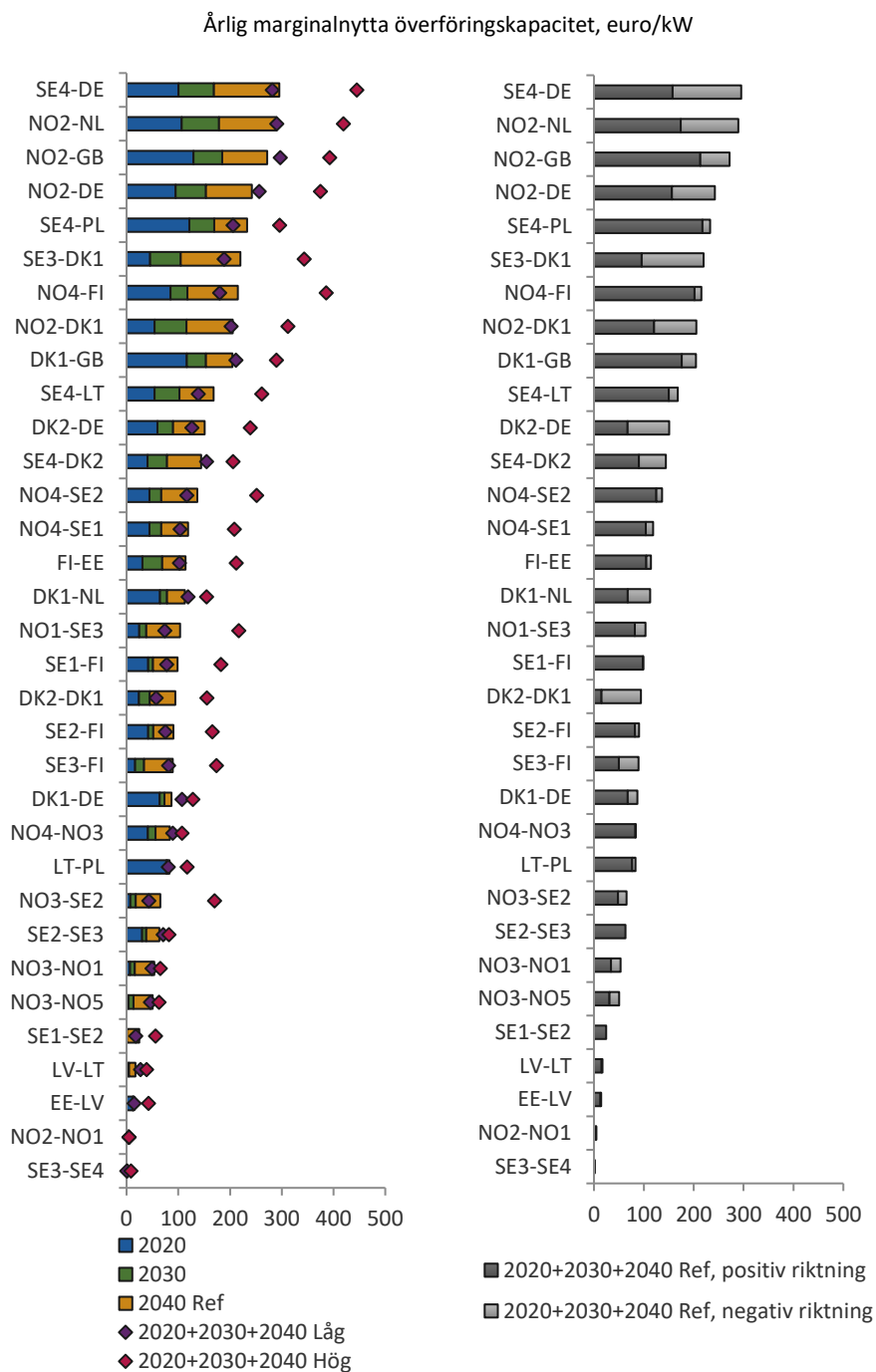


Figur 18. Simulerad total årlig elmarknadsnytta per analysår vid ökning av överföringskapaciteten med en kW för alla nordiska och baltiska snitt.

I Figur 19 visas marginalnyttan uppdelad per snitt i Norden och Baltikum. Staplarna i figuren till vänster visar nyttan för år 2020 samt för referensscenariot år 2030 och 2040. Brytpunkterna i samma diagram visar summan av nyttan för år 2020 och 2030 samt respektive kompletterande scenario för år 2040. Figuren till höger visar nyttan uppdelad på positiv respektive negativ kapacitetsriktning, alltså om nyttan främst härrör export eller import för snittet. Detta med avseende på hur förbindelsen är konfigurerad i elmarknadsmodellen. Positiv riktning innebär en kapacitetsökning från det elområde som står före bindestrecket till det elområde som står efter bindestrecket. Resultatet ger en indikation på vilka snitt som är intressanta att studera mer noggrant.

Ur figuren framgår att den största marginalnyttan finns i att öka överföringen från Norden till övriga Europa trots att det redan sker en kraftig utbyggnad under perioden. Förstärkning av snitten mellan de svenska elområdena innebär relativt låg marginalnytta eftersom prisskillnaderna inom Sverige är betydligt lägre än de mellan Norden och övriga Europa. Dessutom involverar scenarierna för år 2040 redan en förstärkning av Snitt 2 på drygt 3 000 MW jämfört med dagens kapacitet.

Figuren visar även att nyttan eller behovet av överföringskapacitet är mycket stor för högscenariot och lika eller något minskad i lågscenariot i jämförelse med referensscenariot.



Figur 19. Simulerad årlig elmarknadsnytta vid ökning av överföringskapaciteten med en kW för de nordiska och baltiska snitten, per år (till vänster) och riktning (till höger).

3.2 Effekttillräckligheten i de svenska elområdena

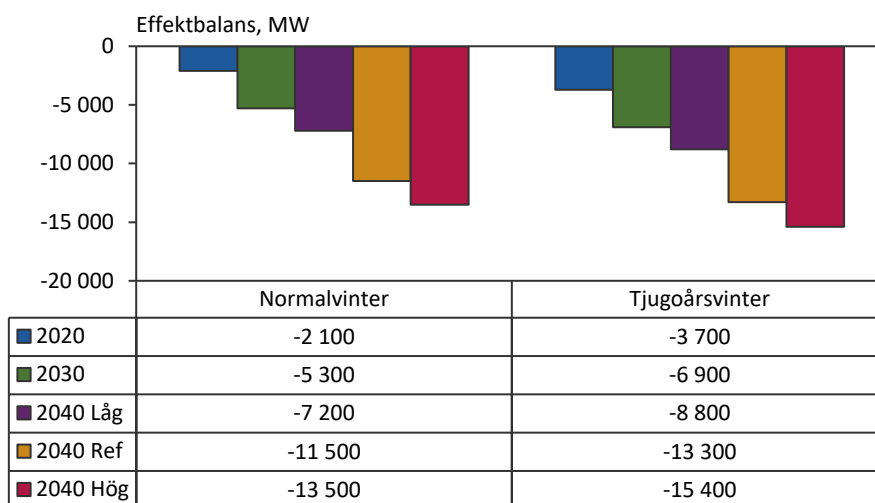
Effekttillräcklighet avser möjligheten att tillgodose effektbehovet vid varje tillfälle. Effektbehovet för ett elområde behöver täckas av inhemsk produktion, förbrukningsflexibilitet och import. Räcker inte detta till måste elanvändning kopplas bort i elområdet. Manuell förbrukningsbortkoppling har ännu aldrig behövts göras i Sverige men marginalerna sjunker framöver. Två metoder har använts för att bedöma effekttillräckligheten, en statisk och en dynamisk. Båda metoderna visar på ökad risk för effektbrist. Den effektreserv som Svenska kraftnät handlar upp fram till 2025 har inte medtagits i dessa beräkningar.

Den statiska metoden beskriver balansen mellan förbrukning och produktion för timmen med högst förbrukning. Möjliga handelsflöden beaktas inte. Den dynamiska metoden simulerar hela elsystemet med import och export mellan elområden och slumpmässiga avbrott appliceras på produktion och överföringsförbindelser. Eftersom denna metod är stokastisk görs ett högt antal simuleringar och medelvärde och percentiler används som resultat.

3.2.1 Enligt statisk metod

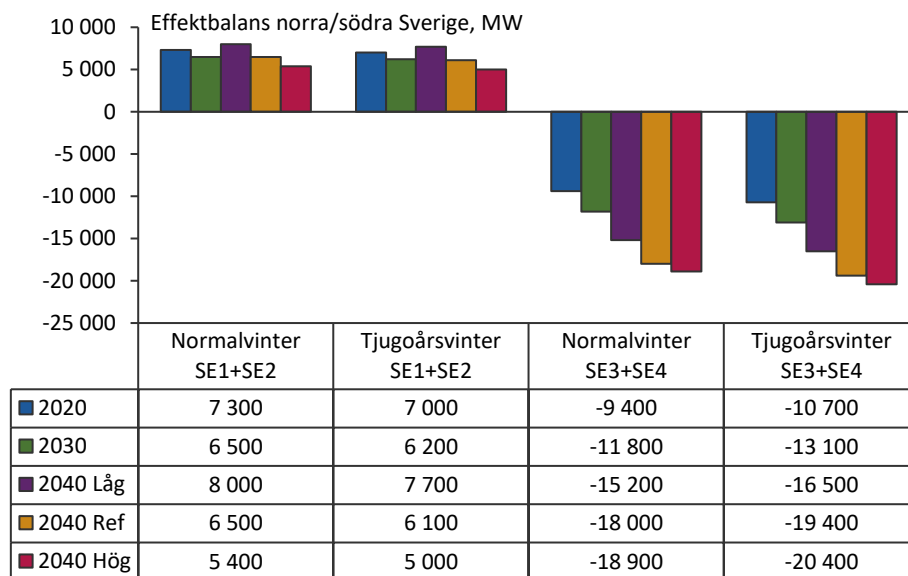
Effekttillräckligheten kan bedömas med hjälp av den metod som användes i Svenska kraftnäts rapport *Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2018*. Genom att jämföra förväntat tillgänglig inhemsk produktion¹⁵ med förväntad elanvändning under vintertimmen med högst elförbrukning erhålls en så kallad *effektbalans*. Denna uppställning görs för både en normalvinter och en 20-årsvinter (en extra kall vinter som återkommer i genomsnitt en gång per tjugo år). Om effektbalansen är negativ behöver återstående effektbehov täckas med import från andra elområden alternativt förbrukningsfrånkoppling. Effektbalansen är därför en indikator på landets marginaler i höglastsituationer. I Figur 20 visas beräknad effektbalans för Sverige.

¹⁵ Tillgänglig effekt under topplasttimmen beräknas som installerad effekt gånger tillgänglighetstalet för kraftslaget. För vattenkraft, kärnkraft och vindkraft är tillgänglighetstalen 82.2 %, 90 % och 9 %. Detta anger alltså tillförlitlig tillgänglighet under just denna timme och inte över året eller vintern generellt.



Figur 20. Effektbalans i Sverige under topplasttimmen enligt den statistiska metoden.

Skillnaden i effektbalans mellan norra och södra Sverige skiljer sig kraftigt åt vilket åskådliggörs i Figur 21. Norra Sverige (SE1 och SE2) har överskott vilket inte förändras i någon större utsträckning under analysperioden. Södra Sverige (SE3 och SE4) har redan idag ett underskott, som dessutom ökar kraftigt under analysperioden. Underskottet i södra Sverige ökar framförallt på grund av nedläggning av de svenska kärnkraftsreaktorerna samt, för referens- och högscenariot, den antagna ökningen av elanvändningen under åren 2030-2040. Tillkommande produktion förväntas i huvudsak bestå av vindkraft, som antas ha låg tillgänglighet under de kallaste vintertimmarna, då årets topplast inträffar. Teknikutveckling inom vindkraft skulle kunna öka dess tillgänglighet och därmed innebära en förbättrad effektbalans för år 2030 och 2040. Södra Sverige påverkas mer av en tjugoårsvinter än norra Sverige (cirka 1 300 MW sämre effektbalans jämfört med cirka 300 MW sämre).



Figur 21. Effektbalans i norra och södra Sverige under topplasttimmen enligt den statisk metoden.

3.2.2 Enligt dynamisk metod

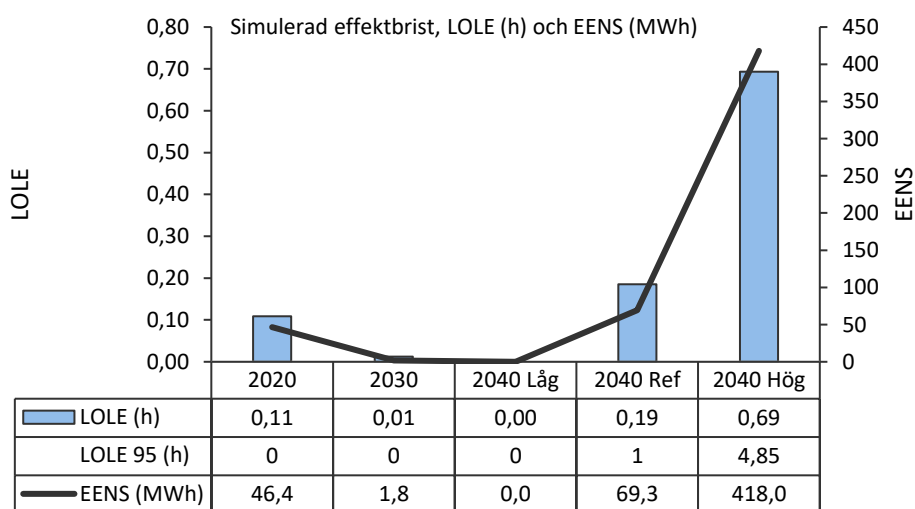
För den dynamiska metoden används elmarknadsmodellen BID3. Genom att simulera många år och för varje timme jämföra tillgänglig produktionskapacitet och importmöjlighet med förbrukningen kan risken för effektbrist utvärderas. De 31 olika väderåren har simulerats åtta gånger med slumpmässiga avbrott i produktionsanläggningar och överföringsförbindelser enligt inmatade avbrottstal¹⁶ för respektive kraftslag och förbindelse. När produktion och import inte räcker till uppstår effektbrist vilket uttrycks i *loss of load expectation*, LOLE och *expected energy not served*, EENS. LOLE mäts i antal timmar per år då elanvändningen inte kan tillfredsställas. I regel leder detta till lastfrånkoppling. EENS mäts i antal MWh som inte kan tillfredsställas per år. Modellen minimerar effektbrist i elsystemet som helhet vilket kan leda till överoptimering och därmed en underskattning av risken för effektbrist.

I Figur 22 presenteras simuleringsresultat för LOLE och EENS för Sverige. Indikatorerna visar på måttfull risk förutom år 2040 i referensscenariot och högscenariot då risken är klart högre. För år 2040 har dessutom en hel del förbrukningsflexibilitet och lagring adderats till kontinenten. Utan denna flexibilitet skulle den simulerade effektbristen bli klart högre, men ingen separat studie har gjorts på detta. LOLE och EENS korrelerar, vilket är att vänta då icke-levererad energi (EENS) uppstår under lastfrånkoppling (LOLE).

Genomsnittet för alla simulerade år används för att indikera risk för effektbrist, men detta ger bara en förenklad bild av problemet: vissa år kommer inget problem

¹⁶Antal procent av årets timmar som en anläggning eller förbindelse är oplanerat otillgänglig (i genomsnitt).

att uppstå alls, medan problemen blir långt större än genomsnittet för andra år. Sådana år kan bero på mycket kalla vintrar eller ovanligt mycket problem med överföringar eller produktion. Därför redovisas även 95:e percentilen i tabellen tillhörande figuren, vilket innebär att 95 procent av alla simulerade år har mindre problem än denna siffra. I någon mån kan det därför jämföras med "tjugoårsvinter" i den statistiska metoden.



Figur 22. Simulerad effektbrist i Sverige, enligt den dynamiska metoden, mätt i loss of load expectation och expected energy not served.

För 2020 ses skillnad i LOLE mellan norra och södra Sverige (detta visas inte i figuren som bara visar data sammanslagen för hela Sverige) men ingen skillnad kan ses mellan svenska elområden för åren 2030-2040. En förklaring till detta kan vara att Snitt 2 förstärks vilket utjämnar skillnaderna mellan norra och södra Sverige.

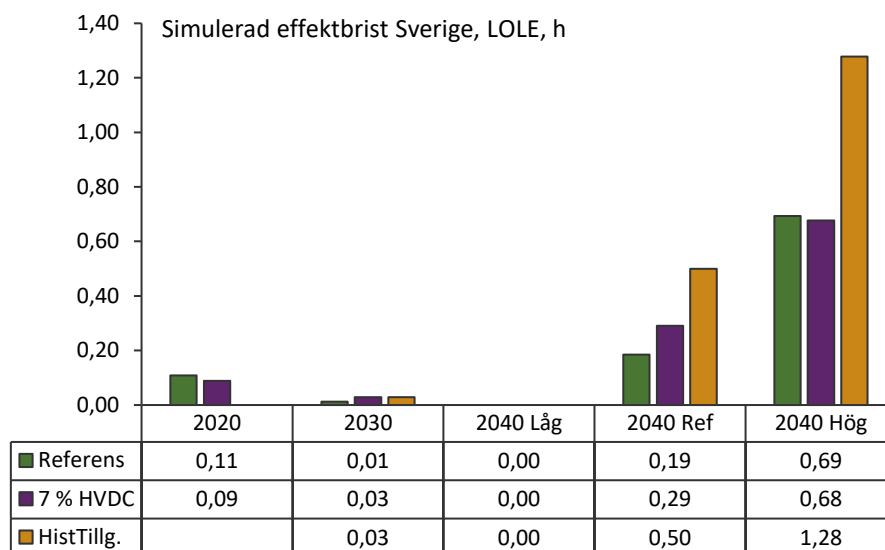
Minskad tillgänglighet på HVDC

Möjligheten att importera kraft i ansträngda situationer har stor betydelse för effektillräckligheten. Antagande om tillgänglighet på överföringsförbindelser har därför studerats närmare i detta kapitel.

I referensberäkningen används 3,5 procent oplanerade avbrott för HVDC-förbindelser vilket baseras på statistik över historiska avbrott. Avbrottstalen kan dock variera stort mellan olika förbindelser och år. Därför undersöktes påverkan på effektbristen om detta avbrottstal ökades till det dubbla (7 procent).

I ytterligare en variation användes historisk tillgänglighet som lämnats till spotmarknaden (medel för år 2014-2016) för HVDC-förbindelserna. Denna tillgänglighet är lägre än den som antas i scenarierna.

I Figur 23 ses att 7 procent avbrott på HVDC-länkar påverkar effektbristen måttligt. Historisk tillgänglighet ökar dock den simulerade effektbristen för referens- och högscenariot till ungefär det dubbla år 2040.



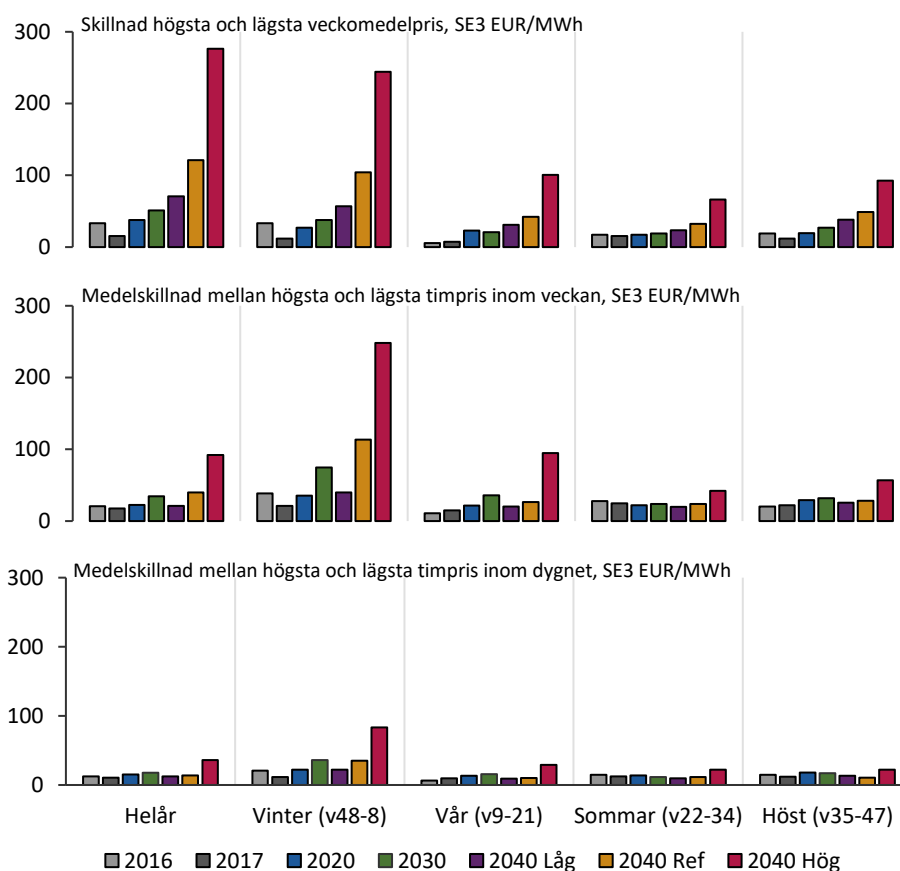
Figur 23. Simulerad effektbrist enligt den dynamiska metoden, med minskad tillgänglighet på HVDC-förbindelserna (LOLE i timmar per år).

3.3 Förutsättningar för balansering av systemet

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 implementationen av ett nytt balanseringskoncept för att kunna hantera de kommande utmaningarna. I följande kapitel studeras scenarierna närmare ur ett balanseringsperspektiv och visar en del av utmaningarna i framtidens kraftsystem.

3.3.1 Prisvolatilitet SE3

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 Figur 24 presenteras skillnaden mellan högsta och lägsta pris i SE3: per vecka inom analysåret, per timme inom veckan samt per timme inom dygnet. Skillnaden beräknas för året i medel samt separat för vinter-, vår-, sommar- och höstveckorna. Historiskt utfall för år 2016 och 2017 har tagits med som referens. Figuren visar att högscenariot står för den största prisvolatiliteten inom samtliga kategorier. Det är främst under vintermånaderna som de största diskrepanserna mellan priser uppstår. Ökningen jämfört med historiska prisskillnader är som störst för skillnaden mellan veckopris följt av skillnaden i timpris inom veckan. Analysen tyder på att utmaningen med att balansera systemet på vecko- och säsongsbasis och främst vintertid kommer att öka framöver.



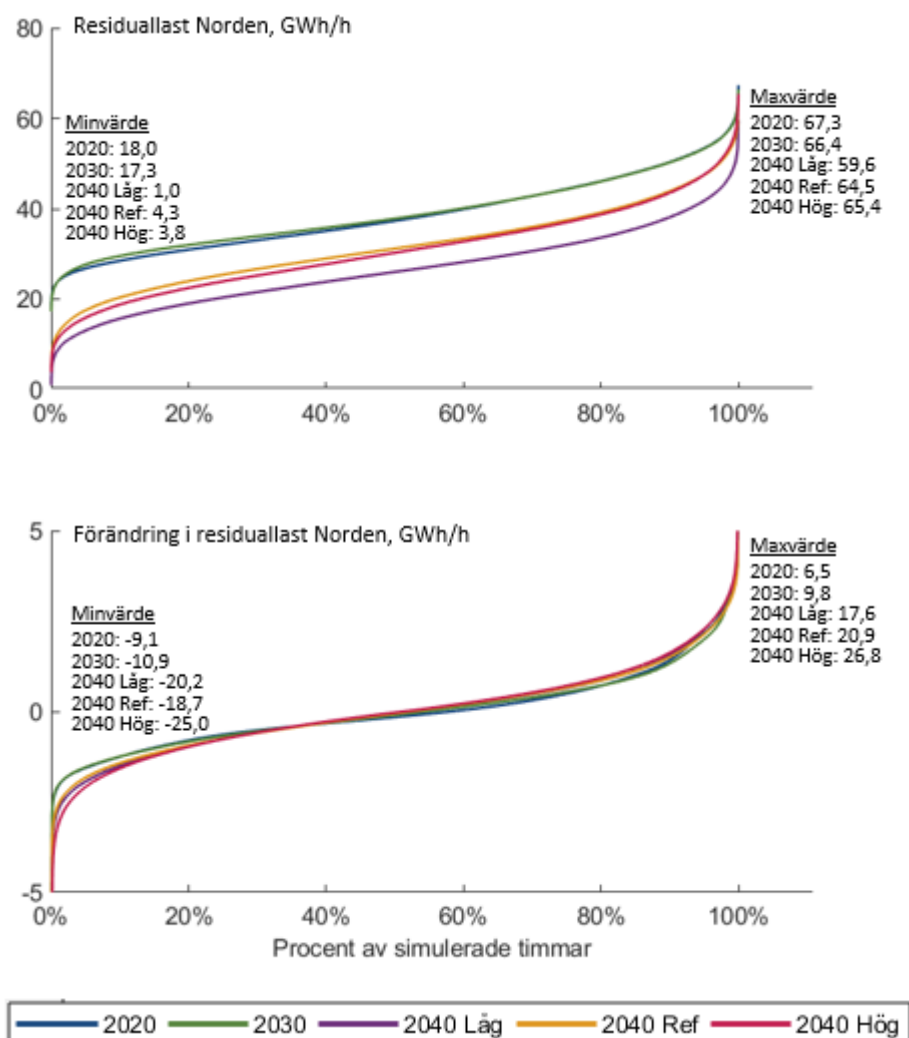
Figur 24. Simulerad prisvolatilitet i elområde SE3 uttryckt som skillnaden mellan högsta och lägsta elpris för olika perioder. Staplarna visar medel över de simulerade väderåren där de två väderår med högst skillnad exkluderats.

3.3.2 Residuallast i Norden

Ett sätt att beskriva kraftsystemets balanseringsbehov är att studera variationen hos residuallasten. I den här rapporten definieras residuallasten som differensen mellan elanvändning och elproduktion från vind- och solkraft. Det ger en bild av vilka variationer som övrig planerbar produktion och import/export måste täcka för att bibehålla balansen mellan produktion och elanvändning.

Överst i Figur 25 har residuallasten för synkrona Norden plottats i ett varaktighetsdiagram. Figurens nedre diagram visar förändringen av residuallasten från en timme till nästa, även detta i ett varaktighetsdiagram. Min- och maxvärde har skrivits ut i figurerna och notera att y-axeln för nedersta grafen kapats både upptill och nedtill för att öka läsbarheten. Figuren visar att residuallasten i Norden minskar för scenarierna. Även den simulerade maximala residuallasten minskar trots den antagna ökningen i elanvändning för referensscenariot och högscenariot år 2040. Elanvändningen vägs med andra ord upp av den ökade produktionen av framförallt vindkraft. Variationen av residuallasten från timme till timme är i medeltal lika för analysåren men extremvärdena ökar kraftigt fram emot år 2040.

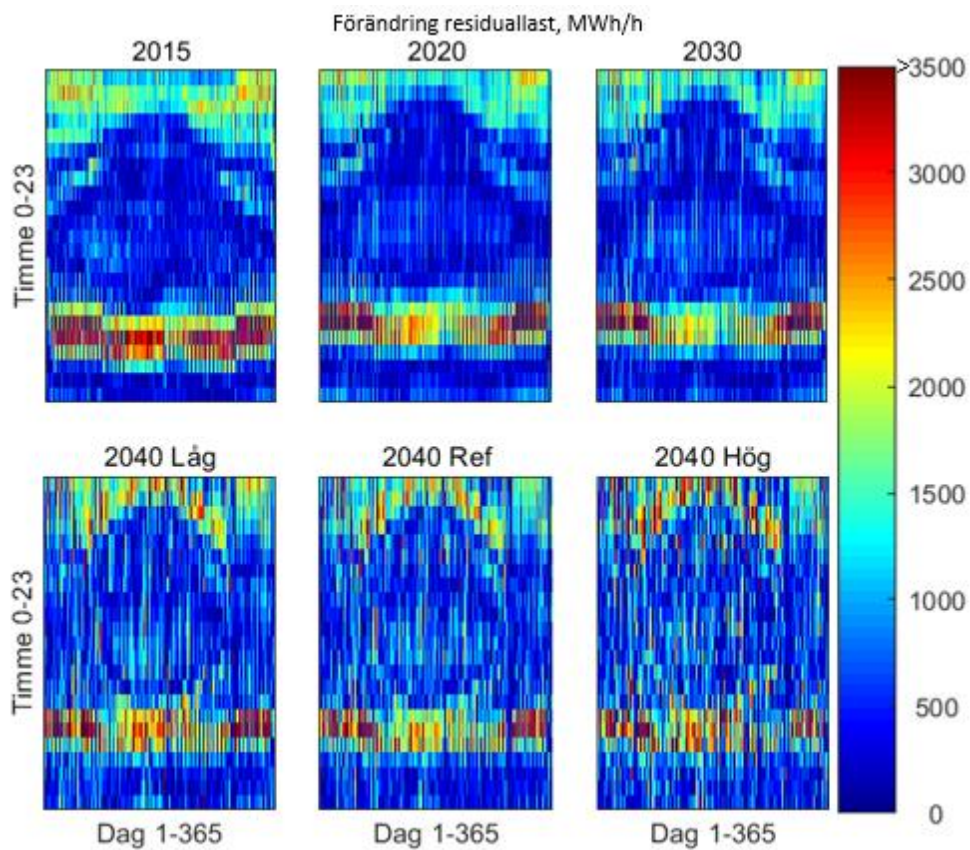
De extrema variationerna i residuallast infaller dock enbart under ett fåtal timmar av de simulerade väderåren.



Figur 25. Övre figuren visar simulerad total residuallast i synkrona Norden per timme. Nedre figuren visar simulerad förändringen i residuallast från timme till timme. Y-axeln är kapad i nedre figuren för att öka läsbarheten.

I Figur 26 har förändringen i residuallast från en timme till nästa plottats i en så kallad *värmekarta*. Beräkningen har även gjorts för utfallet år 2015. Simuleringsresultat för "normalåret" 1998 har använts, men samma trend kan ses för övriga väderår. Årets dygn är plottade på den horisontella axeln och dygnets timmar på den vertikala axeln. För framförallt år 2015, 2020 och 2030 syns en tydlig rampning i elanvändning på morgonen och en lite mer utspridd rampning på kvällen. Ur figuren går att utläsa att förändringen i residuallasten fram emot år 2040 blir mindre förutsägbar än idag. Detta ställer krav på flexibla produktionsresurser som kan möta efterfrågan och automatiserade processer i kontrollrummet för att hantera förändringarna. I följande avsnitt studeras

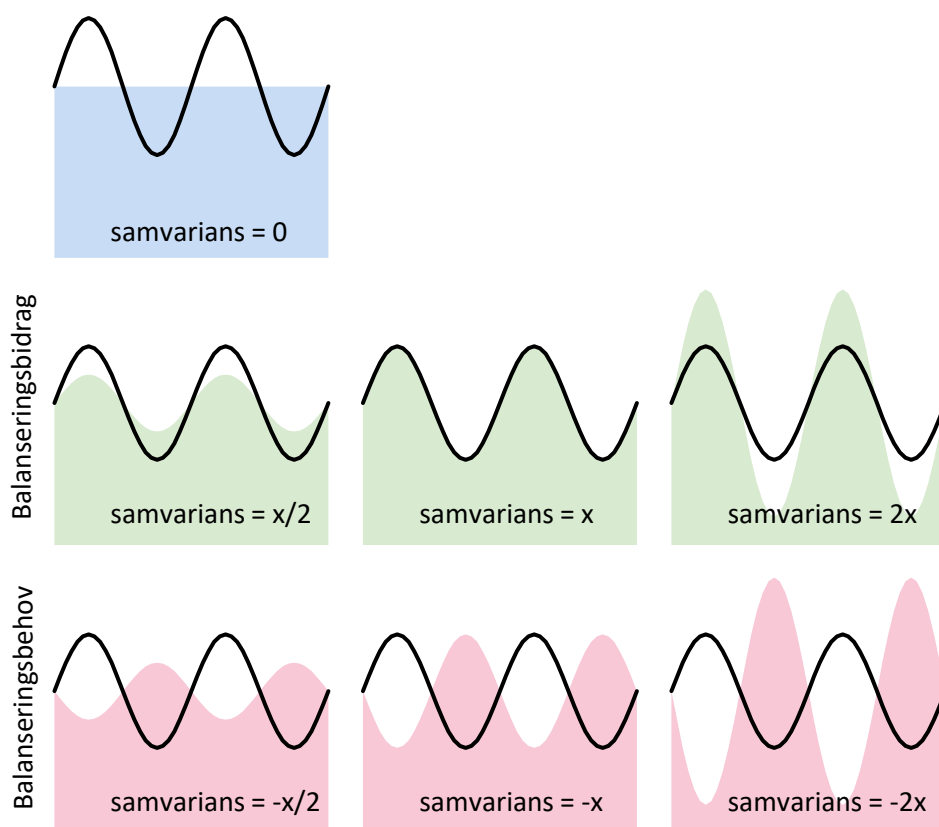
residuallasten närmare samt vilka aspekter i kraftsystemet som hjälper till att balansera systemet.



Figur 26. Förändring i residuallast i synkronområdet för årets timmar. Årets dygn är plottade på den horisontella axeln och dygnets timmar på den vertikala axeln. Figuren visar väderåret 1998 men liknande resultat erhålls oavsett simulerat väderår.

3.3.3 Balanseringsbidrag/-behov i Norden

Genom att studera hur handelsflöden, produktion och elanvändning samvarierar med residuallasten kan en bild fås över vad som bidrar till att balansera denna. En illustration över samvariation (*kovarians*) presenteras i Figur 27 nedan. Den svarta sinuskurvan föreställer residuallasten och ytan därunder kan vara produktionen från ett kraftslag, elanvändning eller handelsflöde. Om samvariationen är större än noll så bidrar den undersökta parametern till att balansera systemet och utgör ett *balanseringsbidrag*. Om samvariationen är mindre än noll utgör den undersökta parametern istället ett *balanseringsbehov*. Samvariationen mellan residuallasten och kraftslag har använts i andra sammanhang, bland annat i kartläggningen av den svenska vattenkraftens balanseringsbidrag¹⁷.

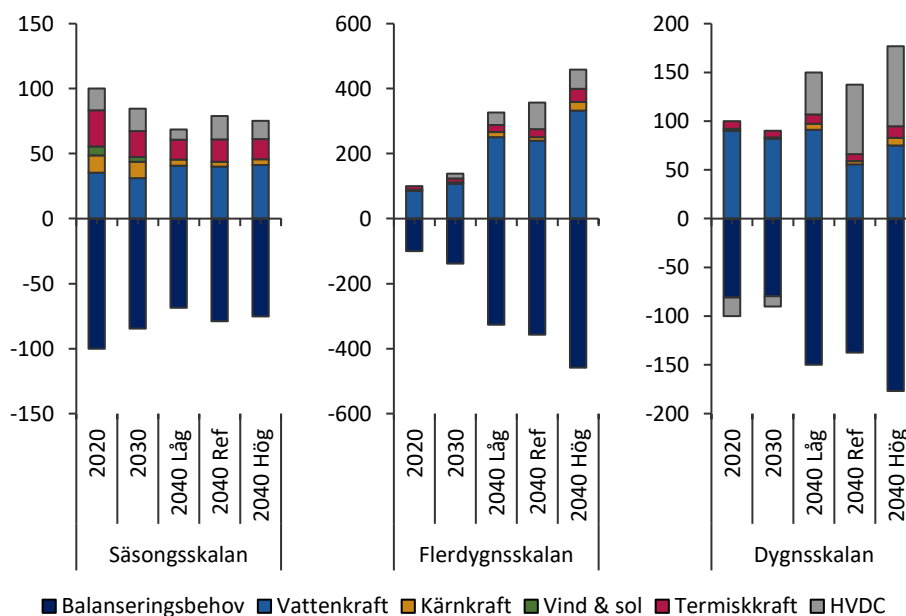


Figur 27. Ett illustrativt exempel för att tydliggöra hur balanseringsbidrag och -behov studerats i analysen. Den svarta linjen motsvarar residuallasten och den färgade ytan kan motsvara produktionen för ett kraftslag, förbrukning eller handelsflöde.

Variationerna i residuallasten sker över flera tidsskalor, från kort (sekundnivå) till lång (år), vilket ställer olika krav på egenskaper hos resurserna som ska hantera variationerna. I detta avsnitt studeras residuallastens varians för tre olika tidshorisonter: *dygnsskalan*, *flerdygnsskalan* och *säsongs-skalan*. För dygnsskalan

¹⁷ Vattenkraftens reglerbidrag och värde för elsystemet (ER 2016:11), 2016, Svenska kraftnät och Energimyndigheten

är det variansen i residuallasten mellan dygnets timmar som studeras. För flerdygnsskalan studeras variansen för dygnsmedelvärden över släpande perioder på 28 dygn. För säsongsskalan studeras variansen mellan veckomedelvärden under året. För vardera av kraftslagen samt för summan av handelsflödet på HVDC-förbindelserna in till synkronområdet, har samvariansen med residuallasten sedan beräknat. Analysen ger en bild över vilka kraftslag och om handelsflödet bidrar till att balansera residuallasten. I Figur 28 presenteras resultatet av analysen för synkrona Norden. Värdena har normerats mot balanseringsbidraget/behovet år 2020 som satts till 100. Nedan sammanfattas de viktigaste slutsatserna från analysen.



Figur 28. Balanseringsbehov samt balanseringsbidrag från olika kraftslag samt handelsflöden till och från synkrona Norden.

- > **Säsongsskalan:** Balanseringsbehovet, alltså variansen i residuallasten, minskar mellan år 2020 och 2040. Cirka 50 procent av balanseringsbidraget utgörs av vattenkraft och resterande del av ungefärligt lika delar termisk produktion och import/export.
- > **Flerdygnsskalan:** Balanseringsbehovet ökar kraftigt på flerdygnsskalan. Det är framförallt ett ökat bidrag från vattenkraften som hjälper till att balansera det ökade behovet.
- > **Dygnesskalan:** Jämfört med år 2020 är balanseringsbehovet ungefär lika för år 2030 och ökande för 2040. Det är framförallt ett ökande balanseringsbidrag från krafthandeln över HVDC-förbindelserna som möter det ökande balanseringsbehovet.

Sammanfattningsvis visar analysen att den ökade elanvändningen tillsammans med den kraftiga utbyggnaden av vindkraft i Norden leder till ökande varians i residuallasten över framförallt flerdygnsskalan. Den växande möjligheten till handel med kontinenten innebär i regel ett ökande balanseringsbidrag under analysperioden.

Vattenkraftens betydelse som balanseringsresurs i det nordiska systemet är tydlig då den utgör en stor del av balanseringsbidraget på alla tidshorisonter över hela analysperioden. Dock får vattenkraften särskild betydelse för hantering av variationer på flerdygnsskalan.

3.4 Förmåga att upprätthålla kraftsystemstabilitet

Kraftsystemstabilitet (eller kort systemstabilitet) är ett sätt att beskriva kraftsystemets förmåga att vid normaldrift upprätthålla stabila elektriska storheter samt dess förmåga att kunna återgå till ett nytt jämviktsläge efter att ha utsatts för en störning. Systemstabilitet kan delas upp i *frekvensstabilitet*, *spänningsstabilitet* och *rotorvinkelstabilitet*.

Förutsättningar för frekvensstabilitet har studerats i scenarierna genom att uppskatta systemets rotationsenergi (inom energibranschen ofta lite slarvigt kallat svängmassa¹⁸). Svenska kraftnät saknar idag verktyg att utifrån marknadssimuleringsdata analysera det framtida systemets spänningsstabilitet och rotorvinkelstabilitet, men begreppen och utvecklingen beskrivs kvalitativt i kapitel 3.4.2 och 3.4.3.

3.4.1 Frekvensstabilitet

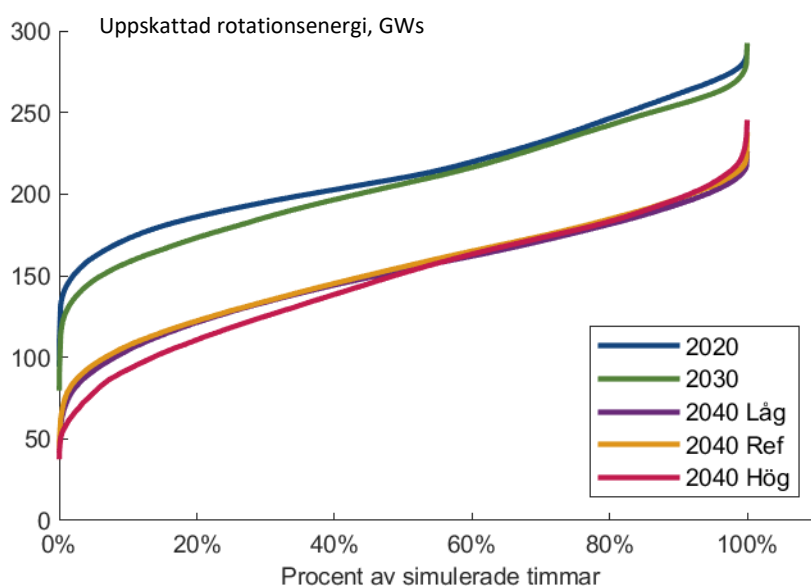
Frekvensstabilitet involverar hela det nordiska synkronområdet. Begreppet handlar om kraftsystemets förmåga att hålla en stabil frekvensnivå vid normaldrift och att undvika att frekvensen sjunker för lågt, eller stiger för högt, efter att det har utsatts för en större plötslig obalans mellan elproduktion och elanvändning.

Systemets rotationsenergi, reserver samt storleken på det dimensionerande felfallet är de tre huvudegenskaperna i systemet som utgör grunden för frekvensstabilitet. Dessa tre är varandras designförutsättningar och måste anpassas till varandra. Bortfall av kärnkraftsanläggningar utgör oftast det dimensionerande felfallet för dagens kraftsystem. Utöver kärnkraftsanläggningarna kan även HVDC-förbindelser vara dimensionerande fel i det nordiska kraftsystemet. Eftersom nya reaktorer byggs i Finland samt flera stora HVDC-länkar mellan Norden och kontinenten, kommer så även vara fallet framåt år 2040.

¹⁸ rotationsenergi = frekvens * svängmassa

Rotationsenergi är ett mått på trögheten i ett elkraftsystem. Rotationsenergi motverkar frekvensförändringar som uppstår vid plötsliga händelser, till exempel bortfall av produktions- eller förbrukningsaggregat eller fel på överföringsförbindelser till andra synkronområden. Rotationsenergin i Norden utgörs idag av energin i roterande mekaniska delar i synkront anslutna turbiner och generatorer. Redan i dag riskerar den att sjunka till så pass låga nivåer att systemet inte skulle klara det dimensionerande felfallet utan att frekvensen skulle understiga 49,0 Hz. Därför har Svenska kraftnät tecknat avtal med ägare av kärnkraftsanläggningar att begränsa produktion och därmed minska det dimensionerande felfallet vid sådana situationer.

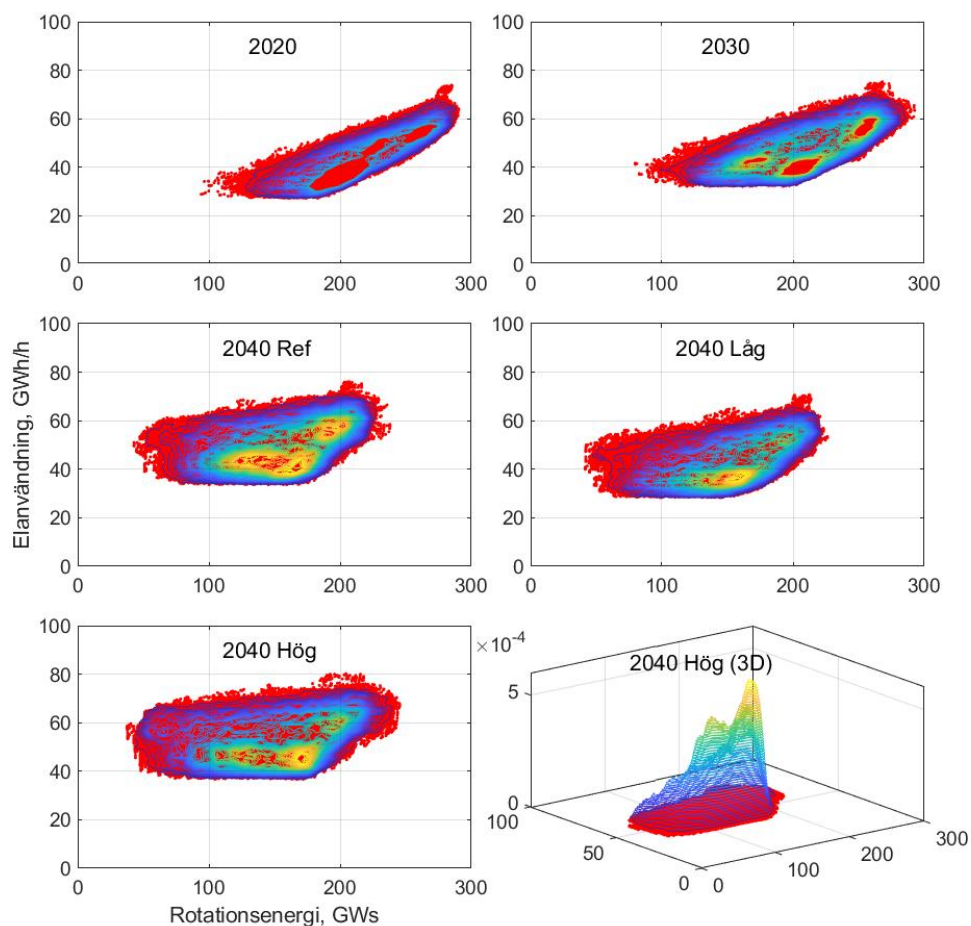
I Figur 29 presenteras en uppskattning av det nordiska synkrona systemets rotationsenergi per timme baserat på simulerad produktion från vattenkraft, kärnkraft och övrig termisk kraft. Figuren visar, inte oväntat, en kraftig reduktion av rotationsenergin mellan framförallt år 2030 och 2040 i takt med avvecklingen av svensk kärnkraft. Om inte åtgärder vidtas kommer alltså systemets känslighet för störningar öka samtidigt som det dimensionerande felfallet är i samma storleksordning som idag.



Figur 29. Uppskattad rotationsenergi för analysåren med förenklad metod.

I Figur 30 har den uppskattade rotationsenergin för varje simulerad timme plottats mot elanvändningen under samma timme. För år 2020 och 2030 inträffar timmar med låg rotationsenergi i regel samtidigt som elanvändning är låg. För år 2040 minskar dock korrelationen och låg rotationsenergi förekommer både för låg- och höglasttimmar. Hög elanvändning i samband med låg tröghet i systemet kan vara problematisk då elanvändningen tenderar att vara mer volatil i höglastsituationer,

det vill säga kan svänga mer från ena ögonblicket till det andra, vilket ökar utmaningen att hålla en stabil frekvensnivå.



Figur 30. Uppskattad rotationsenergi för varje simulerad timme (x-axeln) plottat mot elanvändningen samma timme (y-axeln) för det nordiska synkronområdet. Densiteten för mätpunkternas sannolikhetsfördelning illustreras med färger från rött (liten förekomst) till gult (stor förekomst) och högscenariot har även plottats i en 3D-graf för att tydliggöra färgernas betydelse.

Svenska kraftnäts huvudspår för att säkra frekvensstabilitet vid minskande mängder av rotationsenergi i kraftsystemet är att kontinuerligt se 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 av vindkraftverk, batterier, likströmsförbindelser eller genom att momentant reducera elanvändningen.

3.4.2 Spänningsstabilitet

Spänningsstabilitet kan användas för att beskriva kraftsystemets förmåga att upprätthålla stabila spänningsnivåer och återgå till ett nytt jämviktsläge efter att ha utsatts för en störning. För låg spänning kan leda till instabilitet och för hög spänning till material- och personsador. Anslutna elektriska maskiner och apparater är optimerade för en viss spänning och avvikelser ger upphov till ineffektivitet. För att ett system vid normaldrift ska ha stabila spänningsnivåer krävs att varje regionalt nätområde i systemet är balanserat sett till områdets behov av reaktiv effekt. Anledningen till att varje del av nätet måste ha rätt mängd reaktiva resurser följer av att reaktiv effekt i princip inte kan överföras över stora avstånd. Det är alltså viktigt att den reaktiva effekten produceras eller konsumeras på rätt ställen i nätet för att säkerställa god spänningsreglering vid normaldrift och spänningsstabilitet efter störningar. Spänningsinstabilitet kan leda till bortkoppling av last eller produktion i berörda områden och i värsta fall delvis eller total systemkollaps. Spänningskollaps var det fenomen som inträffade vid den senaste storstörningen i södra Sverige år 2003 efter att flera oberoende händelser hade orsakat allvarliga störningar i kraftsystemet.

Synkrongeneratorer som är direkt anslutna till stamnätet, det vill säga större vattenkraftverk och kärnkraftverk, spelar en viktig roll för spänningsstabiliteten i dagens kraftsystem. De utgör, tillsammans med viss kraftelektronikbaserad utrustning i kraftsystemet, så kallade dynamiskt spänningsreglerande komponenter, som steglöst kan styra och anpassa det reaktiva effektutbytet efter kraftsystemets behov. Med nedläggningen av kärnkraft i scenarierna minskar mängden dynamiskt spänningsreglerande komponenter i södra Sverige. Den nya produktionen som tillkommer på lägre spänningsnivåer i distributionsnäten kan inte ersätta spänningsregleringen på stamnätsnivå. Större vindkraftsparker, anslutna till stamnätet, kan dock bidra med spänningsreglering. Nedläggningen av kärnkraft innebär att Svenska kraftnät kommer att behöva investera i fler spänningsreglerande nätkomponenter främst i södra Sverige. Även moderna HVDC-förbindelser kan bidra till förbättrad spänningshållning genom sin förmåga att leverera reaktiv effekt till stamnätet.

3.4.3 Rotorvinkelstabilitet

Rotorvinkelstabilitet kan delas in i två delfenomen med olika karaktär: *transient stabilitet* och *småsignalstabilitet*. Transient stabilitet handlar om kraftsystemets förmåga att efter en kraftig störning återgå till ett stabilt systemtillstånd utan att produktionsenheter omedelbart kopplas bort. Småsignalstabilitet handlar om kraftsystemets förmåga att efter små störningar återgå till ett stabilt systemtillstånd. Småsignalinstabilitet kan uppstå på lokal, regional och global nivå och innebär att en eller flera produktionsenheter pendlar mot eller med varandra.

Ett stabilt systemtillstånd innebär i praktiken att så kallade effektpendlingar ska vara positivt dämpade, det vill säga att uppkomna effektpendlingar ska minska tillräckligt snabbt. I ett odämpat eller negativt dämpat kraftsystem kan pendlingar växa tills de blir så stora att en eller flera generatorer riskerar att kopplas bort och i extrema fall kan det leda till delvis eller total systemkollaps.

Förändringarna i kraftsystemet som scenarierna visar på medför förändrade effektflöden, vilket nuvarande reglersystem inte är optimerade för och minskar marginalerna till rotorvinkelinstabilitet. En annan bidragande orsak är att vind- och solkraftsproduktion inte bidrar med kortslutningseffekt till systemet på samma sätt som synkront ansluten produktion. Bidraget till kortslutningseffekten från icke synkront kopplad produktion beror till stor del på hur den styrs under felförloppet. Nätstyrkan och därmed marginalerna till instabilitet kommer minska med den förändrade produktionsmixen. Samtidigt byggs fler ledningar vilket ökar nätstyrkan och stabilitetsmarginalerna.

Synkrogeneratorer i det nordiska kraftsystemet är utrustade med dämptillsatser, så kallade *Power System Stabilizers* (PSS:er), som automatiskt hjälper till att dämpa effektpendlingar i systemet. Minskat antal generatorer med dämptillsatser innebär alltså att även dämpbidrag från PSS:er minskar, vilket kan minska marginalerna till rotorvinkelinstabilitet ännu mer. En tredje faktor som kan minska marginalerna till instabilitet är att överföringen i systemet ökar. Mer effekt behöver alltså överföras över större avstånd vilket i sig innebär en risk för att rotorvinkelinstabilitet kan uppstå. Samma utveckling skedde under åttiotalet när överföringen mellan de nordiska länderna ökade och pendlingar uppstod. Då blev rotorvinkelinstabilitet i flera fall det som begränsade maximal överföring mellan elområden.

Svenska kraftnät arbetar med att utveckla och etablera övervakningssystem för att kunna observera pendlingar och stabilitetsmarginaler i realtid och utveckla nya åtgärder för att dämpa pendlingarna.



4 Variationer av referensscenariot

I följande kapitel har specifika parametrar varierats i syfte att undersöka vilka konsekvenserna kan bli för kraftsystemet om en annan utvecklingsväg antas. Variationerna kopplas till specifika osäkerhetsfaktorer som identifierats i scenarioarbetet. Tre scenariovariationer har undersökts: olika grader av förbrukningsflexibilitet, en ökning av vindkraft till havs i södra Sverige istället för land och tidigare-/senarelagd avveckling av svensk kärnkraft. Ingen bedömning av lönsamhet och ekonomisk potential har gjorts för variationerna i scenarierna. Scenariovariationerna har utförts på referensscenariot för år 2030 och 2040.

4.1 Förbrukningsflexibilitet och lagring

Flexibla resurser i form av förbrukningsflexibilitet och energilagring av olika slag har potential att ersätta en del av den flexibilitet i elnätet som försvinner när konventionell styrbar elproduktion byts ut mot väderberoende produktion. I denna analys undersöks i vilken utsträckning olika typer av ”ny flexibilitet” inom veckan och dygnet kan stötta kraftsystemet och eventuellt minska behovet av investeringar i stamnätet.

Tre scenariovariationer har utvecklats och sammanställts i Tabell 7 nedan. Den totala elanvändningen är på års- och veckobasis samma i referensscenariot och scenariovariationerna, det som varierats är förbrukningsmönstret inom veckan. Variationen är utförd för hela Norden och Baltikum. För resterande Europa är en hel del flexibla resurser redan implementerade och har inte ändrats i denna scenariovariation.

Tabell 7. Upplägg för scenariovariation av förändrad förbrukningsflexibilitet.

| Namn | Förändring i scenario |
|------|---|
| A | Elbilar laddas vid första möjliga tillfälle efter användning. |
| B | Elanvändningen för kategorin <i>hushåll, service och transport</i> är konstant inom veckan. |
| C | Hushållskundernas förbrukning har jämnats ut enligt Energimarknadsinspektionens uppskattade förbrukningsflexibilitetsvärden ¹⁹ . |

¹⁹ Energimarknadsinspektionen, Åtgärder för ökad efterfrågeflexibilitet i det svenska elsystemet 2016, Ei 2016:15, 2016

I scenariovariation A varieras laddningsmönstret för elbilar. I referensscenariot har en relativt hög grad av flexibilitet redan antagits då elbilarnas elanvändning spridits jämnt över årets timmar. För år 2040 laddas dessutom 30 procent av elbilarna i högre utsträckning vid låga elpriser, det vill säga i regel mitt på dagen och på natten. Utan incitament och styrmedel kan det dock antas att laddningen istället sker direkt efter att bilen har använts och kommit fram till en laddningspunkt. En topp i elbilarnas elanvändning skulle då inträffa under vardagskvällar när många anländer hem från sina arbeten. I scenariovariation A undersöks därför vad ett sådant mer koncentrerat laddningsmönster skulle få för påverkan på kraftsystemet.

I scenariovariation B och C har elanvändningen jämnats ut inom veckan och dagen. I praktiken skulle detta motsvara att elanvändning för uppvärmning, ventilation och hushållsmaskiner anpassas till när elanvändningen i övrigt är låg. Batterier kan även få stor betydelse som kan laddas ”billigt” vid låg elanvändningen och utnyttjas när elanvändningen och elpriset är högt.

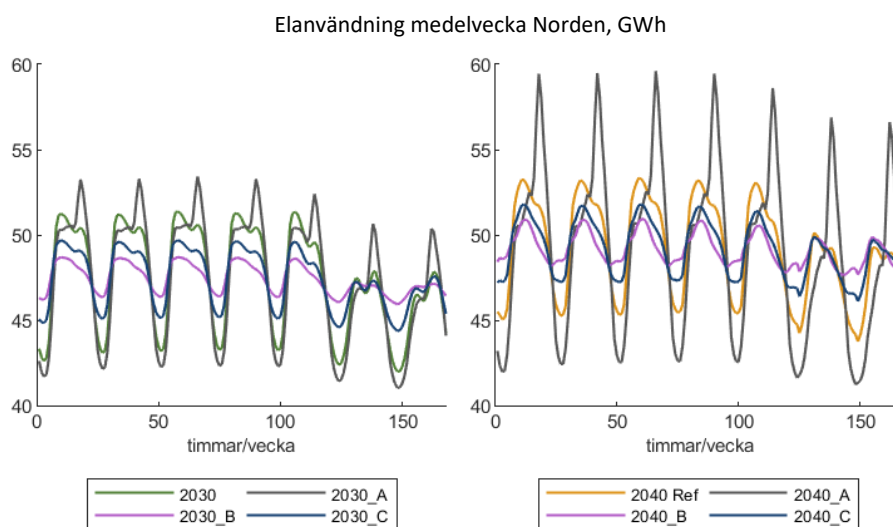
I variation B har elanvändningen för kategorin *hushåll, service och transport* (se kapitel 2.3.2) spridits jämnt över veckans timmar, det vill säga en relativt drastisk förändring som i någon mån kan visa på maximal potential av förbrukningsflexibilitet inom veckan.

I scenariovariation C har istället energimarknadsinspektionens (Ei) uppskattning för den möjliga förbrukningsflexibiliteten använts för att jämma ut hushållens elanvändning över veckan och dygnet. Enligt Ei är den potentiella effekten som hushåll kan flytta över dygnet olika beroende på tidpunkt på året, en sammanställning kan ses i Tabell 8 nedan.

Tabell 8. Nuvarande potential för efterfrågeflexibilitet hos hushåll enligt Ei:s rapport. Både potentialen från uppvärmning och hushållsel är medräknat.

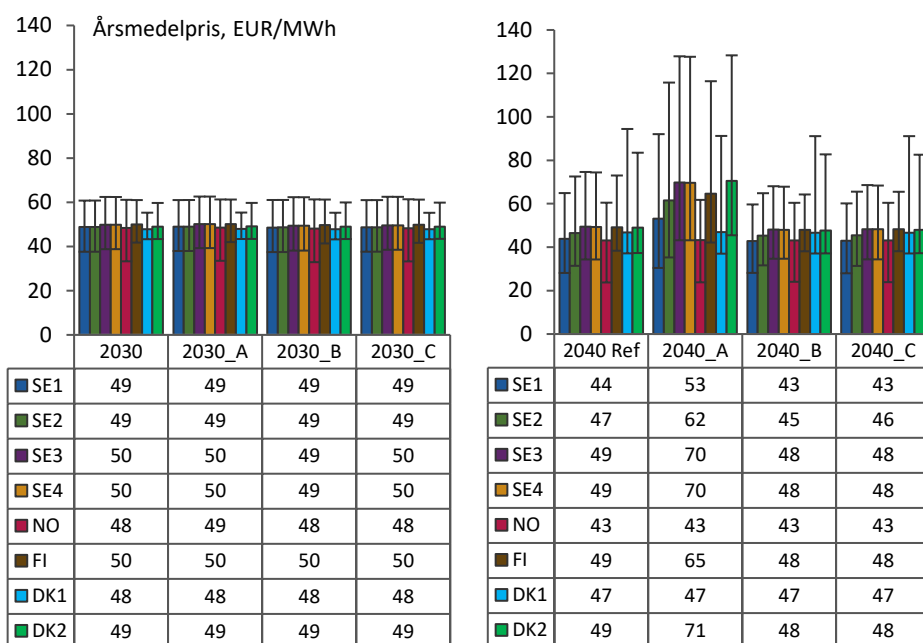
| Årstid | Efterfrågeflexibilitet (MW) |
|--------|-----------------------------|
| Vinter | 5 800 |
| Vår | 3 300 |
| Sommar | 1 800 |
| Höst | 4 800 |

Simulerad elanvändning per timme för medelveckan av alla simulerade väderår redovisas i Figur 31 för referensscenariot och scenariovariationerna. Figuren visar en markant ökning i elanvändningen för scenariovariation A på eftermiddagen då majoriteten av elbilarna laddar. Konsekvenserna blir större för år 2040 än år 2030 eftersom elbilsandelen ökar under tioårsperioden. För scenariovariation B erhålls istället en utjämning av veckans elanvändning och det kvarvarande mönstret härrör från elintensiv industri. Även för scenariovariation C sker en utjämning, men inte lika kraftig som för scenariovariation B.



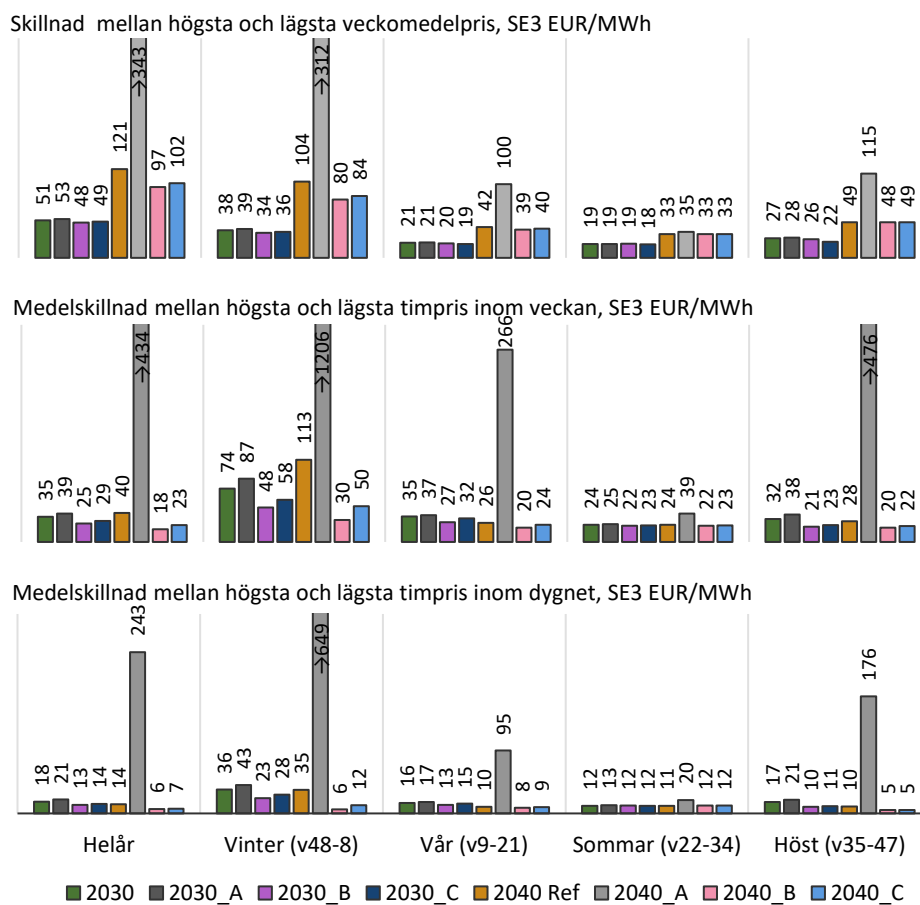
Figur 31. Elanvändning per timme för synkrona Norden för medelvärdet av alla simulerade veckor (mån-sön). Notera att y-axeln börjar på 40 GWh.

Vad får då scenariovariationerna för konsekvenser för kraftsystemet i övrigt? För årsmedelvärden på flöden och pris ses ingen större skillnad mellan referensscenariot och scenariovariationerna då de är lika vad det gäller produktion och elanvändning per vecka och elområde. Årsmedelpriset visas i Figur 32 nedan. Undantaget är scenariovariation A år 2040 där den distinkta förbrukningstopp som elbilsladdningen medför på eftermiddagen får priserna att sticka iväg under dessa timmar, vilket även får stor inverkan på årsmedelpriset. För variationerna av år 2030 fås ingen synbar inverkan på spannet mellan väderåret med högst respektive lägst årsmedelpris, vilket klamrarna i figuren visar. För år 2040 fås dock en kraftigare spridning för scenariovariation A och en något minskad spridning för scenariovariation B och C, framförallt för de svenska elområdena.



Figur 32. Simulerat årsmedelpris för scenariovariationerna av förändrad förbrukningsflexibilitet. Klamrarna visar spannet mellan det väderår med högst årsmedelpris och det väderår med lägst årsmedelpris.

I Figur 33 jämförs prisvolatiliteten för SE3 i samma upplägg som i kapitel 3.3.1. Prisvolatilitet inom samtliga kategorier ökar kraftigt för scenariovariation A, år 2040. För scenariovariation B och C erhålls en relativt stor minskning av prisvolatiliteten framförallt under de ansträngda vinterveckorna vilket indikerar att den mer flexibla elanvändningen har stor påverkan på Sveriges effektillräcklighet.



Figur 33. Simulerad prisvolatilitet i elområde SE3 uttryckt som skillnaden mellan högsta och lägsta elpris för olika perioder. Staplarna visar medel över de simulerade väderåren där de två väderår med högst skillnad exkluderats.

I Tabell 9 presenteras maximal simulerad residuallast i Sverige, det vill säga vilken maximal elanvändning som behöver tillgodoses med produktion utöver sol- och vindkraft samt import. Tabellen visar även skillnaden mellan maximala residuallasten i referensscenariot och respektive scenariovariation. Ökningen för scenariovariation A år 2030 kan ställas i relation till ett motsvarande produktionsbortfall av en medelstor kärnkraftsreaktor. Förändringen i maxvärde för scenariovariation B och C visar det som föregående figur indikerade, att mer flexibel elanvändning är en viktig aspekt till att stärka marginalerna för Sverige i höglastsituationer.

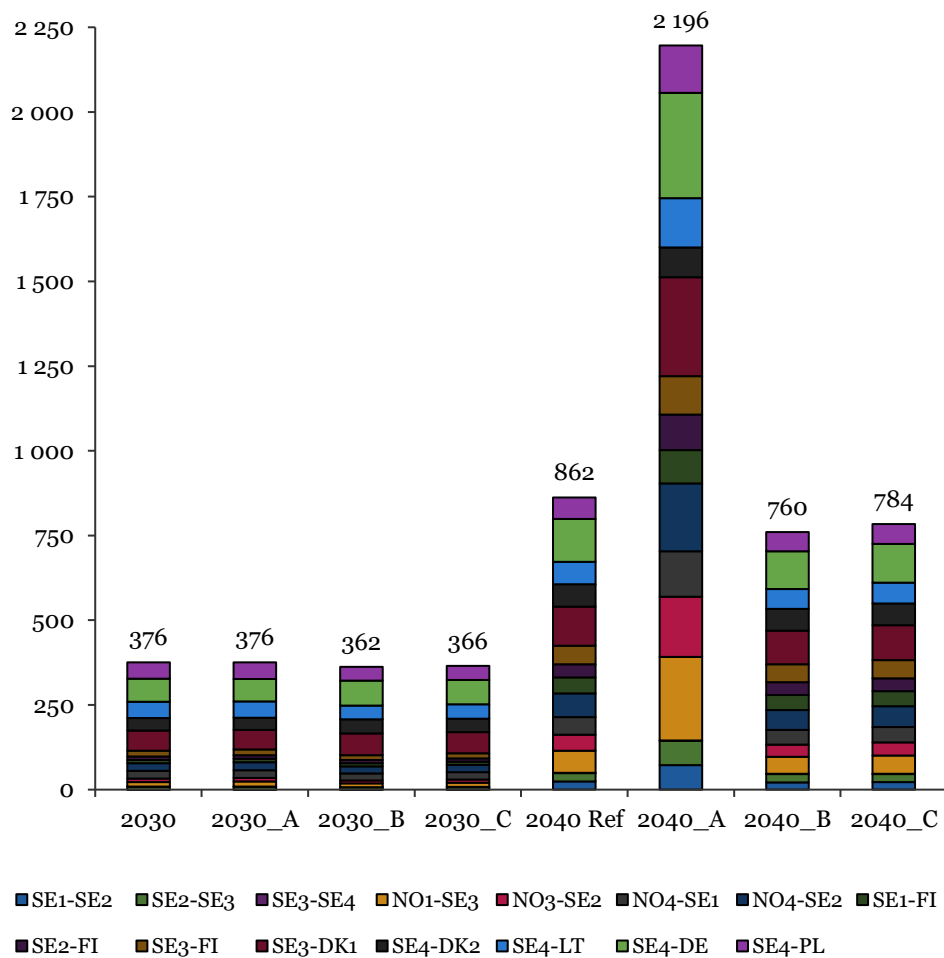
Tabell 9 Maximal simulerad residuallast för referensscenariot och scenariovariationerna, samt förändringen.

| | 2030 | 2030_A | 2030_B | 2030_C | 2040Ref | 2040_A | 2040_B | 2040_C |
|-------------------------|------|--------|--------|--------|---------|--------|--------|--------|
| Max (GW) | 26,6 | 27,7 | 24,7 | 25,7 | 26,1 | 26,6 | 25,0 | 25,0 |
| Förändring mot ref (MW) | 0 | +1 110 | -1 860 | -850 | 0 | +500 | -1 130 | -130 |

I Figur 34 visas marginalnyttan med att öka respektive snitt i Sverige med en kW för referensscenariot respektive scenariovariationerna, vilket kan ses som ett mått på om behovet av förstärkningar av snitten ökat eller minskat. I figuren kan man se att det inte sker någon större förändring totalt sett för år 2030, behovet minskar något för scenariovariation B och C men förändringen är marginell.

År 2040 har scenariovariationerna en betydligt större påverkan på marginalnyttan. Nyttan minskar avsevärt för både scenariovariation B och C även om den största minskningen sker i variation B. Främst minskar marginalnyttan för snitten mellan Norge och Sverige. Detta kan antas bero på att en jämnare elanvändning leder till minskat antal flaskhalstimmar på överföringsförbindelserna och att elproduktion inte längre "stängs" in i samma utsträckning i Norge under höglasttimmar.

Den största förändringen för år 2040 sker i scenariovariation A. Totalt sett ökar förstärkningsbehovet med över 150 procent. Att scenariovariation A skiljer sig så kraftig mellan år 2030 och 2040 har fler orsaker. Dels så är andelen elbilar betydligt högre år 2040 samtidigt som en mycket större andel av elproduktionen kommer från variabla väderberoende energikällor. Elproduktionen som behövs för att täcka topparna i elanvändning räcker stundtals inte till med höga priser som följd. Dels stängs elproduktion också in bakom flaskhalsar i överföringskapaciteten vilket också förklarar varför det största förstärkningsbehovet för scenariovariation A är på snitten mellan Norge och Sverige. För vissa snitt har behovet ökat med mer än 250 procent i jämförelsen med referensscenariot.



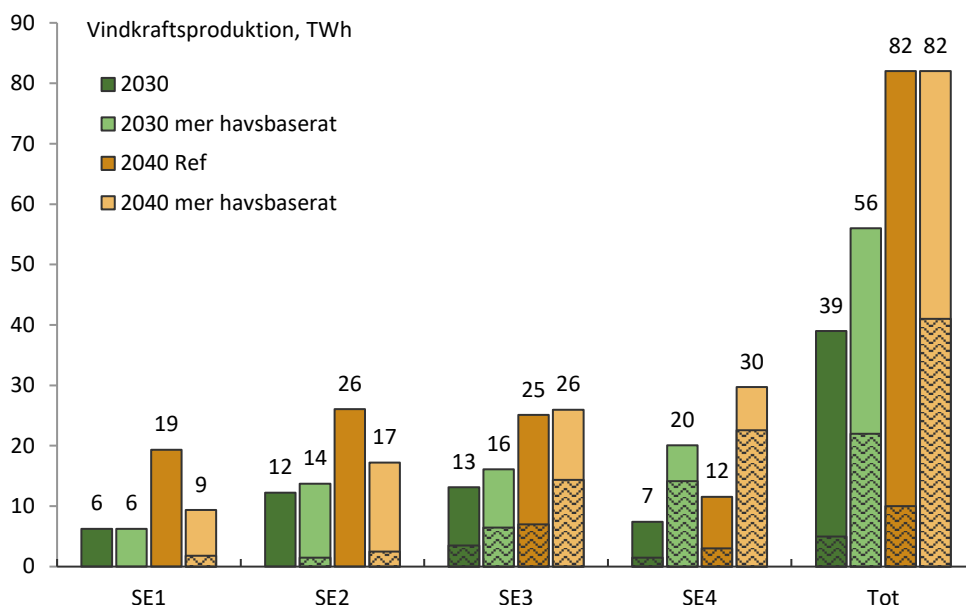
Figur 34. Simulerad årlig elmarknadsnytta vid ökning av överföringskapaciteten med 1 kW för referensscenariot och scenariovariationerna år 2030 och 2040.

Sammanfattningsvis visar alltså resultaten att förbrukningsflexibilitet och lagring är av stor betydelse för framtidens kraftsystem. När produktionen i större utsträckning blir väderberoende och elanvändningen ökar, kan förbrukningsflexibilitet och lagring se till att dessa på ett bättre sätt matchar varandra. Utan förbrukningsflexibilitet och lagring finns det istället en stor risk att elpriser, risken för effektbrist och behovet av investeringar i elnätet blir betydligt högre än vad de är idag.

4.2 Storskalig utbyggnad av havsbaserad vindkraft i södra Sverige

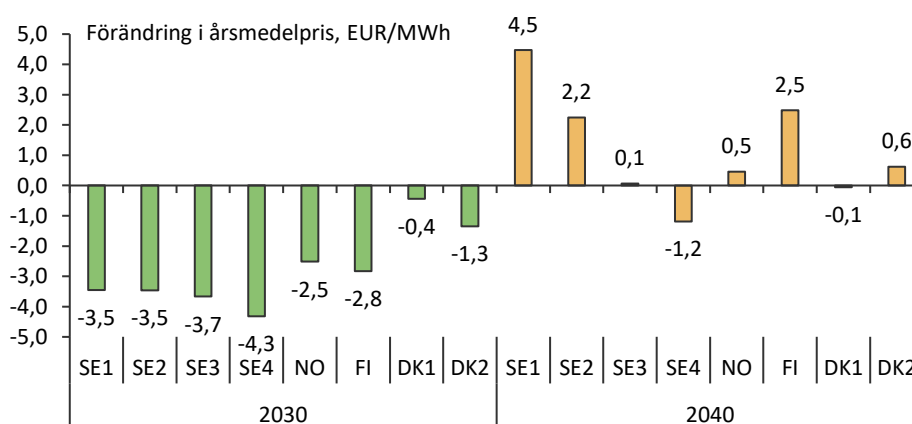
I Energiöverenskommelsen går att läsa att *anslutningsavgiften för havsbaserad vindkraft bör slopas* och Energimyndigheten presenterade på uppdrag av regeringskansliet i februari 2018 två förslag på hur ett slopande kunde utformas. Svenska kraftnät har under det senaste året sett en kraftig ökning av ansökningar om inmatningsabonnemang på stamnätet för etableringen av havsbaserade vindkraftparker. I ärendelistan återfanns, vid tidpunkten för denna rapport, ansökningar om ökad effektinmatning på drygt 9 000 MW. Siffran kan jämföras med de 1 270 MW respektive 2 525 MW kapacitet havsbaserad vindkraft som antagits totalt för Sverige i referensscenariot år 2030 och för år 2040. Lönsamheten för projekten blir kraftig försämrad utan sloandet av anslutningsavgiften. I denna analys undersöks några av konsekvenserna för kraftsystemet vid en kraftig ökning av andelen havsbaserad vindkraft.

I analysen har den havsbaserade vindkraften i hög utsträckning antagits etableras i södra Sverige. Detta indikerar även de inkomna ansökningarna där över 90 procent avser projekt söder om Snitt 2. Ansökningarna fördelar sig till cirka 30 procent i SE3, 60 procent i SE4 och resterande andel i SE2. Med tanke på aspekten av erhållet elpris skulle dock den havsbaserade vindkraften i större utsträckning kunna placeras i norr, men konsekvenserna har inte analyserats i denna studie. För år 2030 har 60 procent av de inkomna ansökningarna antagits realiseras och adderats till referensscenariot utan att minska den antagna utbyggnaden av landbaserad vindkraft. För år 2040 antas samma totala nivå för vindkraftsproduktion som referensscenariot men fördelat lika mellan havsbaserade och landbaserade vindkraftsverk. Upplägget för scenariovariationen presenteras i Figur 35 där mönstrad del av stapeln avser produktion från havsbaserade vindkraftparker.



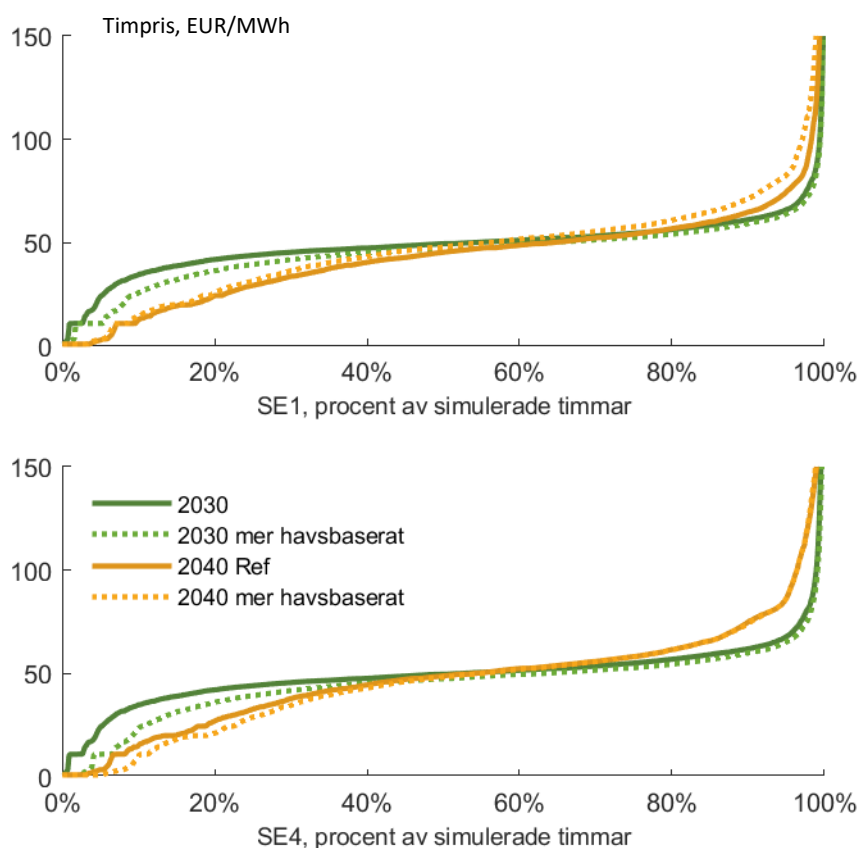
Figur 35. Upplägg scenariorvariation för ökad andel havsbaserad vindkraftsproduktion. Figuren visar total antagen vindkraftsproduktionen för scenariorvariationen jämfört med referensscenariot för 2030 och 2040 där mönstrad del av stapeln visar havsbaserade andelen.

I Figur 36 visas skillnaden i årsmedelpris mellan referensscenariot och variationen med mer havsbaserad vindkraft för de nordiska elområdena. Eftersom en stor andel havsbaserad vindkraft adderats till scenariot år 2030 utan att produktionen i övrigt reducerats pressas elpriserna. För scenariorvariationen år 2040, som har samma totala vindkraftsproduktion som referensscenariot, men där hälften kommer från havsbaserade vindkraftsparker, ökar däremot årsmedelpriset i norra Sverige och Finland samtidigt som det minskar i SE4. Prisnivån mellan Sveriges elområden utjämnas och SE4 erhåller i själva verket landets lägsta årsmedelpris, om än bara 0.2 euro/MWh lägre än SE1.



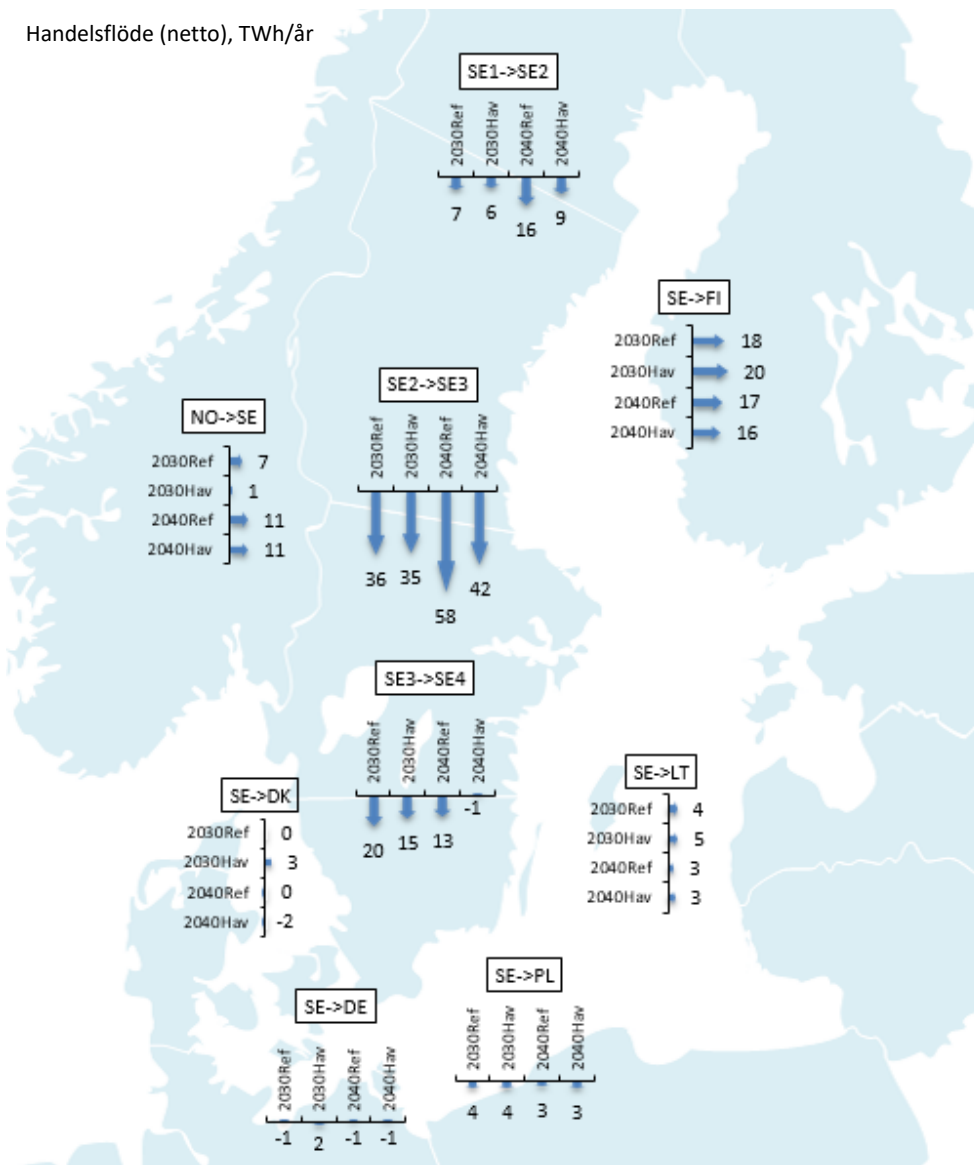
Figur 36. Förändring i simulerat årsmedelpris i scenariorvariationerna jämfört med referensscenariot för år 2030 respektive 2040. Negativa värden innebär att priset är lägre i scenariorvariationen med mer havsbaserad vind i jämförelse med referensscenariot.

I Figur 37 visas simulerade elpriser för de 31 väderåren sorterade från lägsta till högsta timvärde för SE1 och SE4. I figuren går att se att det främst är det lägre spannet av elpris som pressas ytterligare med mer havsbaserad vindkraft medan högpristimmarna inte påverkas i större utsträckning. Undantaget är för SE1 år 2040 där ökningen i medelårspris främst beror på att de redan relativt höga timpriserna blir än högre.



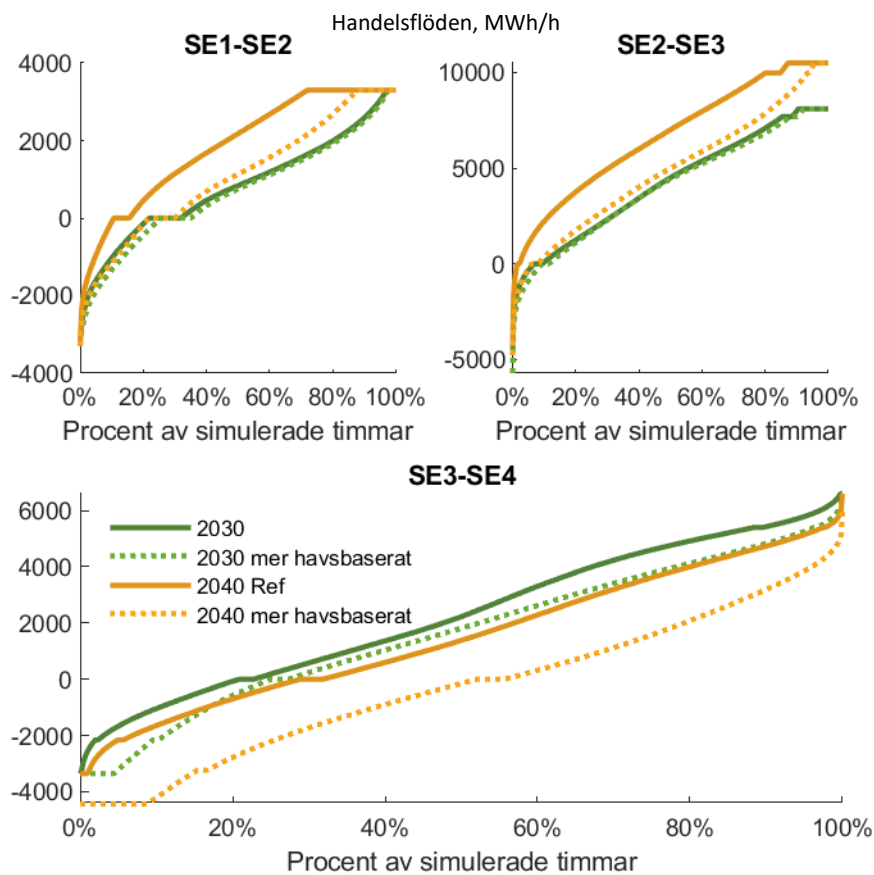
Figur 37. Varaktighetsdiagram över simulerade elpriser per timme i SE1 respektive SE4 för referensscenariot och scenariovariationen med mer havsbaserat år 2030 och 2040.

Figur 38 visar att de södergående handelsflödena på de svenska interna snitten minskar för scenariovariationen jämfört med referensscenariot. För Snitt 4 byter till och med årsnettoflödet riktning år 2040 så att SE4 i medel exporterar el till SE3. Detta är en naturligt följd av att den havsbaserade vinden har adderats främst till SE4 medan den landbaserade vinden minskats proportionellt mot andelen i varje elområde.



Figur 38. Simulerat nettohandelsflöde på årsbasis mellan Sverige och grannländerna.

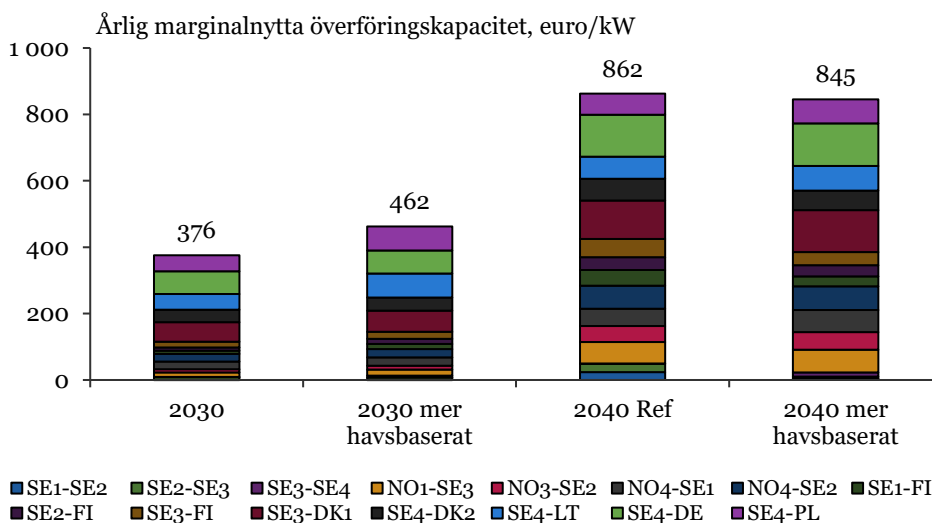
I Figur 39 presenteras simulerade handelsflöden på de svenska snitten för de 31 väderåren sorterade från lägsta till högsta timvärde. Figuren visar tydligt den förändring av handelsflöde över Snitt 4 som scenariorvariationen för framförallt år 2040 ger upphov till. Den maximala överföringskapaciteten, som i referensscenariot är satt till 3 200 MW för norrgående flöde, har på grund av högt antal flaskhalsstimmar ökat till 4 200 MW. Trots detta begränsas flödet cirka 10 procent av tiden.



Figur 39. Varaktighetsdiagram över simulerade handelsflöden per timme på de svenska snitten för referensscenariot och scenariovariationen med mer havsbaserat år 2030 och 2040.

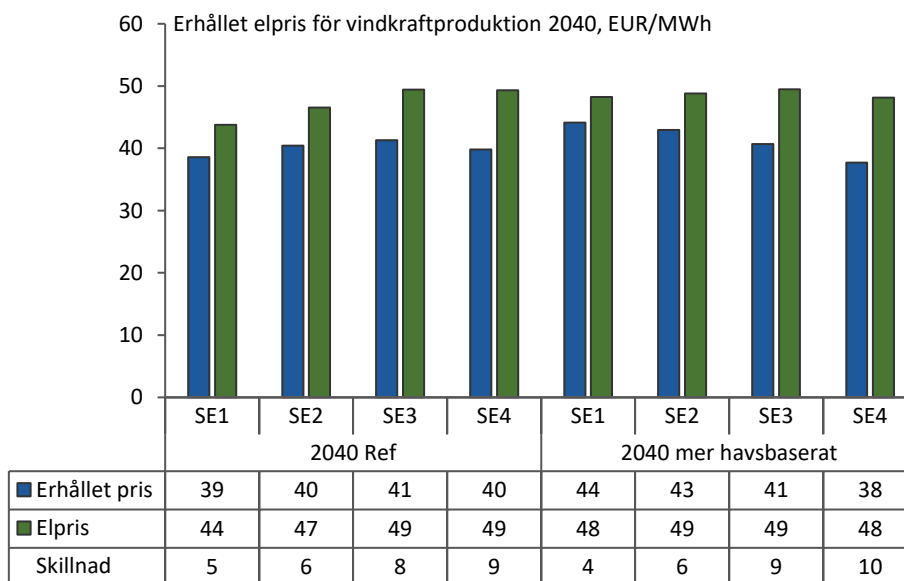
I Figur 40 visas marginalnyttan med att öka respektive snitt i Sverige med en kW för referensscenariot respektive scenariovariationerna, vilket kan ses som ett mått på om behovet av förstärkningar av snitten ökat eller minskat. Ur figuren kan man utläsa att det blir ett något ökat behov av snittförstärkningar med mer havsbaserat vindkraftsproduktion år 2030. Detta gäller främst exportförbindelserna till exempel Polen och Litauen där konventionell fossilbränslebaserad produktion delvis kan ersättas av den ökade förnybara produktionen i Sverige. För variationen

år 2040 liknar behovet av ökad överföringskapacitet referensscenariots, men har minskat något. Framförallt har behovet att förstärka Snitt 1 och Snitt 2 minskat.



Figur 40. Simulerad årlig elmarknadsnytta vid ökning av överföringskapaciteten med 1 kW för referensscenariot och scenariovariationen med mer havsbaserat år 2030 och 2040.

I Figur 41 presenteras erhållet årsmedelpris för vindkraftsproduktionen och det faktiska årsmedelpriset på el för år 2040. Intjäningsförmågan för vindkraftsproducenterna är i referensscenariot relativt lika oavsett elområde, men i scenariovariationen erhåller vindkraftsproduktionen i SE1 cirka 6 euro/MWh högre årsmedelpris än i SE4.



Figur 41. Simulerat erhållet årsmedelpris för vindkraftsproduktion jämfört med simulerat årsmedelpris. Jämförelse mellan referensscenariot år 2040 och variationen med mer havsbaserad vindkraft i södra Sverige.

Sammanfattningsvis kan konstateras att en ersättning av landbaserad vindkraft i norr med havsbaserad vindkraft i söder jämnar ut prisskillnaderna mellan Sveriges elområden år 2040 och avlastar Snitt 1 och Snitt 2. Scenariovariationen ger dock inte upphov till några större förändringar för behov av förstärkt överföringskapacitet på de svenska snitten totalt sett. Det erhållna elpriset talar emot att den havsbaserade vindkraften i den undersökta utsträckning faktiskt skulle etableras i södra Sverige. Studien har inte undersökt kostnader för etablering av vindkraftparkerna till havs kontra till land och i vilken utsträckning nätet inom elområdena skulle behöva förstärkas.

4.3 Tidigare-/senarelagd avveckling av svensk kärnkraft

Om en 60-årig teknisk livslängd antas för de svenska kärnkraftreaktorerna som uppfördes på 1980-talet skulle dessa stängas mellan år 2040 och 2045. I referensscenariot har Svenska kraftnät antagit att svensk kärnkraft är totalt avvecklad år 2040 för att kunna utvärdera behovet av nätinvesteringar ”post kärnkraft”. Under workshopen (se kapitel 2.2) framkom flera synpunkter på att kärnkraften skulle kunna komma att livstidsförlängas och finnas kvar till 2055-2065, beroende på politisk utveckling och erhållna elpriser. Även möjligheten att kärnkraften skulle kunna avvecklas tidigare togs upp. De fyra reaktorer som har avvecklats eller kommer att avvecklas (R1, R2, O1 och O2) är till exempel bara runt 45 år gamla. I detta kapitel undersöks hur minskad elproduktion från kärnkraft år 2030 samt ökad elproduktion från kärnkraft år 2040 påverkar kraftsystemet utifrån olika aspekter.

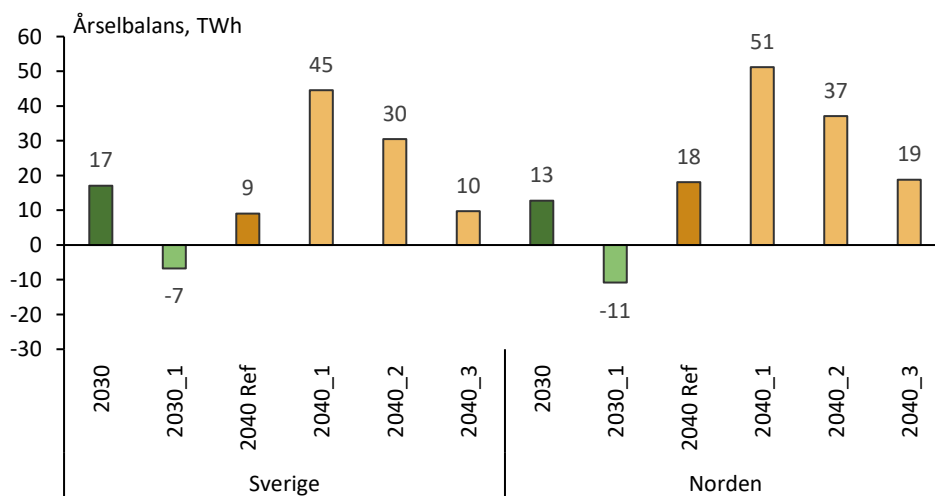
I scenariovariationen för år 2030 antas enbart två kärnkraftsreaktorer finnas kvar i jämförelse med fem reaktorer i referensscenariot. Ingen förändring görs för kraftsystemet i övrigt, det vill säga samma förbrukning och kraftproduktion från andra energikällor antas.

För år 2040, där kärnkraften antas helt avvecklad i Sverige, undersöks istället kraftsystemet med fem reaktorer kvar. Scenariovariationen har simulerats för tre olika antaganden om svensk vindkraftsproduktion, dels samma produktion som i referensscenariot, dels två olika nivåer av reducerad produktion minskad proportionellt mot den ursprungliga andelen i varje elområde. Upplägget för scenariovariationen med mindre kärnkraft för år 2030 och mer kärnkraft för år 2040 redovisas i Tabell 10.

Tabell 10. Upplägg scenariovariation för tidigare-/senarelagd avveckling av svensk kärnkraft.

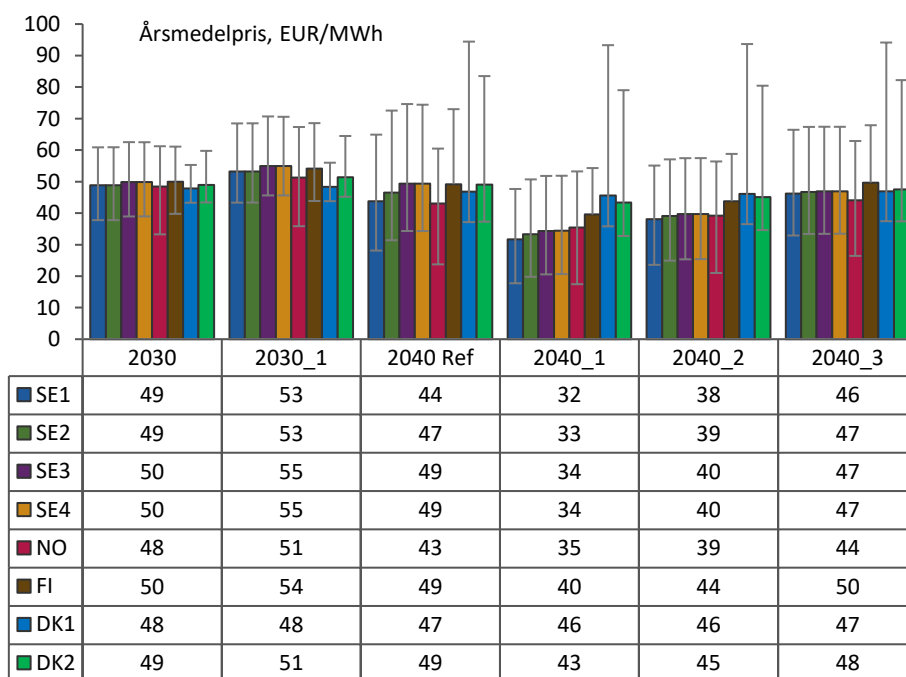
| Namn | Förändring kärnkraft | Förändring övrigt scenario |
|--------|---|--|
| 2030_1 | Minskning med cirka 3 000 MW motsvarande cirka 24 TWh i jämförelse med referensscenariot för år 2030. | Ingen förändring |
| 2040_1 | | Ingen förändring |
| 2040_2 | Ökning med cirka 5 900 MW motsvarande cirka 40 TWh i jämförelse med referensscenariot för år 2040. | Kapaciteten vindkraft minskas med samma kapacitet som den tillagda kärnkraften |
| 2040_3 | | Vindkraftsproduktionen minskas med samma produktionsvolym som den tillagda kärnkraften |

I Figur 42 visas den simulerade årselbalansen för referensscenariot år 2030 och 2040 i jämförelse med scenariovariationerna. Minskningen i kärnkraftsproduktion år 2030 gör att Sverige och Norden får negativ årselbalans och är beroende av import för att täcka elanvändningen i medeltal. Att balansen blir något högre för 2040_3 än referensscenariot beror på minskat spill.



Figur 42. Simulerad årselbalans för de undersökta scenariovariationerna i jämförelse med referensscenariot för år 2030 och 2040. Negativa värden innebär försämrade elbalans i variationen jämfört med referensscenariot.

I Figur 43 presenteras årsmedelpris för referensscenariot samt scenariovariationerna. I variation 2040_1 reduceras elpriset kraftigt år 2040 när samma vindkraftsutbyggnad antas som för referensscenariot. För 2040_3 som har samma totala årsproduktion som referensscenariot utjämnas priset mellan Sveriges elområden. Detta beroende på att kärnkraften är placerad i SE3 medan vinden har minskats proportionerligt efter fördelningen mellan Sveriges elområden i referensscenariot.



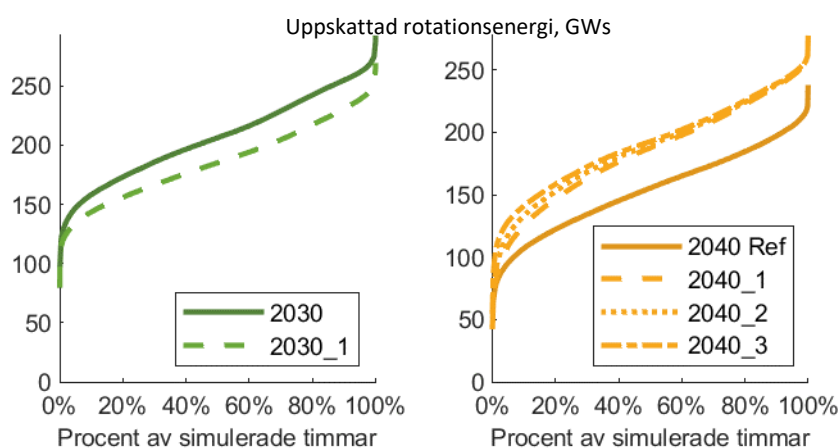
Figur 43. Simulerat årsmedelpris för de undersökta scenariovariationerna i jämförelse med referensscenariot för år 2030 och 2040. Klammarna visar spannet mellan det väderår med högst årsmedelpris och det väderår med lägst årsmedelpris.

I Tabell 11 presenteras skillnaden i effektbalans för normalvintern mellan scenariovariationerna och motsvarande år i referensscenariot enligt den statistiska metoden som används i kapitel 3.2.1. Även om årseffektbalansen är ungefär densamma i scenariovariation 2040_3 som för referensscenariot påverkas marginalerna och risken för effektbrist olika. Detta beror på olika antaganden om tillgängligheten för kärnkraft och vindkraft under topplasttimmen. Möjligheten för Sverige att klara effekttopparna ökar alltså med bibehållen kärnkraft och minskar om kärnkraften avvecklas tidigare än antaget i referensscenariot.

Tabell 11. Förändringen i effektbalans (enligt statistisk metod) mellan scenariorvariationerna och referensscenariot.

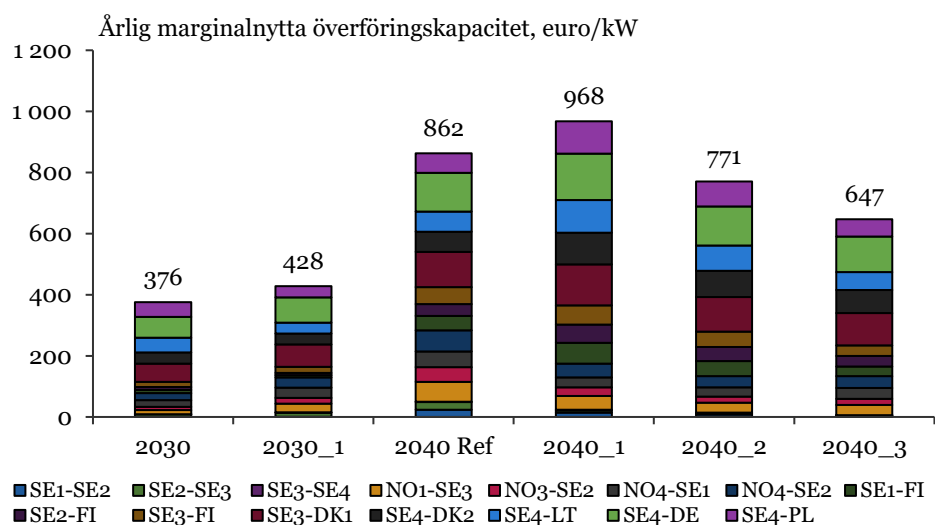
| Område | 2030_1 | 2040_1 | 2040_2 | 2040_3 |
|-----------|--------|--------|--------|--------|
| SE1 + SE2 | 0 | 0 | -290 | -660 |
| SE3 + SE4 | -2 970 | +5 280 | +5 090 | +4 850 |
| Totalt | -2 970 | +5 280 | +4 800 | +4 190 |

I Figur 44 har systemets rotationsenergi beräknas för scenariorvariationen som minskar år 2030 med mindre andel kärnkraft i systemet och ökar om kärnkraften är kvar år 2040.



Figur 44. Uppskattad rotationsenergi med förenklad metod för scenariorvariationerna och referensscenariot.

I Figur 45 visas marginalnyttan med att öka respektive snitt i Sverige en kW för referensscenariot respektive scenariorvariationerna, vilket kan ses som ett mått på om behovet av förstärkningar av snittet ökat eller minskat. Ur figuren kan man utläsa att den tidigare lagda avvecklingen av svensk kärnkraft leder till ett ökat behov av överföringsförbindelser. Även för 2040_1 ökar behovet av överföringsförbindelser för att kunna exportera det ökade överskotten. När vindkraftsproduktionen reduceras i 2040_2 och 2040_3 minskar dock behovet av överföringskapacitet på de svenska snitten. Detta beror på att kärnkraftsproduktionen är jämnare än vindkraftsproduktionen vilket minskar prisskillnaderna mellan framförallt SE3 och SE4 och närliggande elområden.



Figur 45. Simulerad årlig elmarknadsnytta vid ökning av överföringskapaciteten med 1 kW för referensscenariot och scenariovariationen med mindre respektive mer kärnkraft år 2030 och 2040.

Sammanfattningsvis kan konstateras att en tidigare-/senarelagd kärnkraftsavveckling får stora konsekvenser på kraftsystemet.

Kärnkraftsproduktion stöttar systemstabiliteten samt tillför en basproduktion som hjälper att klara toppar i elanvändningen. Det är viktigt att Svenska kraftnät och andra aktörer arbetar proaktivt med att analysera utvecklingen och har lösningar och åtgärder på plats den dag som kärnkraften avvecklas i Sverige.

5 Slutsatser och vidare arbete

För att bromsa klimatförändringen krävs att energisystemet ställs om till förnybar energi. Elproduktion från vind- och solkraft spelar en viktig roll för att möjliggöra omställningen och i de tre scenarier som presenteras sker en kraftig utbyggnad av dessa energikällor fram mot år 2040. Detta, tillsammans med utfasningen av svensk kärnkraft och annan planerbar elproduktion i Europa samt förändrade elbehov, medför utmaningar med att upprätthålla leveranssäkerheten på el. På årsmedelbasis visar simuleringsresultaten (elpriser, elbalans, handelsflöde) en hel del skillnader från dagens situation. Sverige och Norden är dock fortsatt nettoexportör av el och handelsflödena går i medeltal från Norge och norra Sverige vidare söder- och österut. Det är när man dyker djupare in i scenarierna i LMA2018 som de stora förändringarna blir tydliga med ett mer volatilt kraftsystem och ett ökat utfallsrum. En sammanfattning av de viktigaste slutsatserna samt kort om det arbete som bedrivs på Svenska kraftnät för att bemöta utmaningarna presenteras nedan.

Överföringskapacitet viktigt

Mellan år 2020 och 2030 planeras flera nya förbindelser mellan Norden och övriga Europa att tas i drift vilka spelar en viktig roll för att effektivt kunna nyttja systemets produktionsresurser. Scenarierna pekar på att utbyggnaden behöver fortsätta mellan år 2030 och 2040. I LMA2018 presenteras marginalnytta av snittförstärkningar på 1 kW som indikerar vilka snitt som är intressanta att studera mer noggrant. På Svenska kraftnät pågår sådana studier, till exempel inom NGDP2019, där samhällsnyttan med att förstärka förbindelser analyseras. Samtidigt finns ett stort reinvesterings-, anslutnings-, och utbyggnadsbehov inom landet och stora kapacitetsutmaningar framförallt i storstadsregionerna. För att möta efterfrågan är det viktigt att investeringsprocessen effektiviseras och rätt prioriteringar görs i projektportföljen då resurserna (entreprenörer, leverantörer, material med mera) inte är obegränsade. Inom dessa områden pågår flera initiativ på Svenska kraftnät.

Försämrad effekttillräcklighet

Då tillgängligheten på vind- och solkraft kan vara låg när efterfrågan på el är stor så medför utvecklingen i scenarierna en försämrad effekttillräcklighet. Enligt den statiska metoden att bedöma effektbalans växer Sveriges underskott under timmen med högst elanvändning kraftigt fram mot år 2040. Den dynamiska metoden, som simulerar risk för effektbrist med importmöjligheter inkluderade, visar dock en ljusare bild och pekar ytterligare på vikten av marknadsintegration i kraftsystemet. Svenska kraftnät har bland annat i Systemutvecklingsplanen påpekat att det idag inte finns någon enskild aktör som ansvarar för kraftsystemets leveranssäkerhet och att det inte heller finns något fastlagt mål för detta. LMA2018 kan dock visa på

utvecklingen, men oklarheten i ansvarsfördelningen skapar en risk för att viktiga delar inte hanteras effektivt.

Ett mer svårbalanserat system

Som tidigare nämnts ökar volatiliteten i kraftsystemet i scenarierna. Det som förut varit mer förutsägbart (som toppen i elanvändningen under morgonen och eftermiddagen) blir nu mer stokastiskt och variationerna fler och större. Detta ställer nya krav på systemtjänster och driften av systemet. Simuleringsresultat från LMA2018 visar att det främst är variationer på flerdygnsskalan (se kapitel 3.3) som ökar och att prisvolatiliteten (se kapitel 3.3.1) är som störst vintertid. Inom dygnet finns större teknisk potential att "förskjuta" elproduktion och elanvändning, till exempel med hjälp av batterier, men för längre perioder är lösningarna färre. Helt tydligt är att vattenkraften kommer fortsätta spela en mycket viktig roll för balanseringen av 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.

Ökande utmaningar med att upprätthålla kraftsystemstabilitet

Med avvecklingen av kärnkraftreaktorer i både Sverige och Finland har kraftsystemet år 2040 färre synkrongeneratorer som är direkt anslutna till stamnätet. Detta medför bland annat minskad rotationsenergi samt minskar förmågan att spänningsreglera och att dämpa effektpendlingar i systemet om inte andra åtgärder vidtas. Simuleringsresultatet visar dessutom att timmar med låg rotationsenergi i högre utsträckning förekommer under timmar med hög elanvändning vilket ökar utmaningen att hålla en stabil frekvensnivå. Det pågår ett omfattande utvecklingsarbete på Svenska kraftnät där en ny stabiliseringsfilosofi samt nya strategier ska implementeras för att kunna driva kraftsystemet stabilt med denna nya situation.

Scenariovariationerna får stor inverkan

Det finns en mängd olika drivkrafter (politiska, teknologiska och ekonomiska) som påverkar hur framtidens kraftsystem kommer se ut. Referensscenariot i LMA2018 har byggts upp efter en "bästa uppskattning", men utvecklingen påverkas av en mängd olika aktörer. Flexibilitet i användning och produktion är en stor osäkerhetsfaktor och som även får stor påverkan på systemet år 2040. Scenariovariationen i LMA2018 visar på vikten att det finns incitament för marknadens aktörer att matcha produktion med elanvändning. Utan förbrukningsflexibilitet och lagring finns det en stor risk att elpriser, risken för

effektbrist och behovet av investeringar i elnätet blir betydligt högre än vad de är idag.

Mer produktion i SE3 och SE4 år 2040, oavsett om det är från havsbaserad vindkraft eller från kärnkraft, jämnar ut prisskillnaderna i Sverige och minskar marginalnyttan/behovet något med att bygga ut överföringskapacitet mellan de svenska elområdena. Ingen bedömning av lönsamhet och ekonomisk potential har gjorts för variationerna i scenarierna. Som tidigare nämnts bidrar de synkront anslutna generatorerna hos kärnkraften till att stötta kraftsystemet på olika sätt. Det är viktigt att Svenska kraftnät och andra aktörer arbetar proaktivt med att analysera utvecklingen och har lösningar och åtgärder på plats den dag som kärnkraften avvecklas i Sverige.

Svenska kraftnät är ett statligt affärsverk med uppgift att förvalta Sveriges stamnät för el, som omfattar ledningar för 400 kV och 220 kV med stationer och utlandsförbindelser. Vi har också systemansvaret för el. Vi utvecklar stamnätet 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

