

Långsiktig marknadsanalys 2021

Scenarier för elsystemets utveckling fram till 2050



Svenska kraftnät

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

Foto: Tomas Ärlemo, Shutterstock

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 2050. Scenarierna har analyserats ur olika aspekter med avsikten att identifiera framtida behov och utmaningar för kraftsystemet. Till rapporten bifogas en ”executive summary” som sammanfattar det viktigaste från scenarioanalysen samt en Excelfil där scenariodata för Sverige finns tillgängligt mer överskådligt.

Vi strävar efter att öka transparensen i vårt scenario- och analysarbete för att möjliggöra en konstruktiv dialog och ständig förbättring av antaganden, arbetssätt och metoder. Som ett led i detta anordnades en workshop i september 2020 där elmarknadens branschaktörer bjöds in för att få möjlighet att ge synpunkter och förslag till arbetet. Kontinuerlig dialog har förts med representanter för Energimyndighetens scenarioarbete för att ytterligare säkerställa kvalitet i scenarierna.

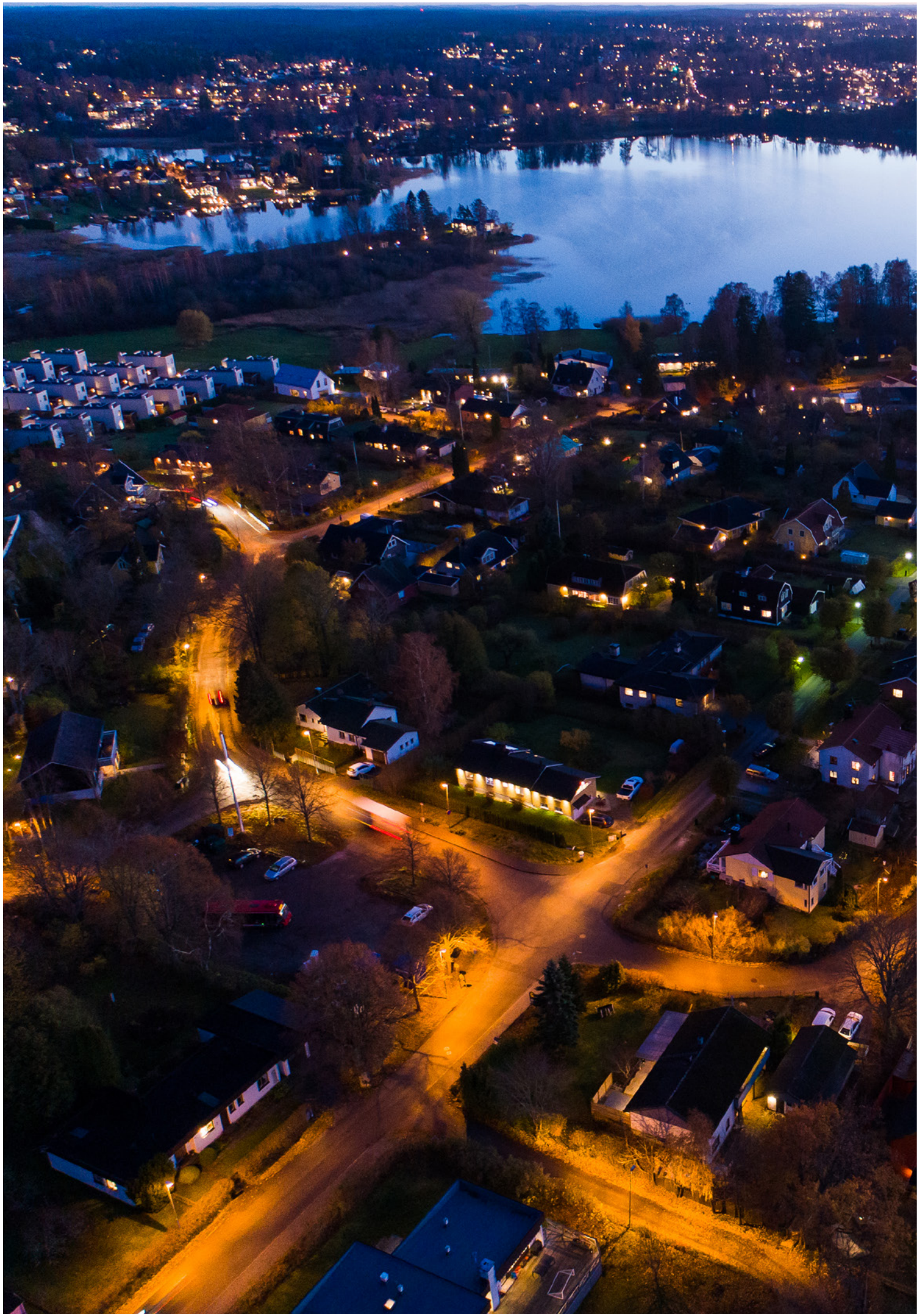
Vi vill betona att scenarierna och det simuleringsresultat som presenteras inte är prognoser. Scenarierna ställs upp som utgångspunkt för analys av vilka utmaningar som olika möjliga utvecklingsvägar kan innebära för kraftsystemet, samt vilka åtgärder som kan behövas för att möta utmaningarna.

TILLSTYRKT

RAPPORTÖRER

Mattias Jonsson

Kristin Brunge
Erik Hellström
Mari Jakobsson
Emma Thornberg



Innehåll

Sammanfattning	9
1 Inledning	13
1.1 Mål och syfte.....	13
1.2 Scenarioarbete på europeisk, nordisk och nationell nivå	13
1.3 Tidigare LMA	15
1.3.1 LMA2016.....	15
1.3.2 LMA2018	15
1.4 Rapportens disposition.....	16
1.5 Begreppslista.....	16
1.6 Översiktskarta.....	20
2 Scenarioförutsättningar	21
2.1 Trender, drivkrafter och osäkerhetsfaktorer	21
2.2 Scenarier i LMA2021	24
2.3 Användning av scenarierna.....	25
2.4 Elmarknadssimuleringar	25
3 Scenarier för kraftsystemets utveckling	27
3.1 Scenario Småskaligt förnybart.....	27
3.2 Scenario Färdplaner mixat	29
3.3 Scenario Elektrifiering planerbart	30
3.4 Scenario Elektrifiering förnybart.....	32
3.5 Sammanställning.....	34
3.5.1 Sverige	34
3.5.2 Norden	36
3.5.3 Europa	38
3.5.4 Pris på bränsle och utsläppsrätter	39
3.5.5 Flexibilitet	40
3.5.6 Överföringskapacitet.....	43
4 Övergripande simuleringsresultat	46
4.1 Elenergibalans	46

4.2	<i>Elpriser</i>	49
4.2.1	<i>Årsmedelpris</i>	49
4.2.2	<i>Prisskillnader</i>	51
4.2.3	<i>Låga och höga timpriser</i>	53
4.2.4	<i>Prisvariation</i>	54
4.3	<i>Handelsflöden</i>	55
4.4	<i>Erhållet elpris per kraftslag</i>	58
5	<i>Kraftsystemet 2025, 2035 och 2045</i>	61
5.1	<i>Långsiktigt överföringsbehov</i>	61
5.1.1	<i>Marginalnytta för ökad överföringskapacitet</i>	61
5.1.2	<i>Nuvärdesberäkning marginalnytta</i>	64
5.1.3	<i>Norrgående snittkapacitet</i>	66
5.1.4	<i>Utlandsförbindelser i kombination med elproduktion till havs</i>	66
5.2	<i>Effekttillräcklighet</i>	68
5.2.1	<i>Effekttillräcklighet enligt probabilistisk metod</i>	69
5.2.2	<i>Effekttillräcklighet enligt statisk metod</i>	73
5.3	<i>Förutsättningar för balansering</i>	75
5.3.1	<i>Residuallast i Norden</i>	75
5.3.2	<i>Balanseringsbidrag/-behov i Norden</i>	79
5.4	<i>Förmåga att upprätthålla kraftsystemstabiliteten</i>	83
5.4.1	<i>Frekvensstabilitet</i>	83
5.4.2	<i>Spänningsstabilitet</i>	85
5.4.3	<i>Rotorvinkelstabilitet</i>	86
5.5	<i>Ytterligare systemutmaningar</i>	87
6	<i>Fördjupningsavsnitt</i>	89
6.1	<i>Efterfrågeflexibilitet</i>	89
6.1.1	<i>Vehicle-to-grid</i>	90
6.1.2	<i>Lägre nivåer av efterfrågeflexibilitet</i>	92
6.2	<i>Sektorsintegration el och vätgas</i>	93
6.2.1	<i>Vätgasproduktion i dag</i>	93
6.2.2	<i>Europeisk vätgasekonomi</i>	94
6.2.3	<i>Vätgasproduktion vid högre priser</i>	94
6.2.4	<i>Minskad vätgasproduktion</i>	96
6.2.5	<i>Järn- och stålindustrin med fjorton dygns vätgaslager</i>	97
6.3	<i>Nationell plan för att förse vattenkraften med moderna miljövillkor</i>	99

6.3.1	<i>Omprövningen innebär att vattenkraften miljöanpassas</i>	100
6.3.2	<i>Känslighetsanalyser med moderna miljövillkor</i>	100
6.3.3	<i>Simuleringsresultat känslighetsanalyser för en miljöanpassad vattenkraft</i>	102
6.3.4	<i>Konsekvenser för kraftsystemet beroende på omfattningen av miljöåtgärder</i>	106
7	<i>Slutsatser och vidare arbete</i>	107



Sammanfattning

Svenska kraftnät uppdaterar vartannat år långsiktsscenarier för Nordeuropas energisystem. Scenarierna används för att identifiera framtida utmaningar och behov i det svenska transmissionsnätet för el och möjliggör ett proaktivt arbetssätt. Arbetet går under benämningen långsiktig marknadsanalys, LMA. Detta är slutrapporten till tredje upplagan av LMA, LMA2021. I rapporten presenteras fyra scenarier som visar på olika utvecklingsvägar för kraftsystemet och vilka behov dessa kan medföra:

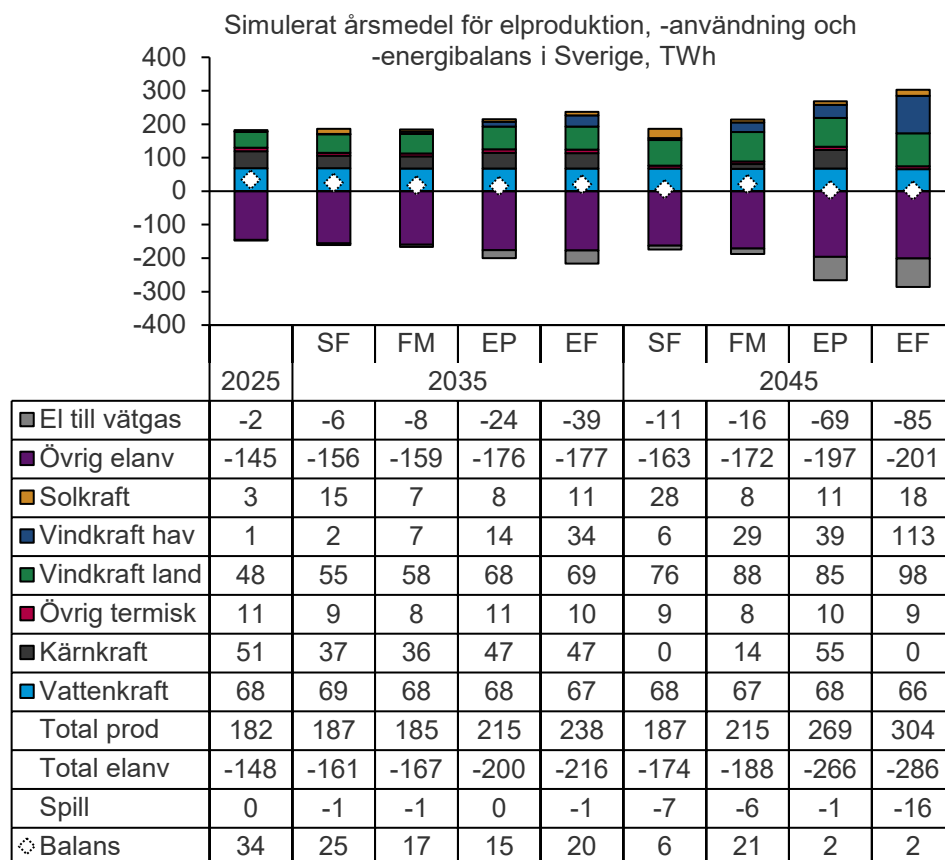
- > scenario Småskaligt förnybart (förkortas SF i tabeller och diagram),
- > scenario Färdplaner mixat (förkortas FM i tabeller och diagram),
- > scenario Elektrifiering planerbart (förkortas EP i tabeller och diagram) och
- > scenario Elektrifiering förnybart (förkortas EF i tabeller och diagram).

Gemensamt för de fyra scenarierna är att behovet av el ökar. Detta för att möjliggöra omställningen från ett samhälle beroende av fossila bränslen till ett energisystem med noll nettoutsläpp av växthusgaser. I scenarierna varierar elbehovet beroende bland annat på omställningstakt, genomslag för vätgasproduktion med hjälp av el, energieffektivisering, digitalisering, importberoende gentemot självförsörjningsgrad och i vilken utsträckning till exempel biobränslen utgör en del i energimixen. Med tanke på den snabba utveckling vi sett under det senaste året, till exempel när det gäller elektrifieringen av industrin, är det dock ingen omöjlighet att behovet av el kommer bli än större än vad som antagits i scenarierna.

I scenarierna varierar produktionskapaciteten för olika kraftslag för att skapa en bild av hur olika tänkbara utvecklingsvägar påverkar vår verksamhet. Scenarierna sträcker sig till 2050, men simuleringar har enbart gjorts för 2035 och 2045. Även 2025 finns med som referens i många bilder och tabeller och baseras på utvecklingen framtagen i Svenska kraftnäts kortsiktiga marknadsanalys¹.

¹ Svenska kraftnät 2020: Kortsiktig marknadsanalys 2020 - Simulering och analys av kraftsystemet 2021-2025. Finns för nedladdning: <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2020/kortsiktig-marknadsanalys-2020.pdf>.

I följande figur visas simulerat årsmedel för elproduktion, -användning och -energibalans för Sverige i de fyra scenarierna.



I rapporten presenteras bland annat simulerade elpriser och handelsflöden. Scenarierna har vidare analyserats, både kvantitativt och kvalitativt, utifrån aspekterna:

- > långsiktigt överföringsbehov inom Sverige och mellan Sverige och utlandet,
- > konsekvenser för effekttillräckligheten i Sverige,
- > förutsättningar för balansering av systemet och
- > påverkan på framtida förmåga att upprätthålla kraftsystemstabilitet samt ytterligare systemutmaningar.

Dessutom har fördjupade analyser utförts för tre områden som alla kan få stor betydelse för omställningen av energisystemet: efterfrågeflexibilitet, sektorsintegration mellan el och vätgas samt omprövningen för att förse Sveriges vattenkraftverk med moderna miljövillkor.

Scenarierna visar på ett annat kraftsystem än vad vi är vana vid i dag. En kraftig elektrifiering leder till bland annat en förändrad prisbild och andra kraftflöden. Elpriserna blir i regel mer volatila och kopplas i ännu större utsträckning till variation i produktion. Kraftsystemet blir mindre förutsägbart och utfallsrummet för möjliga driftfall ökar.

Simuleringsresultaten visar på flera utmaningar varav de viktigaste slutsatserna samt behov för vidare arbete presenteras i punktform nedan:

- > Analys av marginalnytta för snittförstärkningar indikerar nytta med ökad överföringskapacitet. Detta för att möjliggöra effektivare nyttjande av systemets produktionsresurser. Simuleringsresultaten visar på ett fortsatt stort behov att överföra el i nordsydlig riktning över Snitt 2. Elektrifieringen av industrin i norra Sverige och utbyggnad av havsbaserad vindkraft i södra Sverige innebär dock att det i vissa scenarier uppstår en stor andel flaskhalstimmar för norrgående handelskapacitet för Snitt 1 och Snitt 4.
- > Marginalnytta indikerar vidare generellt en ökad nytta med överföringskapacitet mellan Sverige och våra grannländer. Det gäller både nyttan mot kontinentala Europa (inklusive DK1 och Baltikum), Finland och Norge. Analysen är dock mycket övergripande och ytterligare studier behövs för att avgöra eventuella investeringars lönsamhet ur ett bredare samhällsekonomiskt perspektiv. Svenska kraftnät kommer även studera hur integrering av elproduktion till havs med transmissionsnät bäst kan utformas.
- > Flexibilitet i elanvändningen är avgörande och nödvändig för ett fungerande kraftsystem år 2045 med hög elektrifiering. Sammantaget visar analyserna av effekttillräcklighet att Sverige blir beroende av flexibilitet i elanvändning för att klara ansträngda timmar samt att behovet av import från grannländer ökar.
- > Utvecklingen som beskrivs i scenarierna innebär ökade utmaningar med att upprätthålla systemstabiliteten. Lägre andel synkron produktion ansluten till transmissionsnätet ger lägre rotationsenergi i kraftsystemet samt minskar möjligheten att spänningsreglera och att motverka effektpendlingar om inte andra åtgärder vidtas. Den nuvarande teknikutvecklingen pekar dock mot att kraftelektronik, som designas på rätt sätt, kan tillföra viktiga egenskaper och förmågor till kraftsystemet. För att åstadkomma detta behöver Svenska kraftnät anpassa och skärpa kravställningen på såväl våra egna anläggningar som på produktionsanläggningar med kraftelektronikomriktare såsom vind- och solkraft. På kort sikt behöver Svenska kraftnät utreda om det krävs installationer av synkronkompensatorer för att på ett driftsäkert sätt möjliggöra fortsatt expansion av vindkraft och annan kraftelektronikansluten produktion. På lång sikt kommer teknik- och kostnadsutvecklingen få avgöra vad som är den mest driftsäkra och kostnadseffektiva lösningen.

- > Elbaserad produktion av vätgas kan komma att spela en mycket viktig roll i framtidens energisystem. Vätgas är viktig för omställningen från fossila bränslen i till exempel transport- och industrisektorn, men också för att ersätta fossil gas i andra sektorer samt möjliggöra utbyggnaden av förnybar icke planerbar produktion. Vilka antaganden som görs för ett kraftsystem integrerat med vätgas och hur det modelleras i våra elmarknadsmodeller får stor påverkan och är ett område som vi kommer utveckla vidare.
- > Analyserna över hur miljöanpassningen av den svenska vattenkraften kan påverka kraftsystemet visar vikten att en effektiv tillgång till vattenkraftsel beaktas vid status- och normsättning.

Utvecklingen som beskrivs i scenarierna ställer stora krav på Svenska kraftnät som systemansvarig myndighet. Vi behöver arbeta proaktivt för att fortsatt säkerställa att kraftsystemet är hållbart, säkert och kostnadseffektivt. Det bedrivs ett intensivt arbete på Svenska kraftnät med att säkra just detta, varav några av alla projekt och initiativ som pågår nämnts i denna rapport. Det är också viktigt att samhällets aktörer gemensamt arbetar för att omställningen av Sveriges energisystem kan ske så effektivt och samhällsekonomiskt som möjligt. I detta ligger till exempel att förbättra och fördjupa prognos- och scenariosamarbetet, men också möjliggöra för att utbyggnaden av Sveriges elnät ska kunna gå betydligt snabbare än i dag. Om överföringssystemet inte utvecklas för att möta de förändrade produktions- och förbrukningsmönstren så kommer klimat- och energipolitiska mål bli svåra att uppnå och samhällets välfärd och utveckling försämras. För att klara omställningen är det även avgörande att utbyggnaden av produktionskapaciteten går i takt med det ökade behovet av fossilfri el och att mer flexibilitet tillkommer.



1 Inledning

Svenska kraftnät är den myndighet som ansvarar för att kraftsystemet är hållbart, säkert och kostnadseffektivt – idag och i framtiden. Det uppnås på kort sikt genom att övervaka kraftsystemet dygnet runt, och på lång sikt genom att bygga nya kraftledningar och anpassa kraftsystemet för att möta morgondagens elbehov. Genom vår långsiktiga scenarioanalys identifierar vi framtida behov och utmaningar och skapar därmed förutsättningar för att agera proaktivt och säkerställa att vi klarar vårt uppdrag.

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 2016 går det återkommande arbetet med att ta fram scenarier samt identifiera utmaningar och behov för kraftsystemet under benämningen långsiktig marknadsanalys, LMA.

1.1 Mål och syfte

Det övergripande målet med LMA är att bidra med ökad kunskap och insikt för att underlätta för Svenska kraftnät att kunna planera och genomföra åtgärder i tid för att möta framtidens utmaningar och behov.

Investeringar i kraftsystemet tar ofta lång tid att få på plats. Ledtiden för nya transmissionsledningar är i dag 10-12 år från ett inledande beslut till drifttagning. För att kunna möta framtida behov behöver vi kontinuerligt kartlägga vilka investeringar som kan behövas om 10-20 år. Utifrån behovsanalyserna kan vi identifiera möjliga åtgärder för att i nästa steg avgöra vilken av dessa som är bäst ur ett samhällsekonomiskt perspektiv. För att utvärdera och jämföra olika åtgärder behöver nyttor och kostnader för samhället studeras under hela investeringens ekonomiska livslängd. Med andra ord, för att kunna identifiera behov och åtgärder, utvärdera investeringsalternativ och därmed möjliggöra ett proaktivt arbetssätt behöver Svenska kraftnät ta fram och studera olika scenarier för kraftsystemets utveckling. Detta är huvudsyftet med LMA.

1.2 Scenarioarbete på europeisk, nordisk och nationell nivå

Framtagande av scenarier sker kontinuerligt på europeisk, nordisk och nationell nivå. I detta kapitel ges en översiktlig beskrivning över scenarioarbetet och hur samspelet ser ut för den ”scenariocykel” som pågår nu.

European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) samlar 42 systemoperatörer från 35 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 investeringar för att möta EU:s olika mål för integrering av energimarknaden, en trygg elförsörjning och en hållbar energisektor. I den senaste versionen, TYNDP2020, presenterades tre långsiktsscenarioer framtagna för 2030 och 2040: National Trends, Global Ambition och Distributed Energy. Scenarierna beskrivs i scenario²- och metodrapporten³ och data finns även tillgänglig via en visualiseringsplattform⁴. De tre scenarierna från TYNDP2020 ligger till grund för antagandena om utvecklingen för kontinentala Europa och Storbritannien i LMA2021.

Under åren mellan TYNDP-publikationerna presenteras den nordiska nätutvecklingsplanen Nordic Grid Development Perspective⁵ (NGDP). Inför NGDP2021 tar Svenska kraftnät tillsammans med övriga nordiska systemoperatörer: Energinet, Fingrid och Statnett, fram det gemensamma scenariot Klimatneutrala Norden. Scenariot bygger på TYNDP-scenario Distributed Energy, men är mer genomarbetat och har en högre detaljeringsgrad på framförallt nordisk nivå. Scenariot presenterar en väg till ett koldioxidfritt nordiskt elsystem och simuleras för åren 2030 och 2040. Utvecklingen i ett av scenarierna i LMA2021 (Elektrifiering förnybart) har använts som ingångsvärden för Sverige i scenario Klimatneutrala Norden och även utvecklingen i resterande Norden och Europa är liknande i de två scenarierna. Vissa skillnader finns dock bland annat för att projekten haft olika tidplaner. En viktig skillnad berör modellering och prissättning av vätgas. Hur ett energisystem med stor integration mellan el och gas ska modelleras är förknippat med stor osäkerhet och är något som kommer behöva vidareutvecklas på både europeisk, nordisk och nationell nivå framöver. Ytterligare en skillnad är att scenarierna i LMA2021 och NGDP2021 simuleras för olika år. Slutrapporten för NGDP2021 är planerad att färdigställas under hösten 2021.

Som beskrivits i de inledande avsnitten tar Svenska kraftnät på nationell nivå fram scenarier vartannat år i och med LMA. Även om ett mer omfattande scenarioarbete bedrivs inom ramen för LMA så uppdateras och förbättras såväl indata som modeller kontinuerligt. Detta innebär med andra ord att scenarierna justeras mellan LMA-publikationerna i och med Svenska kraftnäts löpande analysarbete.

Antaganden om utvecklingen för Sverige i LMA2021 är ingångsvärden till kommande scenarioarbete i TYNDP2022. LMA-arbetet ligger också till grund för analyserna i Svenska kraftnäts systemutvecklingsplan. Systemutvecklingsplanen publiceras vartannat år och är ett långsiktigt plandokument med fokus på utvecklingen av framtidens kraftsystem. Planen ger en överblick över

² ENTSO-E och ENTSOG 2020: TYNDP2020 – Scenario Report. Finns för nedladdning: https://2020.entsos-tyndp-scenarios.eu/wp-content/uploads/2020/06/TYNDP_2020_Joint_ScenarioReport_final.pdf.

³ ENTSO-E och ENTSOG 2020: TYNDP2020 – Scenario Building Guidelines. Finns för nedladdning: https://2020.entsos-tyndp-scenarios.eu/wp-content/uploads/2020/06/TYNDP_2020_Scenario_Building_Guidelines_Final_Report.pdf.

⁴ <https://www.entsos-tyndp2020-scenarios.eu/visualisation-platform-electricity-data/>.

⁵ Tidigare Nordic Grid Development Plan.

kraftsystemets utmaningar och pågående arbete för att möta samhällets behov av el. Årligen tas även en kortsiktig marknadsanalys (KMA) fram. I KMA analyseras och bedöms kraftsystemets utmaningar under de kommande fem åren utifrån kända planer och prognoser. I Tabell 1 ges en övergripande bild över scenarioarbetet för åren 2020-2022 på europeisk, nordisk och nationell nivå.

Nivå	2020	2021	2022
ENTSO-E	Scenarier till TYNDP2020		Scenarier till TYNDP2022
Norden		NGDP2021	
Svenska kraftnät	KMA2020	KMA2021 LMA2021 Systemutvecklingsplan 2022-2031	KMA2022

Tabell 1. Förenklad bild över scenarioarbetet inom ENTSO-E, Norden och Svenska kraftnät exemplifierat för åren 2020-2022.

1.3 Tidigare LMA

I följande kapitel beskrivs i korthet upplägg och utfall för de två tidigare långsiktiga marknadsanalyserna.

1.3.1 LMA2016

I LMA2016 analyserades två scenarier för kraftsystemets utveckling fram till 2040, ett referensscenario och ett lågprisscenario. Referensscenariot sammanfattades i Svenska kraftnäts systemutvecklingsplan 2017⁶. Scenariot utgick från en svag ökning av elanvändningen och en successiv avveckling av den svenska kärnkraften fram till 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. Detta visade på ett tydligt behov av förstärkt överföringskapacitet mellan elområde SE2 och SE3 vilket planeras inom det så kallade NordSyd-programmet.

1.3.2 LMA2018

Under 2017/2018 utvecklades ett gemensamt scenario tillsammans med övriga nordiska systemoperatörer inom ramen för NGDP2019. Scenariot sträckte sig fram till 2040. En workshop för Sveriges branschaktörer arrangerades i mars 2018 där trender, drivkrafter och osäkerhetsfaktorer för utvecklingen diskuterades.

Scenariot från NGDP utgjorde referensscenario i LMA2018 där även två kompletterande scenarier togs fram för att fånga andra möjliga utvecklingsvägar. I de kompletterande scenarierna varierades elanvändning samt pris på bränslen och

⁶ Svenska kraftnät 2017: Systemutvecklingsplan 2018–2027 – Mot ett flexibelt kraftsystem i en föränderlig omvärld. Finns för nedladdning: <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2017/svenska-kraftnats-systemutvecklingsplan-2018-2027.pdf>.

utsläppsrätter och ett hög- respektive lågscenario utvecklades. För Sverige antogs en elanvändning i intervallet 140-180 TWh/år beroende på scenario för 2040. I variationer av referensscenariot undersöktes konsekvenser av ändrad efterfrågeflexibilitet, ökad andel havsbaserad vindkraft och tidigare-/senarelagd kärnkraftsavveckling. Långsiktsscenarierna analyserades utifrån flera aspekter, till exempel överföringsbehov, effekttillräcklighet, balansering och kraftsystemstabilitet. Samtliga analyser visade på ökande behov och utmaningar framöver. Långsiktsscenarierna och analysresultatet från LMA2018 publicerades i en rapport 2019⁷. En sammanfattning av arbetet presenterades även i Svenska kraftnäts systemutvecklingsplan 2019⁸.

1.4 Rapportens disposition

I kapitel 2 beskrivs de övergripande förutsättningarna och ramverk för de scenarier som tagits fram och analyserats inom ramen för LMA2021. I kapitel 3 introduceras scenarierna och i kapitel 4 presenteras övergripande simuleringsresultat. I kapitel 5 analyseras förutsättningarna, utmaningarna och behoven för Svenska kraftnät att leverera el säkert och kostnadseffektivt även i framtidens kraftsystem. Kapitel 6 utgörs av tre fördjupningsavsnitt där några av de viktigaste trenderna och osäkerhetsfaktorerna analyseras vidare. Slutsatserna från LMA2021 och vidare arbete sammanfattas i kapitel 7.

1.5 Begreppslista

Här följer förklaringar till begrepp som används i LMA2021.

Analysår	Ett år som simuleras och analyseras. I LMA2021 utgör 2035 och 2045 analysår. Även analysår 2025 inkluderas som referens i en del tabeller och diagram och är samma för alla scenarier. Varje analysår simuleras för 35 väderår för att beakta vilken inverkan variationer i väderutfall har på produktion, elanvändning, priser flöden mm. Analysår är skilt från väderår.
----------	--

⁷ Svenska kraftnät 2019: Långsiktig marknadsanalys 2018 – Långsiktsscenarier för elsystemets utveckling fram till 2040. Finns för nedladdning: <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2019/langsiktig-marknadsanalys-2018.pdf>.

⁸ Svenska kraftnät 2019: Systemutvecklingsplan 2020-2029 – En statusuppdatering om läget i kraftsystemet. Finns för nedladdning: <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2019/systemutvecklingsplan2020-2029.pdf>.

Elmarknadsnytta	Summan av konsumentnytta, producentnytta och kapacitetsavgifter. Konsumentnytta är skillnaden mellan vad konsumenterna är beredda att betala och vad de faktiskt får betala (elpriset). Producentnytta är skillnaden mellan producenternas produktionskostnader och elpriset. Kapacitetsavgifter uppstår när det uppkommer prisskillnader vid handel mellan elområden.
Elområde	Sedan 1 november 2011 är Sverige indelat i fyra elområden: SE1, SE2, SE3 och SE4. Dagens indelning i elområden är implementerade i elmarknadsmodellerna och har använts för LMA2021. Utifrån EU:s gemensamma regelverk pågår dock en gemensam översyn av indelningen av elområden i Europa. Svenska kraftnät genomför Sveriges översyn ⁹ .
Elsystem/kraftsystem	Med ett elsystem avses hela det nationella elsystemet inklusive samtliga produktionsanläggningar, ledningar och stationer för överföring och distribution såväl som energilagringsanläggningar och slutkunder. Elsystemet kan också kallas för kraftsystemet, de två begreppen är synonymer.
Överföringssystemet	Med överföringssystemet avses ett tekniskt och driftsmässigt sammanhängande ledningsnät som har en spänning om 220 kV eller mer, sträcker sig över flera regioner i Sverige och länkar samman det nationella elnätet med elnät i andra länder.
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity. En sammanslutning av 42 europeiska systemoperatören där Svenska kraftnät är medlem.

⁹ www.svk.se/aktorsportalen/elmarknad/elomradesoversyn/.

Fossilfritt Sverige	Fossilfritt Sverige startades på initiativ av regeringen 2015 och samlar företag, kommuner, regioner och organisationer. Inom ramen för Fossilfritt Sverige har 22 olika branscher under 2018-2020 tagit fram färdplaner för att visa hur de kan stärka sin konkurrenskraft genom att bli fossilfria eller klimatneutrala. Fossilfritt Sverige utvecklar även strategier med förslag på åtgärder som bland annat visar hur omställningen till ett fossilfritt samhälle kan drivas på.
Landsförkortningar	DK (Danmark), DE (Tyskland), EE (Estland), FI (Finland), GB (Storbritannien), LT (Litauen), LV (Lettland), NL (Nederländerna), NO (Norge), PL (Polen) och SE (Sverige).
Norden	Med Norden avses i denna rapport enbart Sverige, Norge, Danmark och Finland.
NGDP	Nordic Grid Development Perspective (tidigare Nordic Grid Development Plan) är de nordiska systemoperatörernas gemensamma nätutvecklingsplan. Planen uppdateras vartannat år.
Residuallast	Med residuallast avses i den här rapporten differensen mellan simulerad elanvändning (inklusive eventuell flexibilitet) och icke planebar elproduktion från vind- och solkraft (exklusive eventuellt spill).
Snitt	Med snitt menas gränsen mellan två elområden. Inom Sverige finns tre snitt: Snitt 1 (mellan elområden SE1 och SE2), Snitt 2 (mellan elområde SE2 och SE3) och Snitt 4 (mellan elområde SE3 och SE4).
Synkrongenerator	Produktionsslag som vattenkraft och kärnkraft har synkrongeneratorer som är direkt kopplade till nätet. Synkrongenerator är den del i produktionsanläggningen som omvandlar rotationsenergi till elektrisk energi. Generatoren drivs i sin tur av en turbin som roterar med hjälp av vatten eller ånga.

Synkronområde	Ett område som sitter ihop i ett växelströmsnät och därför alltid har samma frekvens. Sverige, Norge, Finland och DK2 (östra Danmark) utgör det nordiska synkronområdet. Olika synkronområden kopplas samman via likströmsförbindelser.
Systemoperatör	Det organ som har systemansvaret för överförings-systemet. I Sverige är det Svenska kraftnät som är systemoperatör.
Systemutvecklingsplanen	Svenska kraftnäts långsiktiga plandokument som ger en överblick över kraftsystemets utmaningar och pågående arbete för att möta samhällets behov av el. Innehåller även den tioåriga nätutvecklingsplanen. Systemutvecklingsplanen uppdateras vartannat år.
Transmissionsnätet	Svenska kraftnät äger och förvaltar det svenska transmissionsnätet för el. Transmissionsnätet för el är grunden för Sveriges elförsörjning. Det består av cirka 17 000 km kraftledningar, drygt 200 transformator- och kopplingsstationer samt utlandsförbindelser med både växel- och likström.
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan. Den europeiska nätutvecklingsplanen som ENTSO-E publicerar vartannat år. Inom TYNDP framarbetas gemensamma europeiska scenarier i syfte att identifiera investeringarna för att möta EU:s olika mål för integrering av energimarknaden, en trygg elförsörjning och en hållbar energisektor.
Väderår	En samling av data (temperatur, vind, sol och tillrinning till vattenkraftsmagasin) för ett visst historiskt år. Väderåren 1982–2016 används i elmarknadssimuleringarna i LMA. Väderår är inte detsamma som analysår.



2 Scenarioförutsättningar

Framtidsanalyser omgärdas av osäkerheter och det finns i princip oändligt många vägar som utvecklingen skulle kunna ta. Det är med andra ord omöjligt att exakt förutsäga vad som kommer att hända framöver och osäkerheten ökar ju längre in i framtiden vi spanar. Därför är det viktigt att arbeta med flera scenarier. Svenska kraftnäts scenarioarbete syftar till att måla upp olika utvecklingsvägar som innebär olika typer av utmaningar för Svenska kraftnät. Inför scenarioframtagandet identifieras trender, drivkrafter och osäkerhetsfaktorer som kan påverka utvecklingen. Dessa beskrivs övergripande i nästa avsnitt. För att få inspel till arbetet anordnade Svenska kraftnät den 28 september 2020 ett webinarium för aktörer i branschen. Resultatet från webinariet har beaktats vid utformningen av scenarierna i LMA2021.

2.1 Trender, drivkrafter och osäkerhetsfaktorer

För att bromsa klimatförändringarna har världens länder ställt sig bakom Parisavtalet som bland annat innebär att den globala uppvärmningen ska hållas långt under två grader och strävas efter att begränsas till 1,5 grader jämfört med förindustriell nivå. En viktig del för att uppnå Parisavtalet är att ställa om världens energisystem, från att i dag främst baseras på fossila bränslen, till att bli klimatneutrala. Åtgärder för att möta hotet med klimatförändringarna är den viktigaste drivkraften för utvecklingen av kraftsystemet.

Europeiska kommissionen presenterade i december 2019 *The Green Deal*, den europeiska gröna given, som slår fast att EU ska bli klimatneutralt senast 2050. Sveriges klimatmål är att senast 2045 inte ha några nettoutsläpp av växthusgaser till atmosfären för att därefter uppnå negativa utsläpp. Samtidigt slår målet för energipolitiken fast att Sverige ska ha 100 procent förnybar elproduktion 2040. Detta är dock inte ett stoppdatum som förbjuder kärnkraft och innebär inte heller en stängning av kärnkraft med politiska beslut.

Inom regeringsinitiativet Fossilfritt Sverige har 22 olika branscher i Sverige under 2018, 2019 och 2020 presenterat färdplaner för att uppnå fossilfrihet eller klimatneutralitet till 2045. I färdplanerna uppskattats behovet av biobränslen och el. Flera aktörer i Sverige har sammanvägt färdplanerna och tillsammans med antaganden för övrig elanvändning (till exempel för serverhallar) uppskattat Sveriges totala behov av el. Uppskattningarna för årsmedelbehovet varierar mellan 180 och 225 TWh el inklusive förluster, alltså en stor ökning jämfört med dagens cirka 140 TWh. Samtidigt introduceras regelbundet nya satsningar som ofta innebär ett än mer ökat behov av fossilfri el. I november 2020 presenterade till exempel LKAB en plan för att under en 20-årsperiod ställa om sin verksamhet till att producera koldioxidfri så kallad järnsvamp istället för järnmalmspelletts. Satsningen uppskattas medföra en ökad elanvändning på 55 TWh, varav cirka

12 TWh motsvarar elbehovet för SSAB, som är inkluderat i färdplanerna. Tidigare i år kom även nyheten att bolaget H2 Green Steel planerar att investera 25 miljarder kronor i en anläggning för produktion av fossilfritt stål med ett uppskattat elbehov på 12 TWh per år från 2026. Flera osäkerhetsfaktorer finns gällande framtidens elbehov till exempel hur stor del av den förutsedda ökningen som kan mötas av effektiviseringsåtgärder. Effektivare energianvändning har historiskt sett spelat en viktig roll för att möta ett ökat behov av el. Andra viktiga aspekter är i vilken utsträckning fordonssektorn elektrifieras, behov av elektrobränslen och hur mycket el som kommer att behövas till digitaliseringen av samhället.

Oavsett behovet av el är en avgörande faktor i omställningen att efterfrågan kan mötas med klimatneutral elproduktion. Stödsystem för förnybara energikällor i kombination med kraftigt sjunkande kostnader har under senare år inneburit en stor utbyggnad av vind- och solkraft. I Sverige har framförallt landbaserad vindkraft byggts och även om kostnaden för den havsbaserade vindkraften har sjunkit är den idag generellt inte lönsam enbart sett till elpriset. Mycket stora ansökningsvolymerna om utbyggnad av havsbaserad vindkraft har dock inkommit till Svenska kraftnät under de senaste åren. Intresset är även stort i övriga Norden och Europa där till exempel möjlighet att kombinera havsbaserad vindkraft med nätförbindelser mellan länder tilldrar sig allt mer fokus. Europeiska kommissionen presenterade i november 2020 en strategi¹¹ för havsbaserad vindkraft där produktionskapaciteten förordas öka från dagens 12 GW till 60 GW år 2030 och till 300 GW år 2050.

Vattenkraften, med förmågan att lagra energi i dammar och därmed reglera produktionen, utgör ett viktigt kraftslag för att möjliggöra omställningen. Under kommande 20-årsperiod kommer i stort sett alla vattenkraftverk i Sverige att omprövas enligt den nationella planen för moderna miljövillkor som beslutades av regeringen den 25 juni 2020. Det är osäkert hur prövningarna kommer påverka vattenkraftens bidrag till kraftsystemet, bland annat produktion och reglerförmåga. Studier har även visat på potential att öka effekten i den svenska vattenkraften, men utifrån dagens marknadsförutsättningar är det svårt att få lönsamhet i sådana projekt.

Kraftvärmens spelar en viktig roll för bland annat den lokala effektbalansen i många tätorter. Förändrade skatter för kraftvärmens och pressade elpriser har generellt lett till en vikande lönsamhet och minskad produktion. En mer gynnsam politik och ökad lönsamhet för flexibilitet i elsystemet (exempelvis vid mer volatila priser) skulle kunna ge en annan utveckling. Kraftvärmens skulle till exempel kunna bidra

¹¹ European Commission 2020: An EU Strategy to harness the potential of offshore renewable energy for a climate neutral future. Finns för nedladdning: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0741&from=EN>.

med flexibilitet genom att använda överskott av el i systemet för att förgasa avfall eller biobränsle. De brännbara gaserna eldas sedan när elpriset är högre och kolresten som blir kvar kan grävas ner i fast form som en typ av koldioxidinlagring.

Produktion från kärnkraften utgör en viktig fossilfri baskraft, inte minst i södra Sverige som har underskott på el. Kärnkraften bidrar dessutom med rotationsenergi, innehar förmågan att spänningsreglera och att dämpa effektpendlingar i systemet. Ett system med eller utan kärnkraft får med andra ord stor påverkan på vilka åtgärder Svenska kraftnät behöver vidta för att kunna upprätthålla leveranssäkerheten av el. I dag medför de låga elpriserna lönsamhetsproblem för driften av kärnkraftreaktorerna. Planeringshorisonten för investeringar i Sveriges kvarvarande kärnkraftsreaktorer har tidigare kommunicerats till 60 år och ägarbolagen planerar nu för långtidsdrift och leverans av fossilfri el in på 2040-talet^{12,13}. Den ekonomiska livslängden kan vara både kortare eller längre beroende på åldersfenomen samt teknik-, marknads- och kostnadsutveckling för verken. Kärnkraftsreaktorer i USA har till exempel fått tillstånd att drivas upp till 80 år. Även nyutbyggnad till exempel genom små modulära reaktorer (SMR) skulle kunna ske om lönsamhet och acceptans uppnås. Ett legalt hinder för utbyggnad av kärnkraften är att en ny kärnkraftsreaktor, enligt miljöbalken (1998:808), endast får ersätta en reaktor som varit i drift efter den 31 maj 2005 och som stängts av permanent. Vidare får den nya reaktorn enbart uppföras på en plats där en kärnkraftsreaktor tidigare varit i drift.

Med ökat behov av el i kombination med en ökad andel icke planerbar elproduktion kommer flexibel elanvändning vara en nyckelfråga för att på ett kostnads effektivt sätt möta utvecklingen. Elanvändningen behöver i större utsträckning anpassas till när produktion finns tillgänglig. Smart laddning av elbilar och lagringsmöjligheter i form av batterier skulle kunna bidra med flexibiliteten. Vätgaslager kopplat till industrier är ytterligare exempel där det finns stor potential för ökad flexibilitet. Även stora överskott av elproduktion behöver hanteras. Integration mellan el- och gas kan komma att spela en viktig roll. Detta i och med att gas kan produceras vid överskott av billig förnybar elproduktion och användas för att ersätta fossila bränslen i till exempel industri-, värme- och transportsektorn. Gasen kan även användas för att producera el under bristtimmar. Dock innebär omvandlingsstegen stora energiförluster.

Europeiska kommissionen antog den 8 juli 2020 två strategier: en för sektorsintegration och en för vätgas. I strategin för vätgas fastslås att vätgasen spelar en avgörande roll för EU:s åtagande att uppnå koldioxidneutralitet senast 2050 och

¹² Vattenfall 2020: Året som gick – Ringhals årsredovisning 2019. Finns för nedladdning: <https://group.vattenfall.com/se/siteassets/sverige/ringhals/produktion/ekonomi/arsredovisning-ringhals-2019.pdf>.

¹³ Vattenfall 2020: Året som gick – Forsmarks årsredovisning 2019. Finns för nedladdning: <https://group.vattenfall.com/se/siteassets/sverige/forsmark/produktion/ekonomi/asredovisning-forsmark-2019.pdf>.

att genomföra Parisavtalet. Strategin innehåller en ambitiös färdplan för distribution, produktion och användning av vätgas. I Sverige är vätgas en förutsättning för omställningen till koldioxidfri järn- och stålindustri, men nämns även som en viktig del i att framställa fossilfria bränslen som grön metanol. Den 21 januari 2021 presenterade Fossilfritt Sverige en vätgasstrategi för Sverige. Strategin lyfter fram vätgas som ett viktigt verktyg för att nå klimatmålen och ett område för nya industrisatsningar. Regeringen har gett Energimyndigheten i uppdrag att ta fram förslag till en övergripande strategi för vätgas. Arbetet ska redovisas i slutet av juli 2021 och har som målsättning att utveckla och tillvarata möjligheterna med vätgas och elektrobränslen samt underlätta omställningen till fossilfrihet.

2.2 Scenarier i LMA2021

Scenarierna i LMA ämnar fånga de stora trenderna och viktigaste drivkrafterna som beskrevs i kapitel 2.1. Gemensamt för scenarierna är att elanvändningen ökar i takt med att energisystemet ställs om för att nå klimatneutralitet.

Vilken produktionsmix som kommer möta den ökade elanvändningen antas i viss mån vara frikopplad från behovet. Utvecklingen för olika kraftslag antas istället bland annat bero på rådande opinion och politiska landskap. Som två exempel på detta kan nämnas det kraftiga folkliga motstånd i Norge som bromsat utbyggnaden av landbaserad vindkraft och den tyska regeringens beslut att avveckla samtliga kärnkraftverk efter haveriet i japanska reaktorn Fukushima. Även teknik- och kostnadsutveckling spelar en stor roll för framtidens produktionsmix. I LMA2021 har produktionsmixen i scenarierna, i viss utsträckning, antagits gå i olika riktningar. Detta dels för att ta höjd för osäkerheten i utvecklingen, dels för att skapa oss en bild av hur olika fördelningar, både med avseende på kraftslag och på lokalisering, påverkar vår verksamhet.

En förenkling är att produktionskapaciteten för vattenkraften i Sverige antagits vara konstant i scenarierna. Utvecklingen för vattenkraften är, som nämnts tidigare, osäker och i kapitel 6.3 studeras hur miljöanpassningen av den svenska vattenkraften kan påverka kraftsystemet.

För samtliga scenarier antas Sveriges energimål om att elproduktionen ska vara 100 procent förnybar 2040 uppnås. Måluppfyllelsen innebär dock inte ett stoppdatum för elproduktion från kärnkraft och kärnkraftsreaktorer finns kvar i alla scenarier för 2040. Även Sveriges klimatmål, om att senast 2045 ha nettonollutsläpp av växthusgaser, uppnås i scenarierna. I scenarierna med lägre elanvändning antas energieffektivisering och hushållande av resurser spela en stor roll för uppfyllelse av klimatmålet samt att förädling av råvaror, till exempel järnmalm, i större utsträckning sker utanför Sveriges gränser. I scenarierna med högre elanvändning antas istället Sverige i hög grad exportera klimatneutrala produkter,

vilket bidrar till att kraftigt minska utsläpp av växthusgaser som i dag sker utanför Sveriges gränser.

Antaganden för de nordiska länderna har bearbetats utifrån de trender som scenarierna ämnar fånga. För de övriga Europeiska länder baseras utvecklingen på scenarierna från TYNDP2020. De baltiska länderna utgör dock ett undantag då antagandena justerats för att bättre stämma överens med utvecklingen i Norden. TYNDP-scenarierna finns utförligt beskrivna i bland annat TYNDP:s scenario-rapport¹⁴ och utvecklingen i Europa sammanfattas därför övergripande i LMA2021.

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. Det är till exempel inte rimligt med en massiv förbruknings-expansion om det inte tillförs liknande mängder ny elproduktion eftersom elpriserna då skulle bli så höga att det motverkar delar av förbrukningsökningen.

2.3 Användning av scenarierna

Till skillnad från föregående LMA så utgör inget av de presenterade scenarierna en ”bästa uppskattning”. Scenarierna kommer ligga till grund för samhällsekonomiska analyser av Svenska kraftnäts investeringar. Vilka scenarier som ska användas för samhällsekonomisk analys och hur de till exempel ska viktas jämt mot varandra beslutas som en del av investeringsanalysen.

2.4 Elmarknadssimuleringar

Scenarierna har implementerats för analysåren 2035 och 2045 i Svenska kraftnäts elmarknadsmodeller BID3 och EMPS. Att simuleringarna avgränsats till 2035 och 2045 beror bland annat på resursaspekten och för att underlätta presentation och jämförelse av resultat. År 2045 utgör även ett viktigt år för Sverige med hänsyn till klimatmålet. Scenariot som tas fram inom NGDP2021 simuleras för 2030 och 2040 och därmed inkluderas även dessa år i Svenska kraftnäts elmarknadsmodeller. Även 2025 inkluderas delvis i LMA och bygger på antagandena i KMA2020¹⁵.

Till marknadsmodellen av Norden kopplas även en modell över elnätet 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.

¹⁴ ENTSO:E och ENTSG 2020: TYNDP2020 – Scenario Report. Finns för nedladdning: https://2020.entso-tyndp-scenarios.eu/wp-content/uploads/2020/06/TYNDP_2020_Joint_ScenarioReport_final.pdf.

¹⁵ Svenska kraftnät 2020: Kortsiktig marknadsanalys 2020 - Simulering och analys av kraftsystemet 2021-2025. Finns för nedladdning: <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2020/kortsiktig-marknadsanalys-2020.pdf>.

Produktion och elanvändning i det nordiska kraftsystemet påverkas i hög grad av vädret. Vattenkraftsproduktionen är starkt korrelerad till den hydrologiska situationen, det vill säga nederbörds mängd och snösmältning. Hur det blåser får större betydelse ju mer vindkraftskapacitet som byggs. Temperaturen påverkar elanvändningen och solinstrålningen elproduktionen från solceller. I elmarknadsmodellen har historiska väderdata (tillrinning, vind, sol och temperatur) för åren 1982–2016 använts i simuleringarna, det vill säga 35 stycken så kallade väderår. Väderåren används för att fånga möjliga utfall beroende på årsvariationer i tillrinning, vind, solinstrålning och temperatur. De närmaste årtiondena förväntas tillrinningen öka på grund av klimatförändringar. För att fånga utvecklingen har de historiska tillrinningsserierna justerats utifrån SMHI:s klimatmodeller. Scenarierna har simulerats med timupplösning för de 35 väderåren.



3 Scenarier för kraftsystemets utveckling

I detta kapitel presenteras de fyra scenarier som arbetats fram i LMA2021:

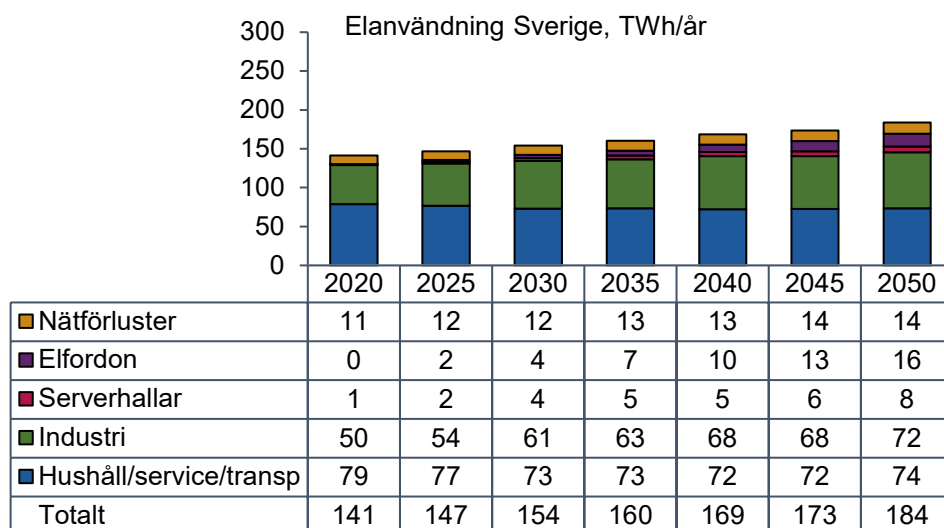
- > scenario Småskaligt förnybart (förkortas SF i tabeller och diagram),
- > scenario Färdplaner mixat (förkortas FM i tabeller och diagram),
- > scenario Elektrifiering planerbart (förkortas EP i tabeller och diagram) och
- > scenario Elektrifiering förnybart (förkortas EF i tabeller och diagram).

Inledningsvis i kapitel 3.1 till 3.4 beskrivs scenarierna övergripande och antagande för svensk produktionskapacitet och årsmedelförbrukning för vart femte år fram till 2050 introduceras. Jämförande tabeller och mer detaljerade antaganden för analysåren 2035 och 2045 presenteras sedan i kapitel 3.5.

3.1 Scenario Småskaligt förnybart

I scenario Småskaligt förnybart stiger elanvändningen jämfört med i dag, men inte i samma utsträckning som övriga scenarier. Scenariot präglas av en kraftig utbyggnad av solkraftsproduktion.

I Sverige ökar elbehovet främst som en följd av elektrifiering av transportsektorn och industrisektorn. Elektrifieringen av industrin är dock mindre omfattande än i övriga scenarier. I scenariot ligger ett stort fokus på att hushålla med resurser och effektivisera energianvändningen. I Figur 2 presenteras antagen elanvändning i Sverige fördelat på olika förbrukningskategorier.



Figur 2. Elanvändning i Sverige för scenariot Småskaligt förnybart fördelat på olika förbrukningskategorier.

Utvecklingen går mot ett småskaligt, decentraliserat energisystem. Lokal produktion gynnas genom skatteundantag och andra förmånliga villkor. Även

sjunkande kostnader driver på utvecklingen. De ekonomiska incitamenten tillsammans med en vilja att bidra till omställningen och samtidigt öka sin självförsörjandegrad innebär att installationer av solceller ökar kraftigt liksom fastighetsnära batterier. Även kraftvärmen byggs ut något i tätorter. Den mer storskaliga förnybara produktionen fortsätter att öka, men i mindre utsträckning jämfört med övriga scenarier. Ett av Sveriges kärnkraftverk stängs 2030 och samtliga reaktorer har avvecklats till 2045. Elproduktionsmixen är 100 procent förnybar till 2045. I Tabell 2 redovisas antagen produktionskapacitet per kraftslag i Sverige.

Kraftslag, MW	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Vattenkraft	16 300	16 300	16 300	16 300	16 300	16 300	16 300
Kärnkraft	7 750	6 870	5 880	5 880	3 700	0	0
Vindkraft	9 450	15 950	15 970	17 070	20 360	22 560	24 060
Landbaserad	9 250	15 590	15 770	16 670	19 360	21 180	22 560
Havsbaserad	200	360	200	400	1 000	1 380	1 500
Solkraft	840	3 270	5 410	15 930	26 440	29 100	31 770
Övrig termisk	5 830	4 960	4 680	4 410	4 430	4 450	4 450

Tabell 2. Produktionskapacitet i Sverige för scenario Småskaligt förnybart fördelat på olika kraftslag.

En hög grad av sektorsintegration mellan transport- och elsektorn sker vilket bidrar till kortsiktig flexibilitet och lastutjämning över dygnet. I städerna sker en fortsatt integration med värmesektorn.

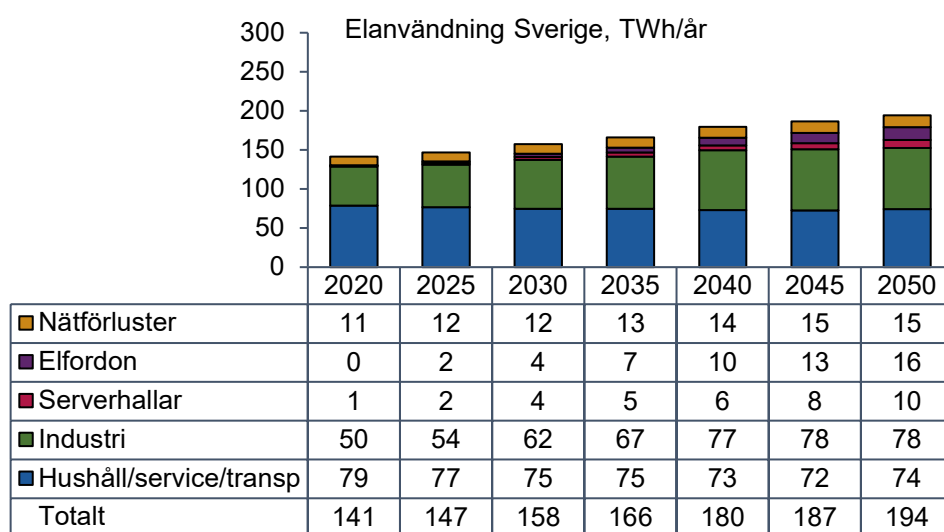
Norden följer en liknande utveckling som i Sverige. I Europa stiger dock elanvändningen kraftigt, främst som en konsekvens av ökad vätgasproduktion inom EU istället för import av gas, vilket går i linje med viljan till ökad självförsörjningsgrad i scenariot. Pris på bränsle och utsläppsrätter samt utvecklingen för kontinentala Europa och Storbritannien baseras på scenario Distributed Energy från TYNDP2020.

Avvecklingen av kärnkraft i södra Sverige innebär stora kraftflödena från norr till söder. Utbyggnaden av solkraft och till viss del kraftvärme, tillsammans med ökad flexibilitet och lägre elanvändning innebär dock att behovet av förstärkningar av transmissionsnätet är lägre jämfört med övriga scenarier. Sommartid finns dock en stor överproduktion med stora skillnader i elproduktionen mellan dag och natt i och med solkraftens inverkan. Variationerna, i kombination med den minskade planerbara produktion synkront kopplat till nätet, ökar utmaningarna med drift och balansering av systemet.

3.2 Scenario Färdplaner mixat

I scenario Färdplaner mixat ökar elanvändningen, främst i Norden. Vind- och solkraft byggs ut medan termisk produktion minskar. I Sverige drivs två kärnkraftsreaktorer vidare efter 60-års livslängd. Vätgasekonomin och sektorsintegrationen får inte fullt genomslag.

Elanvändningen i Sverige har baserats på utvecklingen i de färdplaner som tagits fram inom fossilfritt Sverige. I Figur 3 presenteras antagen elanvändning i Sverige fördelat på olika förbrukningskategorier.



Figur 3. Elanvändning i Sverige för scenariot Färdplaner mixat fördelat på olika förbrukningskategorier.

De förnybara kraftslagen fortsätter att öka där den landbaserade vindkraften kompletteras med havsbaserad vind längs kusterna. Sjunkande kostnad för solceller innebär en stor utbyggnad, men i mindre utsträckning än i scenario Småskaligt förnybart. Produktion från kraftvärmeverk minskar då reinvesteringar inte är lönsamma och värmebehovet tillgodoses genom bland annat ett ökat tillvaratagande av restvärme. En kärnkraftsreaktor stängs innan 2030 och ytterligare en 2040. Med ökande elanvändning, stigande priser och behov av planerbar produktion ökar dock intresset för att bibehålla kärnkraft och två reaktorer livstidsförlängs för drift efter 2050. I Tabell 3 redovisas antagen produktionskapacitet per kraftslag i Sverige.

Kraftslag, MW	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Vattenkraft	16 300	16 300	16 300	16 300	16 300	16 300	16 300
Kärnkraft	7 750	6 870	5 880	5 880	4 820	2 570	2 570
Vindkraft	9 450	15 950	17 650	19 270	24 610	31 500	35 410
Landbaserad	9 250	15 590	16 900	17 580	19 610	24 250	27 410
Havsbaserad	200	360	750	1 690	5 000	7 250	8 000
Solkraft	840	3 270	5 410	7 070	8 040	8 860	9 670
Övrig termisk	5 830	4 960	4 600	4 280	4 280	4 200	4 200

Tabell 3. Produktionskapacitet i Sverige för scenario Färdplaner mixat fördelat på olika kraftslag.

Eftersom vätgasen inte får fullt genomslag spelar den en mer begränsad roll. Batterier och efterfrågefleksibilitet tillkommer i viss utsträckning.

I Norden sker en liknande utveckling som i Sverige. Även i Europa ökar elanvändningen, detta enligt de nationella energi- och klimatplanerna¹⁶. Förnybar produktion byggs ut i hela Europa, men inte i samma utsträckning som i övriga scenarier. Pris på bränsle och utsläppsrätter samt utvecklingen för kontinentala Europa och Storbritannien baseras på scenario National Trends från TYNDP2020.

Utbyggnad av förnybar produktion, livstidsförlängd kärnkraft och inte lika kraftig ökning av elanvändningen som vi kommer se i de två följande scenarierna, leder till att Sverige fortsatt är en stor nettoexportör av el. Ökningen av elbehovet i kombination med minskad planerbar produktionskapacitet innebär utmaningar med bland annat effekttillräckligheten. Transmissionsnätet spelar en viktig roll för att kunna utnyttja produktionsresurserna effektivt.

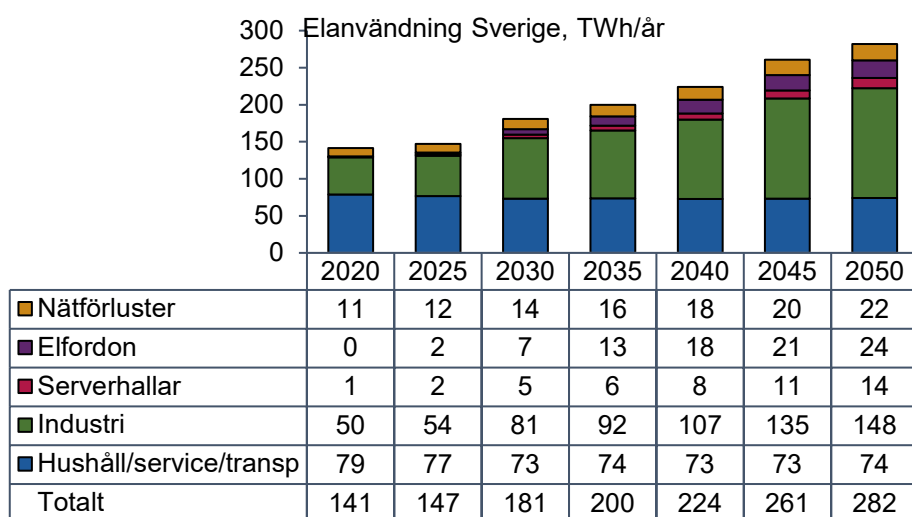
3.3 Scenario Elektrifiering planerbart

I scenario Elektrifiering planerbart sker en kraftig ökning av elanvändningen i Norden. Även i Europa ökar elanvändningen, men inte i samma utsträckning då en stor del av energitillförseln importeras som grön gas. Förnybar produktion byggs ut tillsammans med bibehållen eller ökad planerbar produktion.

I Sverige är el den primära energibäraren i omställningen till ett samhälle med noll nettoutsläpp av växthusgaser till 2045. El används inom kemiindustrin och för bland annat framställning av gröna bränslen till luftfart och tyngre trafik. Transportsektorn elektrifieras i stor utsträckning. Sverige förädlar och exporterar

¹⁶ Varje medlemsstat ska meddela EU-kommissionen en nationell energi- och klimatplan vars innehåll anges i EU:s förordning 2018/1999/EU om styrningen av energiunionen och klimatåtgärder. Energi- och klimatplanerna ska bland annat säkerställa att de EU-gemensamma målen om förnybar energi och energieffektivisering. Planerna ska också samla upp rapporteringar gällande energi och klimat som tidigare gjort under flera olika EU-rättsakter.

fossilfria råvaror och produkter som vätgasreducerad järnsvamp och klimatneutrala cementprodukter. Elektrifieringen av industrisektorn är dock inte lika omfattande som vi kommer se i scenario Elektrifiering förnybart. I Figur 4 presenteras antagen elanvändning i Sverige fördelat på olika förbrukningskategorier.



Figur 4. Elanvändning i Sverige för scenario Elektrifiering planerbart fördelat på olika förbrukningskategorier.

Klimatmålen står fortsatt i centrum för politiken, men fokus är på koldioxidutsläppen snarare än det förnybara. Väderberoende förnybar elproduktion fortsätter att växa i absoluta tal och kombineras med planerbar, fossilfri produktionskapacitet. Investeringar för tillsvidaredrift av kärnkraften i Sverige utförs. Intresset för ny kärnkraft till exempel SMR vinner även ett politiskt och regulatoriskt stöd och nya kärnkraftsreaktorerna etableras i SE3. I Tabell 4 redovisas antagen produktionskapacitet per kraftslag i Sverige.

Kraftslag, MW	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Vattenkraft	16 300	16 300	16 300	16 300	16 300	16 300	16 300
Kärnkraft	7 750	6 870	6 870	6 870	7 370	8 370	8 370
Vind	9 450	15 950	18 450	23 610	26 760	33 820	37 120
Landbaserad	9 250	15 590	17 950	20 110	22 260	23 690	25 120
Havsbaserad	200	360	500	3 500	4 500	10 130	12 000
Solkraft	840	3 270	6 310	7 890	9 470	11 050	12 620
Övrig termisk	5 830	4 960	4 870	4 780	4 990	5 200	5 200

Tabell 4. Produktionskapacitet i Sverige för scenario Elektrifiering planerbart fördelat på olika kraftslag.

I städerna avlastar lokal planerbar produktion näten och bidrar med flexibilitet. Även vätgas spelar en viktig roll i energisystemet och för omställningen från fossila bränslen.

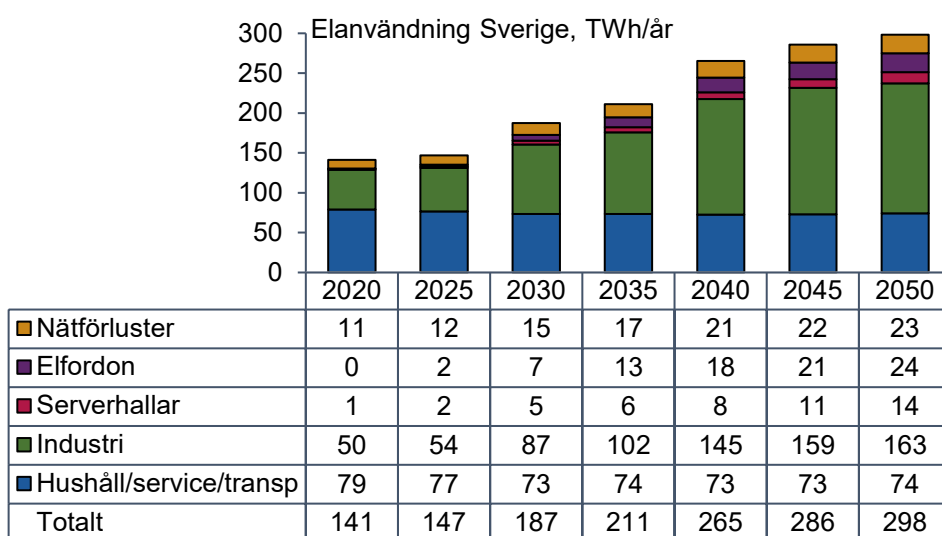
I Norden sker en liknande utveckling som i Sverige. Även för övriga Europa ökar elanvändningen, men inte i samma utsträckning som i Norden. Detta då gas fortsatt är en viktig energibärare som i stor utsträckning importeras från utlandet. Pris på bränsle och utsläppsrätter samt utvecklingen för kontinentala Europa och Storbritannien baseras på scenario Global Ambition från TYNDP2020.

Utvecklingen i scenariot innebär en ökad balans mellan norr och söder samt mellan stad och landsbygd jämfört med i dag. Detta då elanvändningen ökar främst i norra Sverige samtidigt som planerbar produktion finns kvar och byggs ut i södra Sverige och i städer.

3.4 Scenario Elektrifiering förnybart

I scenario Elektrifiering förnybart sker en mycket kraftig ökning av elanvändningen, främst i Norden men även i Europa. Förnybar produktion byggs i stor utsträckning medan termisk produktion minskar. Sektorsintegration kombinerat med framväxten av en vätgasekonomi står i centrum.

Precis som i scenario Elektrifiering planerbart är el den primära energibäraren för Sverige i omställningen till ett samhälle med noll nettoutsläpp av växthusgaser till 2045. El används dock i ännu större utsträckning för förädling och export av fossilfria råvaror och produkter. I Figur 5 presenteras antagen elanvändning i Sverige fördelat på olika förbrukningskategorier.



Figur 5. Elanvändning i Sverige för scenario Elektrifiering förnybart fördelat på olika förbrukningskategorier.

Elproduktionen domineras av landbaserad vindkraft i norr och av storskalig havsbaserad vindkraft längs kusterna. Solenergi byggs i städerna kombinerat med batterier för kortsiktig lagring. Den planerbara produktionen i form av kraftvärme minskar då reinvesteringar inte är lönsamma och värmebehovet tillgodoses genom bland annat ett ökat tillvaratagande av restvärme. Kärnkraftsreaktorerna avvecklas allteftersom de uppnår 60-års livslängd. Elproduktionsmixen är 100 procent förnybar till 2045. I Tabell 5 redovisas antagen produktionskapacitet per kraftslag i Sverige.

Kraftslag, MW	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Vattenkraft	16 300	16 300	16 300	16 300	16 300	16 300	16 300
Kärnkraft	7 750	6 870	6 870	6 870	5 880	0	0
Vindkraft	9 450	15 950	22 950	28 790	42 620	55 290	63 180
Landbaserad	9 250	15 590	17 950	20 290	22 620	26 790	28 180
Havsbaserad	200	360	5 000	8 500	20 000	28 500	35 000
Solkraft	840	3 270	7 650	11 470	15 300	19 120	22 940
Övrig termisk	5 830	4 960	4 600	4 280	4 240	4 190	4 190

Tabell 5. Produktionskapacitet i Sverige för scenario Elektrifiering förnybart fördelat på olika kraftslag.

Vätgas utgör en mycket viktig pusselbit i omställningen och en källa till flexibilitet, kombinerat med batterier för mer kortsiktig lagring.

I Norden sker en liknande utveckling som i Sverige. De stora potentialerna för havsbaserad vindkraft i Nordsjön och Östersjön utnyttjas i stor skala. Det finns ett starkt driv för att ytterligare koppla ihop kraftsystemet över landsgränserna där nätutbyggnad i kombination med havsbaserade vindparker är en lösning. Även i Europa ökar elanvändningen kraftigt. Förnybar produktion är på starkt tillväxt och en marknad för gasproduktion med hjälp av överskottsel växer fram. Jämfört med scenario Elektrifiering planerbart möts en större andel av gasbehovet av grön gas producerad inom EU. Pris på bränsle och utsläppsrätter samt utvecklingen för kontinentala Europa och Storbritannien baseras på scenario Distributed Energy från TYNDP2020.

Den kraftiga elektrifieringen av samhället i kombination med dominerande förnybar produktion innebär stora utmaningar för kraftsystemet och transmissionsnätet spelar en mycket viktig roll. Scenariot innebär ett ökat behov av flexibla lösningar, både på produktions- och användarsidan för att kunna ta tillvara på den producerade elen och tillgodose elbehovet alla timmar. Utmaningar med stora produktionsöverskott uppkommer frekvent och nya teknologier och lösningar behöver växa fram för att hantera detta. I och med minskad planerbar produktion synkront

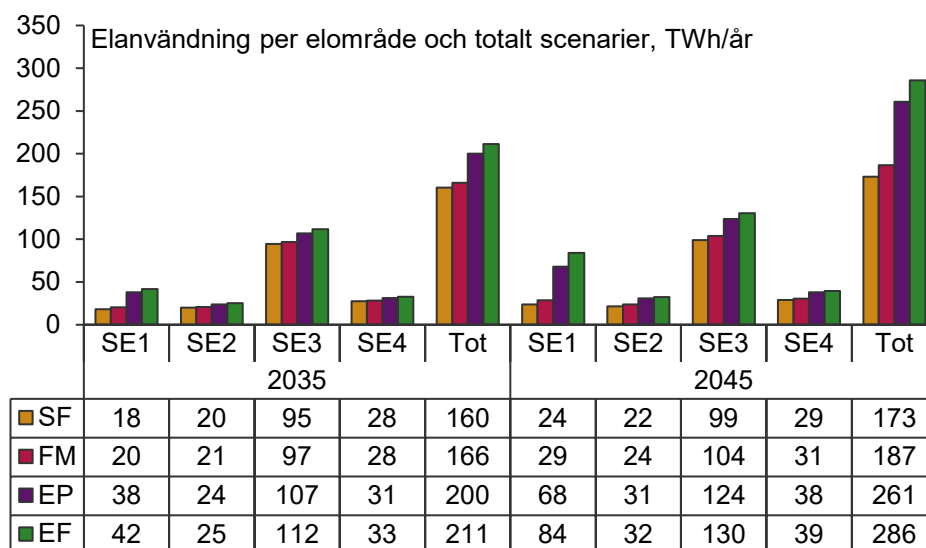
kopplat till nätet ökar utmaningarna med att balansera systemet och upprätthålla kraftsystemstabiliteten utan nya lösningar.

3.5 Sammanställning

I detta kapitel presenteras jämförande tabeller och mer detaljerade antaganden för scenarierna 2035 och 2045.

3.5.1 Sverige

Antagen normalförbrukning av el i scenarierna presenteras i Figur 6 fördelat på de svenska elområdena. I figuren framgår bland annat att SE1 står för en stor andel av det ökade elbehovet i scenarierna Elektrifiering planerbart och Elektrifiering förnybart. Detta är en följd av omställningen inom järn- och stålindustrin.



Figur 6. Elanvändning 2035 och 2045 för scenarierna fördelat på Sveriges elområden.

I Tabell 6 presenteras hur elanvändningen fördelas på olika branscher och verksamheter 2045. En post som skiljer sig mycket mellan scenarierna är uppskattat elbehov till vätgasproduktion. Vätgasen behövs bland annat för omställningen av järn- och stålindustrin. Denna omställning antas dels utvecklas olika snabbt i scenarierna, dels kunna effektiviseras till olika grad. Även antagande om i vilken utsträckning Sverige exporterar fossilfri järnsvamp får stor inverkan på elbehovet för vätgas. Inom bland annat kemiindustrin kan infångning av koldioxid som uppstår i produktionsprocesser reducera utsläppen. Infångad koldioxid från kemiindustrin och andra processer kan antingen långtidförvaras i berggrum (CCS) eller upparbetas (CCU) med vätgas till metanol och användas som grönt bränsle. Produktionen av vätgas för till exempel framställning av metanol kräver el. Vätgasen kan också användas som bränsle i transportsektorn till exempel med hjälp av bränsleceller eller för elproduktion vid höga elpriser.

Kategori	Underrubrik, TWh	SF	FM	EP	EF
Hushåll/ service/ transp	Bantrafik	4,4	4,4	4,4	4,4
	Bostäder & service	67,4	67,4	67,9	67,9
	Fjärrvärme	1,4	1,4	1,4	1,4
	Sjö- & luftfart	0,0	0,0	0,0	0,0
Industri	Arbetsmaskiner	1,4	1,4	3,5	3,5
	El till vätgas	12,0	16,6	65,7	86,0
	Raffinaderier	1,1	2,5	2,5	2,5
	Elektrifiering cement, skog, gruv	3,5	7,7	12,4	15,4
	Övrig elanvändning	50,2	50,2	51,3	51,3
Serverhallar	Serverhallar	6,0	8,0	10,8	10,8
Elfordon	Lätt trafik	10,2	10,2	15,6	15,6
	Tung trafik	2,9	2,9	5,3	5,3
Nätförluster	Lokalnät	5,4	5,8	8,2	9,0
	Transmissions-/regionnät	8,1	8,8	12,2	13,4
Totalt		173,3	186,5	260,6	285,8

Tabell 6. Elanvändningen 2045 specificerat för olika förbrukningskategorier.

En sammanställning av den antagna svenska produktionskapaciteten i scenarierna fördelat på olika kraftslag presenteras i Tabell 7. Produktionskapaciteten redovisas även som andel som är planerbar (förenklat summan av vattenkraft, kärnkraft och övrig termisk kraft) och förnybar (där ”övrig termisk” produktion förutsätts vara förnybar). Att summera kapaciteter kan dock vara missledande då utnyttjandegraden, det vill säga hur kraftslagen i medeltal producerar per installerad MW, kan skilja sig mycket åt mellan olika kraftslag.

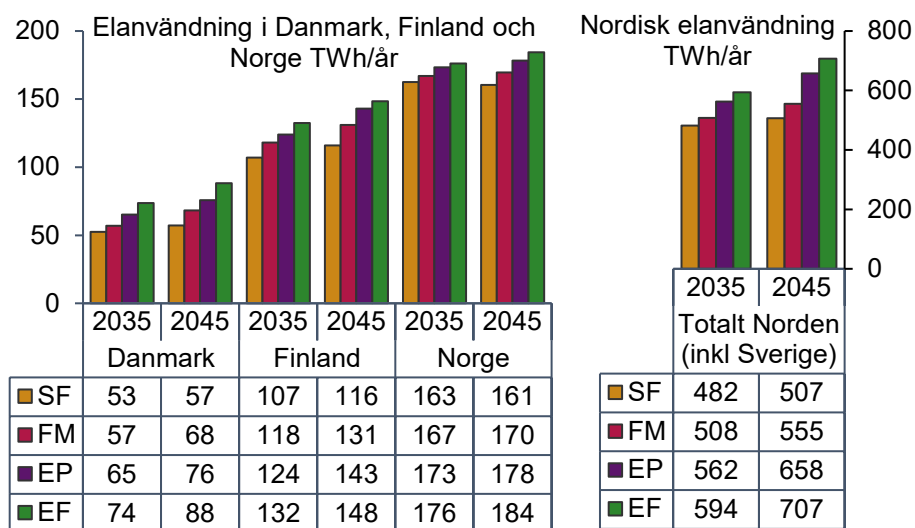
Kraftslag, GW	2025	Scenarierna 2035				Scenarierna 2045			
		SF	FM	EP	EF	SF	FM	EP	EF
Vattenkraft ¹⁷	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3
Kärnkraft	6,9	5,9	5,9	6,9	6,9	0,0	2,6	8,4	0,0
Vindkraft	16,0	17,1	19,3	23,6	28,8	22,6	31,5	33,8	55,3
– Landbaserad	15,6	16,7	17,6	20,1	20,3	21,2	24,3	23,7	26,8
– Havsbaserad	0,4	0,4	1,7	3,5	8,5	1,4	7,3	10,1	28,5
Solkraft	3,3	15,9	7,1	7,9	11,5	29,1	8,9	11,0	19,1
Övrig termisk	5,0	4,4	4,3	4,8	4,3	4,5	4,2	5,2	4,2
<i>Planerbar, %</i>	<i>59</i>	<i>45</i>	<i>50</i>	<i>47</i>	<i>41</i>	<i>29</i>	<i>36</i>	<i>40</i>	<i>22</i>
<i>Förnybar, %</i>	<i>85</i>	<i>90</i>	<i>89</i>	<i>88</i>	<i>90</i>	<i>100</i>	<i>96</i>	<i>89</i>	<i>100</i>

Tabell 7. Produktionskapacitet för 2035 och 2045 i Sverige fördelat på olika kraftslag. Även andelen av produktionskapaciteten som är planerbar respektive förnybar redovisas.

3.5.2 Norden

Antagen normalårselanvändning i scenarierna för Danmark, Finland och Norge presenteras i Figur 7 till vänster. Till höger i figuren presenteras total elanvändning i Norden. Generellt ökar elanvändningen i scenarierna för övriga Norden. I scenario Småskaligt förnybart minskar dock Norges elbehov mellan 2035 och 2045 som en följd av att oljeindustrin avvecklas successivt samt att energieffektivisering får stort genomslag.

¹⁷ I modellen kan ca 13 400 MW vattenkraftskapacitet köras samtidigt på grund av ett antal faktorer, exempelvis fallhöjdsförluster, avställningar, tappningsrestriktioner och vattendomar.



Figur 7. Elanvändning 2035 och 2045 för scenarierna i Danmark, Finland och Norge (till vänster) samt totalt för Norden inklusive Sverige (till höger).

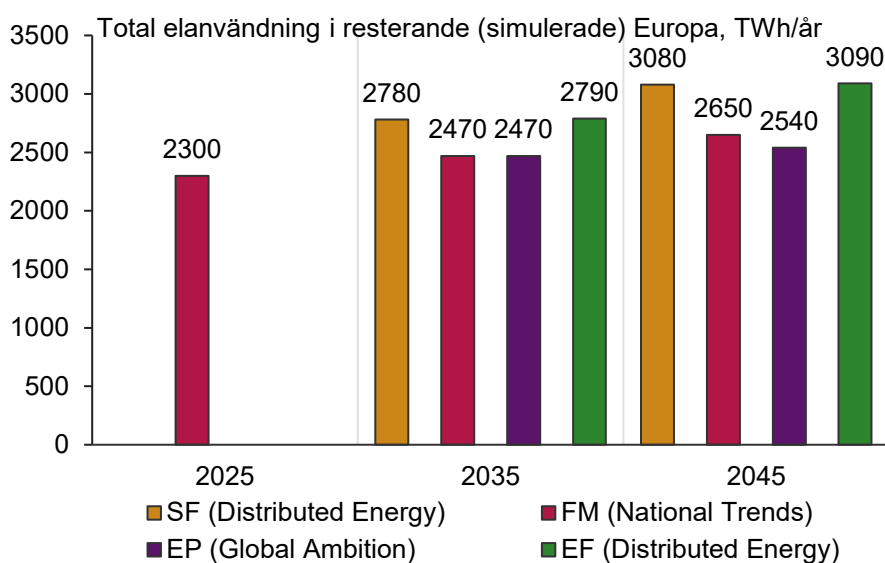
En sammanställning av den antagna produktionskapaciteten för Danmark, Finland och Norge fördelat på olika kraftslag presenteras i Tabell 8.

Kraftslag, GW	Scenarierna 2035				Scenarierna 2045			
	SF	FM	EP	EF	SF	FM	EP	EF
Vattenkraft	37,6	37,6	37,6	37,6	37,6	37,6	37,6	37,6
Kärnkraft	3,4	4,6	5,6	4,6	1,9	2,8	6,6	2,8
Vindkraft	28,3	33,8	31,2	45,8	35,7	43,7	42,3	62,0
– Landbaserad	22,4	26,4	23,4	28,9	28,7	32,4	31,4	38,1
– Havsbaserad	5,9	7,5	7,8	16,8	7,0	11,3	10,9	23,8
Solkraft	27,9	14,8	14,8	17,2	50,6	24,0	23,4	31,4
Övrig termisk	8,6	8,6	8,6	8,6	8,0	7,1	8,0	9,1

Tabell 8. Produktionskapacitet 2035 och 2045 totalt för Danmark, Finland och Norge fördelat på olika kraftslag.

3.5.3 Europa

Utöver Baltikum (se kapitel 2.2) ser utvecklingen i övriga Europa lika ut i scenario Småskaligt förnybart och Elektrifiering förnybart då samma TYNDP-scenario använts. Elanvändning och produktion i TYNDP2020-scenarierna är framtagna för 2030 och 2040, även om viss framskrivning gjorts till 2050. En bearbetning har därför behövts för att anpassa utvecklingen till analysåren i LMA: 2035 och 2045. I regel baseras 2035 på medelvärdet för 2030 och 2040 och för 2045 antas utvecklingen fortgå på liknande sätt som åren innan. Antagen elanvändning för de länder¹⁸ som utöver Norden simuleras i LMA redovisas i Figur 8.



Figur 8. Elanvändning 2025 (National Trends gäller för samtliga scenarier), 2035 och 2045 för de länder utöver Norden som simuleras i LMA. Ryssland är kraftigt förenklad i elmarknadsmodellerna och exkluderas från elanvändningen i figuren.

En sammanställning av den antagna produktionskapaciteten för övriga Europa presenteras i Tabell 9 fördelat på olika kraftslag.

¹⁸ Belgien, Estland, Frankrike, Italien, Lettland, Litauen, Nederländerna, Polen, Ryssland (kraftigt förenklad), Schweiz, Storbritannien (Nordirland undantaget), Tjeckien, Tyskland, Österrike och Luxemburg.

Kraftslag, GW	SF (Distributed Energy)		FM (National Trends)			EP (Global Ambition)		EF (Distributed Energy)	
	2035	2045	2025	2035	2045	2035	2045	2035	2045
Övrig termisk	253	235	276	256	234	253	235	254	236
Kärnkraft	70	66	77	70	67	70	67	66	67
Vattenkraft	79	79	75	79	79	79	79	79	79
Pumpkraft	35	36	31	35	36	35	36	35	36
Vindkraft hav	123	181	39	95	125	115	151	124	182
Vindkraft land	320	416	148	218	242	231	268	324	423
Solkraft	426	609	173	304	371	252	333	425	607

Tabell 9. Produktionskapacitet 2025 (National Trends gäller för samtliga scenarier), 2035 och 2045 för de länder utöver Norden som simuleras i LMA. Ryssland är kraftigt förenklad i elmarknadsmodellerna och exkluderas från produktionskapaciteten i tabellen.

3.5.4 Pris på bränsle och utsläppsrätter

Priset på bränslen och i synnerhet på utsläppsrätter är en stor osäkerhetsfaktor som samtidigt har betydande påverkan på elpriset och utvecklingen av kraftsystemet. Inom Europa är prissättningen på utsläppsrätter ett viktigt styrmedel för att möjliggöra omställningen till ett samhälle med noll nettoutsläpp av växthusgaser.

Priset på bränsle och utsläppsrätter påverkas i hög grad av den ekonomiska, politiska och tekniska utvecklingen. Detta är områden där enskilda omvärldshändelser och beslut plötsligt kan omkullkasta tidigare trender och prognoser. Scenarierna i TYNDP2020 ligger till grund för antagandena om pris på bränsle och utsläppsrätter i LMA2021 som redovisas i Tabell 10.

Bränsle, EUR/MWh	Scenario	2025	2035	2045
Kärnkraft		1,7	1,7	1,7
Lignit		4,7	4,7	4,7
Oljeskiffer		8,3	8,3	8,3
Kol	Samma för samtliga scenarier	13,6	20,2	24,9
Naturgas		23,3	25,6	26,3
Lättolja		67,7	76,9	79,9
Tungolja		47,9	57,2	61,9
	SF/EF	-	76,5	100,0
Utsläppsrätter, EUR/t CO ₂	FM	23,0	51,0	75,0
	EP	-	57,5	80,0

Tabell 10. Antagande för priser på bränslen och utsläppsrätter i LMA2021.

3.5.5 Flexibilitet

Flexibilitet i produktion och användning är ett omfattande område som kommer få allt större betydelse för kraftsystemet. Utvecklingen beror på incitament och lönsamhet samt teknik- och kostnadsutvecklingen för flexibla lösningar. Användarflexibilitet och storskalig lagring har för Kontinentaleuropa och Storbritannien implementerats i enlighet med TYNDP-scenarierna. Resurserna utgörs av batterier, möjlighet till bränslebyte för till exempel uppvärmning och sektorsintegration mellan el- och gassektorn så kallad power-to-gas (P2G).

För Norden och Baltikum har kapacitet i hushållsnära batterier baserats på antaganden om hur stor andel av solcellsinstallationer som integreras med lager. De generella förbrukningsprofilerna för hushåll- och fastighetssektorn bygger i modellerna på dagens elanvändningsmönster, men skulle framöver i högre utsträckning kunna styras för att till exempel jämna ut effekttoppar.

I dag finns relativt få kommersiella batterier i kraftsystemet, men lönsamhet för batterier för större fastigheter, serverhallar och andra industrier skulle kunna öka framöver i och med mer volatila elpriser. Batterier skulle även i större utsträckning kunna generera intäkter som stödtjänst till exempel som frekvensreglering. Batterikapacitet kommer därutöver finnas i elbilar. Elbilarnas laddning kan anpassas till timmar med överskott av elenergi genom så kallad flexibel laddning. Batterierna i elbilarna skulle även kunna mata kraftsystemet med el under högprisstimmar så kallad vehicle-to-grid (V2G). Vehicle-to-grid har dock inte implementerats i scenarierna, men undersöks närmare i kapitel 6.1.1.

I scenarierna antas olika grad av integrering mellan el och vätgas. Vätgas kan komma att spela en mycket viktig roll i ett energisystem med noll nettoutsläpp av växthusgaser, dels för omställningen av till exempel industri- och transportsektorn, dels för lönsamheten för förnybara kraftslag där timmar med överskott på el kan nyttjas för vätgasframställning. Vid bristtimmar med höga elpris kan vätgasen i sin tur användas för elproduktion. Lagerhållning gör att vätgasen skulle kunna bidra med viktiga flexibilitetsresurser för kraftsystemet.

I Tabell 11 visas antaganden för el till vätgasframställning, batterikapacitet och andel elbilar som laddas flexibelt i scenarierna.

Land	Scenario	Årselbehov för vätgas, TWh		Batterikapacitet, GWh		Andel flex laddning elbilar, %	
		2035	2045	2035	2045	2035	2045
Sverige	SF	5	11	5	12	15	50
	FM	8	16	1	2	15	30
	EP	24	64	1	3	15	30
	EF	34	84	1	2	15	40
Övriga Norden	SF	0	0	8	20	15	50
	FM	0	0	2	4	15	30
	EP	7	14	2	4	15	30
	EF	30	40	2	5	15	40
Övriga Europa	SF	302	512	123	272	15	30
	FM	0	0	65	156	15	30
	EP	90	156	55	115	15	30
	EF	302	512	55	269	15	30

Tabell 11. Översikt antagande för vätgasproduktion, batterikapacitet och andel bilar som laddas flexibelt mot elnätet i scenarierna.

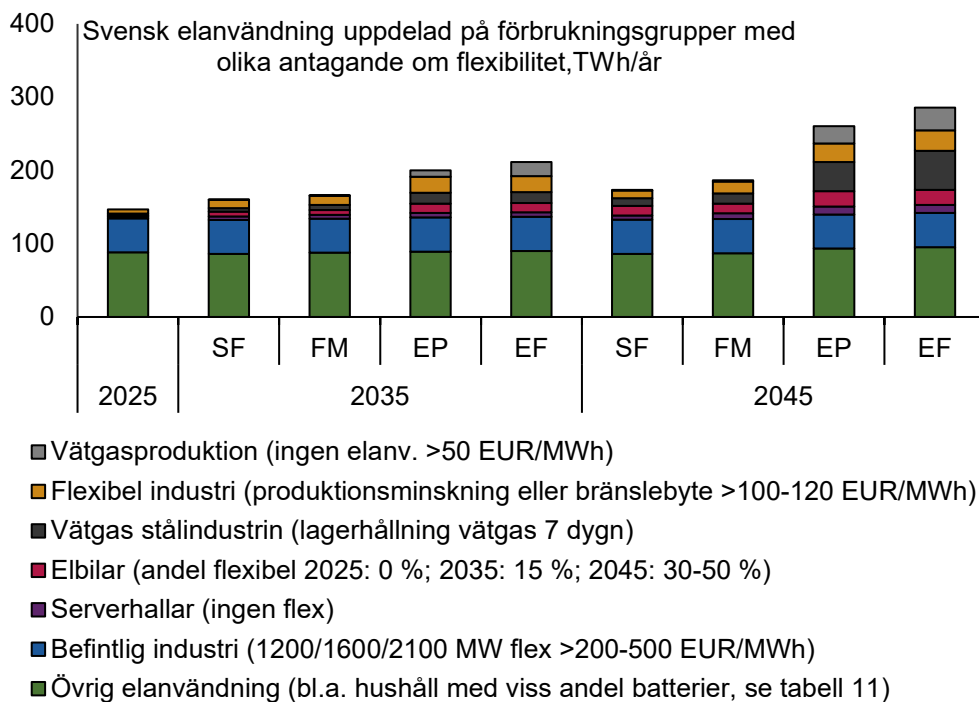
Olika antagande om flexibilitet har gjorts för olika kundkategorier. Elanvändning för produktion av vätgas för till exempel framställning av gröna bränslen, antas främst ske då priset är 25 euro per MWh eller lägre och upphöra vid priser över cirka 50 euro per MWh. Vid 50 euro per MWh antas andra sätt att producera vätgas, tömning av lager eller import vara mer konkurrenskraftigt för att tillgodose behovet av gas. Beroende på simulerat elpris kan elanvändning för denna typ av vätgasproduktion bli både högre och lägre än vad som anges som ingångsvärde i modellerna och även variera mellan väderår.

En lagerkapacitet på sju dygn har antagits för den vätgas som behövs som reduktionsmedel för järnmalm till järnsvamp i SE1. Vätgaslager och kapacitet för elektrolysörerna, som omvandlar el till vätgas, möjliggör anpassning av elanvändningen efter tillgång och pris. Dubbla elektrolysrkapaciteten har antagits i scenarierna jämfört med om behovet skulle vara jämnt fördelat under årets timmar.

Modelleringen av elbehovet till vätgas och möjlighet till flexibel elanvändning skiljer sig alltså åt beroende på användningsområde.

Den befintliga elintensiva industrin antas i scenarierna följa liknande elanvändningsmönster som i dag. I modellen antas en del av industrins elanvändning koppla bort då det simulerade elpriset överstiger tre nivåer på mellan 200 och 500 euro per MWh. För Sverige uppgår den totala modellerade kapaciteten för denna efterfrågeflexibilitet till cirka 1 200 MW 2025, 1 600 MW 2035 och till cirka 2 100 MW 2045 jämnt fördelat över de tre elprisnivåerna. Volym och prissättning på förbrukningsfrånkoppling har baserats på dagens priselasticitet på efterfrågekurvan för systempriset. För serverhallar antas en jämn elanvändning under året. Båda dessa kundgruppen skulle kunna ha en ökad flexibilitet framöver om priser och teknikutveckling medgav detta.

Tillkommande industriförbrukning i scenarierna antas vara mer flexibel och reagera vid priser på mellan 100-120 euro per MWh. Vid dessa priser antas antingen verksamheterna minska sin elanvändning genom att dra ned på produktionen i industrin eller att alternativa energibärare används istället för el från elnätet. En översikt över årlig elanvändning i Sverige fördelat på olika grupper med olika antaganden för flexibilitet redovisas i Figur 9.



Figur 9. Olika antaganden om flexibilitet och prispåverkan för elanvändningen i scenarierna.

3.5.6 Överföringskapacitet

De kapacitetsförändringar som är antagna för de nordiska snitten från 2021 och framåt redovisas i Tabell 12. Flera förbindelser når även sin tekniska livslängd under åren fram till år 2050 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.

Inom Norden samt mellan Norden och kontinenten utvecklas överföringskapaciteten lika för alla scenarier. Undantaget är scenario Elektrifiering förnybart där ny överföringskapacitet antagits mellan Danmark och Polen respektive Danmark och Nederländerna. De nya förbindelserna går via så kallade energiöar som samlar produktion från omgivande vindkraftsparker till havs.

Eftersom ett av syftena med LMA är att undersöka utbyggnadsbehov kan överföringskapaciteten i scenarierna vara underutbyggt för framförallt år 2045. Scenarierna ska visa på vilka behov som kan finnas, inte hur kraftsystem och marknad ser ut efter att behoven är uppfyllda.

Driftår	Snitt	Förändring, MW	Total, MW	Information/Namn
2021	SE3→SE4	+800	6 200	SydVäst-länken
	SE4→SE3	+800	2 800	
	NO2↔DE	+1400	1 400	NordLink
	NO2↔UK	+1400	1 400	North Sea Link
	DK1→DE	+720	2 500	Steg 1 Jylland-Tyskland
	DE→DK1	+1000	2 500	
2022	SE1→FI	-300	1 200	I och med idrifttagning Olkiluoto 3
2024	SE2↔SE3	+800	8 100	Förstärkning Snitt 2
	DK1↔DE	+1 000	3 500	Steg 2 Jylland-Tyskland
	DK1↔UK	+1400	1 400	Viking Link
2026	SE3→SE4	+600	6 800	Ekhyddan-Nybro-Hemsjö
	SE4→SE3	+400	3 200	
	SE4↔DE	+700	1 315	Hansa PowerBridge
	SE1→FI	+800	2 000	Messaura - Keminmaa
	FI→SE1	+900	2 000	
2029	DK2↔PL	+1000	1000	Förbindelser via "energiöar". OBS! enbart i Elektrifiering förnybart
	DK1↔NL	+1500	2200	
2035	NO↔UK	+1400	2 800	NorthConnect eller liknande
2040*	SE2↔SE3	+2400	10 500	Förstärkning Snitt 2
>2040	SE2/SE3↔FI	+400 (netto)	3 600 tot SE-FI	Avveckling Fenno-Skan1 (-400 MW SE3↔FI) Ny HVDC (+800 MW SE2↔FI)

*Åtgärder inom NordSyd-programmet kommer successivt öka kapaciteten i Snitt 2 fram till 2040

Tabell 12. Antagna förändringar i överföringskapacitet för Sverige samt mellan Nordiska länder och övriga Europa.

Överföringskapacitet utanför Norden baseras på respektive TYNDP2020-scenario. I TYNDP-arbetet tas ett referensnät fram och därutöver ett utbyggt nät för varje scenario. Referensnätet inkluderar de projekt som är under uppförande i dag. Eftersom flera utbyggnadsprojekt även planeras, men inte inkluderas i referensnätet, finns en risk att nätet är underutbyggt för 2030 och framåt. I det utbyggda nätet har överföringskapaciteten optimerats med hjälp av en investeringsmodell. Utbyggnaden begränsas dock baserat bland annat på projektlistan från TYNDP2018. I Tabell 13 ges en översikt över vilka utbyggnadsscenarier som ligger till grund för antagen överföringskapacitet i övriga Europa i LMA2021.

Scenario	2035	2045
SF och EF	interpolerat utbyggt nät för Distributed Energy 2030 och 2040	Utbyggt nät för Distributed Energy 2040
FM	interpolerat referensnät för National Trends 2030 och 2040	Utbyggt nät för National Trends 2040
EP	interpolerat utbyggt nät för Global Ambition 2030 & 2040	Utbyggt nät för Global Ambition 2040

Tabell 13. Översikt över vilka nätscenarier som överföringskapaciteten för övriga Europa baserats på i LMA2021.

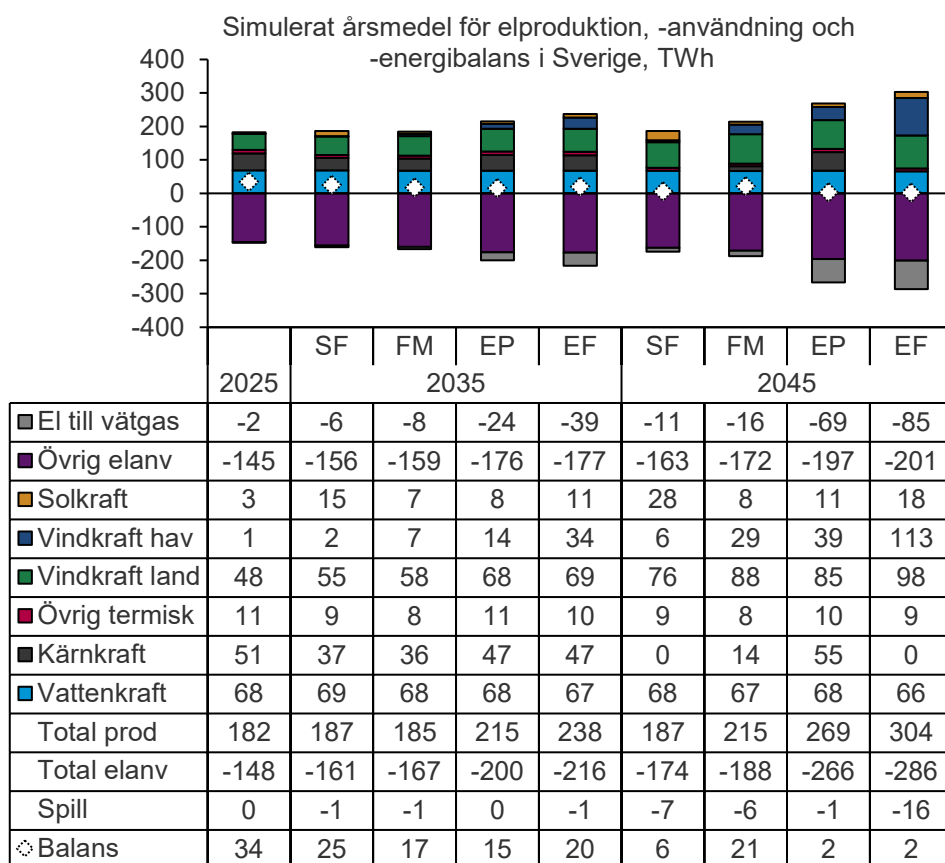


4 Övergripande simuleringsresultat

I följande kapitel presenteras övergripande simuleringsresultat för scenarierna.

4.1 Elenergibalans

Simulerat årsmedel för elproduktion, -användning och -energibalans för Sverige redovisas i Figur 10. För samtliga scenarier, med undantag för Färdplaner mixat, minskar Sveriges på årsmedelbasis stora överskott av el kraftigt under den studerade perioden. Detta främst som en följd av ökat elbehov och, med undantag för scenario Elektrifiering planerbart, minskad produktion från kärnkraft. El som antas användas för produktion av vätgas redovisas separat från övrig elanvändning i kategorin *El till vätgas*. I denna kategori ingår vätgasbehovet för järn- och stålindustrin och för framställning av bland annat gröna bränslen. I scenarierna med hög andel vind- och solkraft uppstår en hel del timmar med överskott som spills. En möjlighet är att detta överskott utnyttjas för vätgasproduktion i anslutning till produktionsanläggningen.

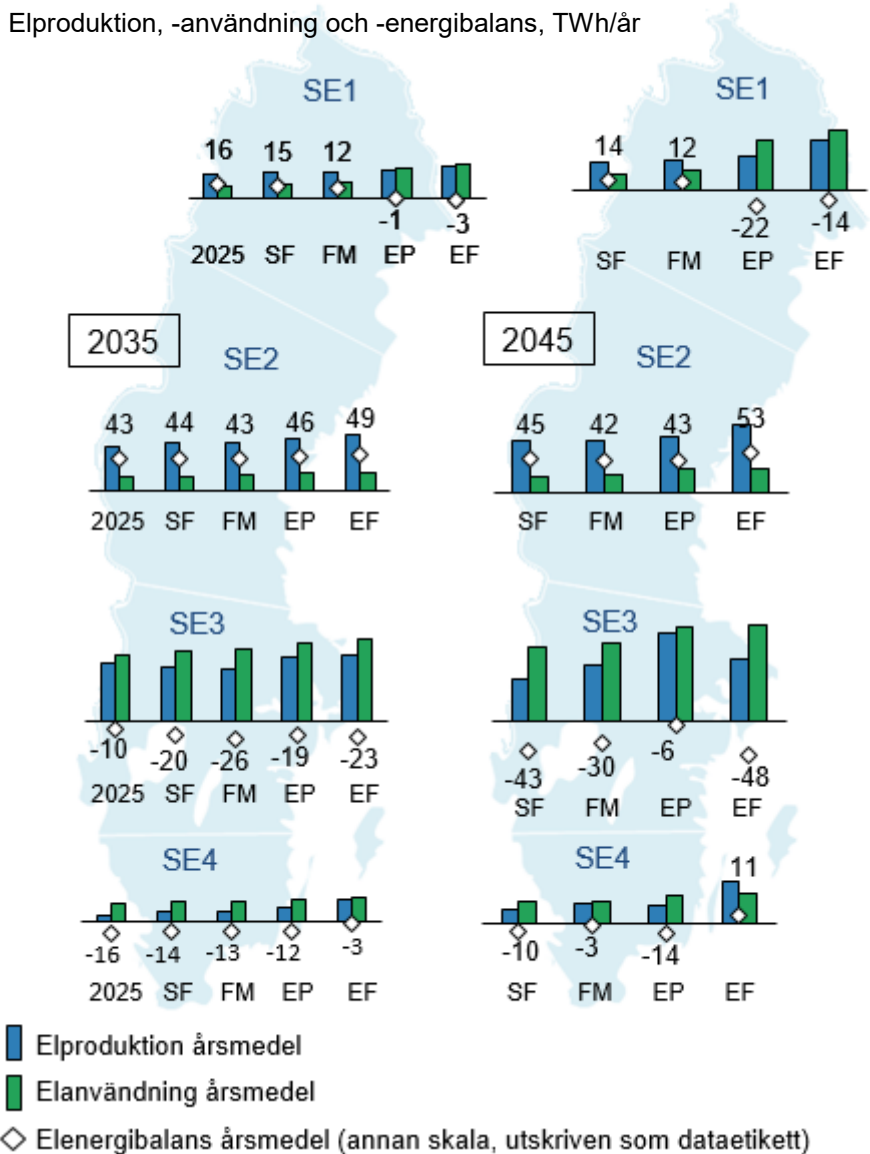


Figur 10. Simulerat årsmedel för elproduktion, -användning och -energibalans för Sverige. "Spill" i tabellen utgörs av överskott av oreglerbar elproduktion till nollpris, till exempel, strömkraft (vattenkraft utan magasin), solkraft och vindkraft som varken kan användas lokalt eller exporteras från elområdet.

Elanvändning för produktion av vätgas för bland annat framställning av gröna bränslen (det vill säga utöver järn- och stålindustrins behov) är starkt prisberoende i modellerna, se kapitel 3.5.5. Simuleringen kan därför ge både högre och lägre utfall än vad som angivits på årsmedelnivå i kapitel 3. Den simulerade elanvändningen som presenteras i Figur 10 är för flera scenarier högre än den antagna elanvändningen från Figur 6. Framförallt gäller detta scenario Elektrifiering förnybart för 2035 och för Elektrifiering planerbart för 2045 där simuleringen i genomsnitt visar på cirka 5 TWh mer elanvändning. För dessa scenarier och analysår medför alltså de simulerade priserna en högre produktion av vätgas än vad som antagits initialt. Mellan de olika simulerade väderåren varierar också elbehovet för vätgasframställning beroende på elpris. I scenarierna antas vätgas handlas på en global marknad och blir elpriserna höga i Sverige, till exempel under vindfattiga torrår, antas vätgasbehovet kunna mötas med ökad produktion i andra länder.

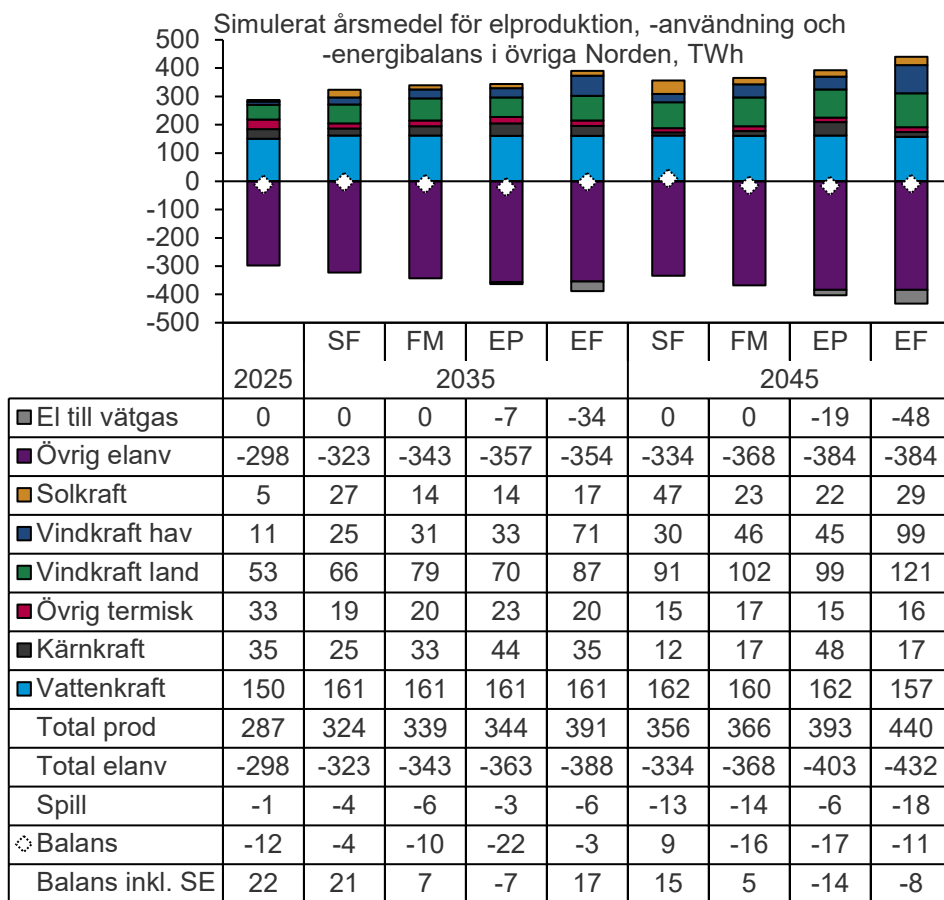
I Figur 11 visas en översikt över produktion, användning och balans på årsbasis för vart och ett av de svenska elområdena. Sverige har historisk haft ett stort elöverskott i norra Sverige medan elanvändningen i södra Sverige överstigit produktionen på årsbasis. Denna ”obalans” mellan norr och söder är något som fortgår i scenarierna. I scenario Elektrifiering planerbart och Elektrifiering förnybart försvagas dock elenergibalansen i SE1 och till 2045 har elområdet ett stort underskott på el. För Elektrifiering förnybart sker den motsatta utveckling i SE4 där underskott av el på årsbasis vänds till överskott som en följd av utbyggnad av havsbaserad vindkraft. För SE3 är årsenergibalansen starkt förknippad med vilka antaganden som gjorts för kärnkraften i scenarierna där det minsta underskottet fås i scenario Elektrifiering planerbart där de kvarvarande reaktorerna livstidsförlängs och även ny kärnkraft tillkommer.

Elproduktion, -användning och -energibalans, TWh/år



Figur 11. Simulerat årsmedel för elproduktion, -användning och -energibalans illustrerat för Sveriges elområden. Notera att medel för årselektroenergibalansen är utskrivna som dataetikett i stapeldiagrammen och ges på en annan skala än produktionen och elanvändningen.

I Figur 12 visas årsmedel för elproduktion, -användning och -energibalans summerat för Danmark, Finland och Norge. I datatabellen redovisas även balansen inklusive Sverige. Norden har ett underskott på el i scenario Elektrifiering planerbart 2035 och 2045 samt i scenario Elektrifiering förnybart 2045. Störst överskott för 2045 hittas i scenario Småskaligt förnybart där Norden exporterar cirka 15 TWh el på årsmedelbasis.



Figur 12. Simulerat årsmedel för elproduktion, -användning och -energibalans summerat för Danmark, Norge och Finland. Även elenergibalansen på årsmedelbasen för totala Norden, det vill säga inklusive Sverige, presenteras i datatabellen.

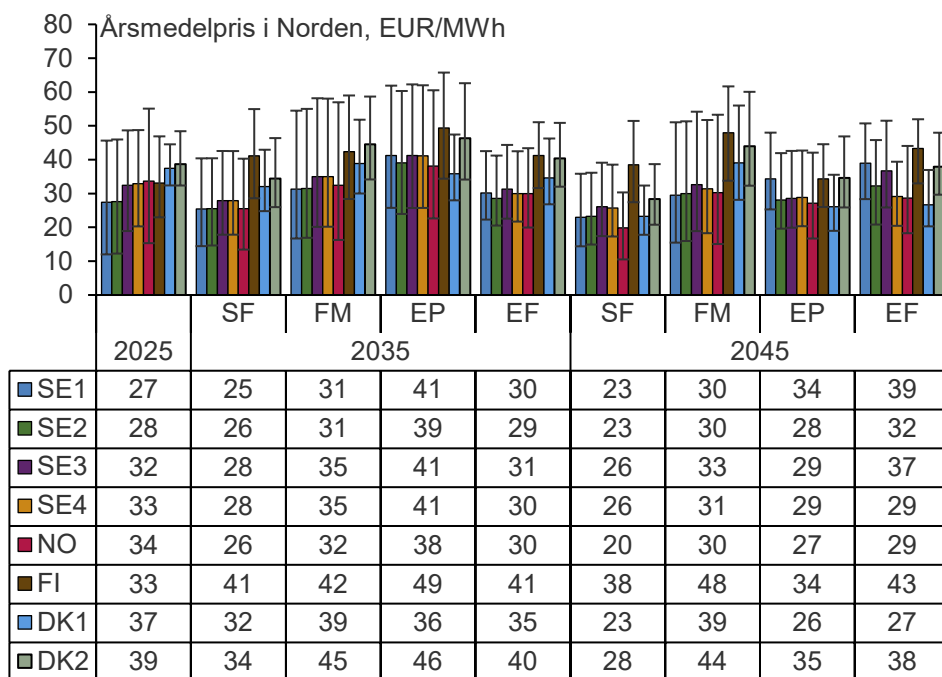
4.2 Elpriser

På elmarknaden handlas el under fri konkurrens och elpriset bestäms av utbud och efterfrågan. Huvudvolymen handlas på dagen-före marknaden där el köps och säljs per timme för leverans nästa dygn. Förenklat är det dagen-före marknaden som simuleras i elmarknadsmodellerna. I kommande kapitel presenteras simulerade elpriser, elprisskillnader och variationer i elpris.

4.2.1 Årsmedelpris

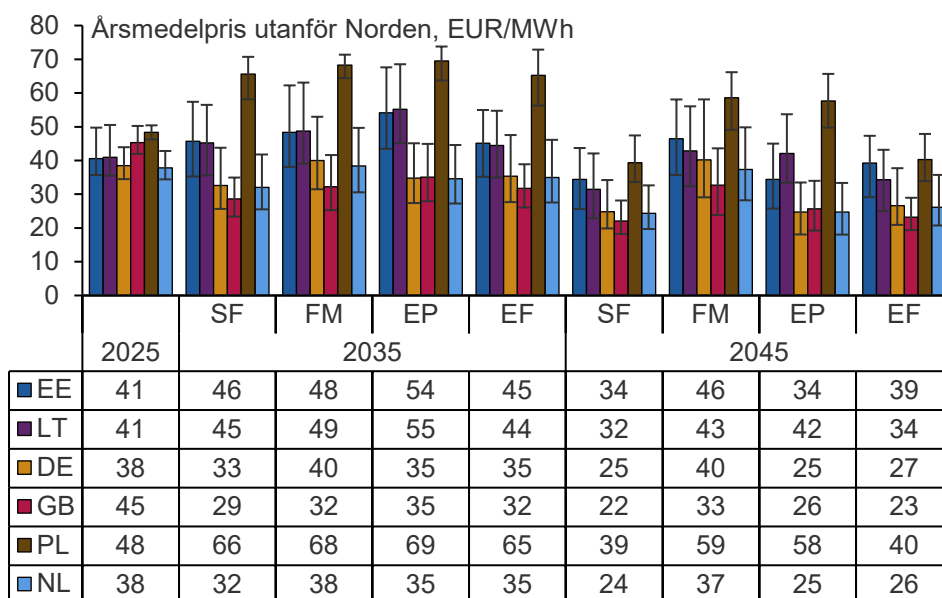
I Figur 13 och Figur 14 visas simulerade årsmedelpriser i Norden respektive de länder som Norden har förbindelser till. Elpriset för Norge redovisas som medelvärdet för Norges fem elområden. De svarta klamrarna visar spannet mellan det väderår som ger högst årsmedelpris och det väderår som ger lägst årsmedelpris. Utfallsrummet visar att årsmedelpriset varierar stort beroende på väder, framförallt i Norden där tillrinningen för vattenkraften har stor betydelse. Sverige får relativt lågt årsmedelpris i scenario Småskaligt förnybart där den lägre elanvändningen, jämfört med övriga scenarier, tillsammans med stor andel produktion av

förnybar el, pressar priserna. I både scenario Elektrifiering planerbart och Elektrifiering förnybart har SE1 de högsta priserna i Sverige 2045.



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

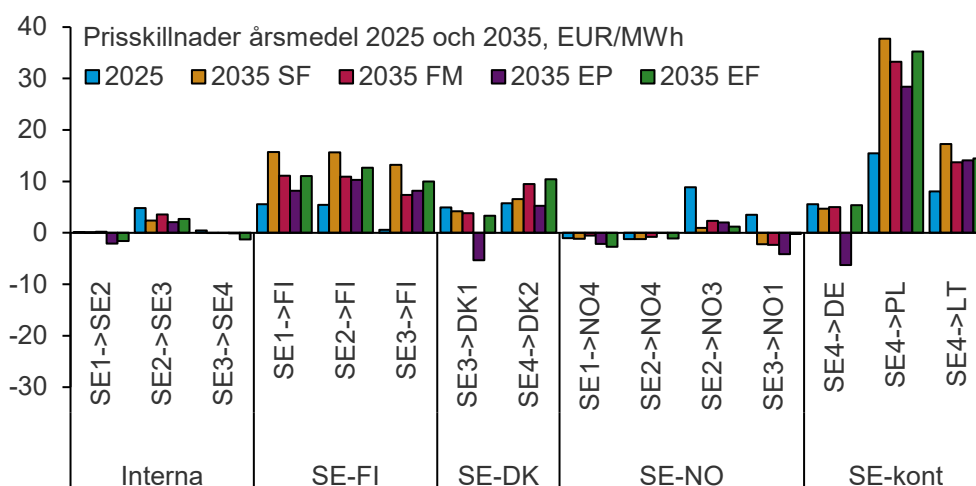
Utöver inverkan från väderåren har även elpriserna i Europa stor påverkan på de nordiska priserna och störst roll spelar det tyska priset. Utökad överföringskapacitet till Storbritannien under analysperioden innebär även att det brittiska priset får större betydelse. I Figur 14 framgår att priset på kontinenten och Storbritannien varierar mellan de olika TYNDP-scenarierna. Elpriset i Polen sticker ut och ligger en bra bit över grannländerna. TYNDP-scenarierna togs fram innan Polens regering i november 2020 gick ut med att landet ska fasa ut kolkraften till 2049. Som ersättning för kolet planerar Polen bland annat att bygga ny kärnkraft och havsbaserad vindkraft.



Figur 14. Simulerade årsmedelpris utanför Norden. Klamrarna visar spannet mellan det väderåret med högst årsmedelpris och det väderåret med lägst årsmedelpris.

4.2.2 Prisskillnader

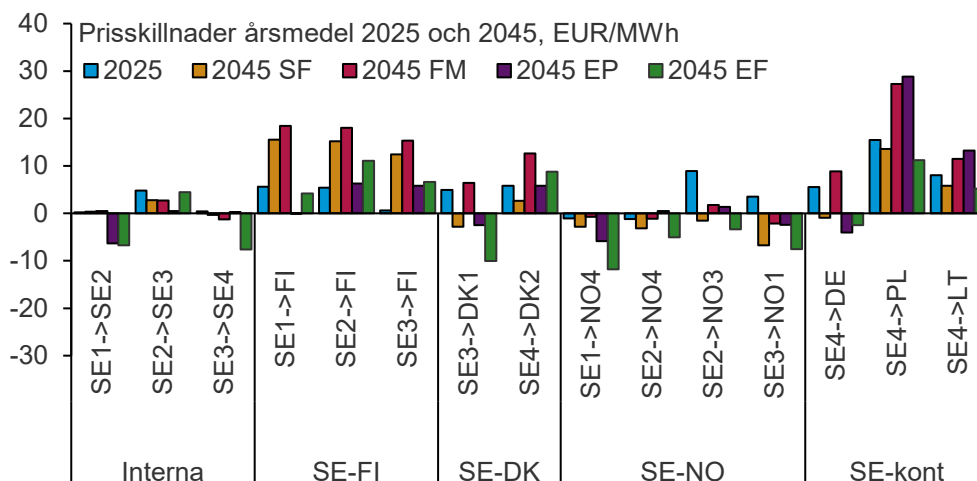
I Figur 15 och Figur 16 presenteras skillnad i årsmedelpris mellan olika elområden för 2035 respektive 2045. Figuren visar att prisskillnaderna för 2035 i stor utsträckning går i samma "riktning" i de olika scenarierna. Prisskillnaden mellan Sverige och västra Danmark (DK1) samt mellan Sverige och Tyskland för scenario Elektrifiering planerbart utgör undantag. I scenariot handlas el relativt billigt i Tyskland vilket även drar med sig det danska elpriset som på årsmedelbasis är lägre än södra Sverige.



Figur 15. Simulerade prisskillnader på årsbasis för svenska interna snitt och mellan elområden som Sverige har eller planerar ha förbindelser till. År 2025 och 2035.

För 2045 spretar utfallet mer vilket är ett väntat resultat då scenarierna följer olika utvecklingsvägar. Figuren visar bland annat att SE1 på årsbasis har ett högre pris

än SE2 i scenarierna Elektrifiering planerbart och Elektrifiering förnybart. I scenario Elektrifiering förnybart handlas el i genomsnitt 8 euro per MWh billigare i SE4 jämfört med SE3. I scenario Elektrifiering planerbart tydliggörs den utjämnade obalansen mellan norra och södra Sverige med att elprisskillnaden över Snitt 2 i stort sett är utjämnad på årsmedelbasis.



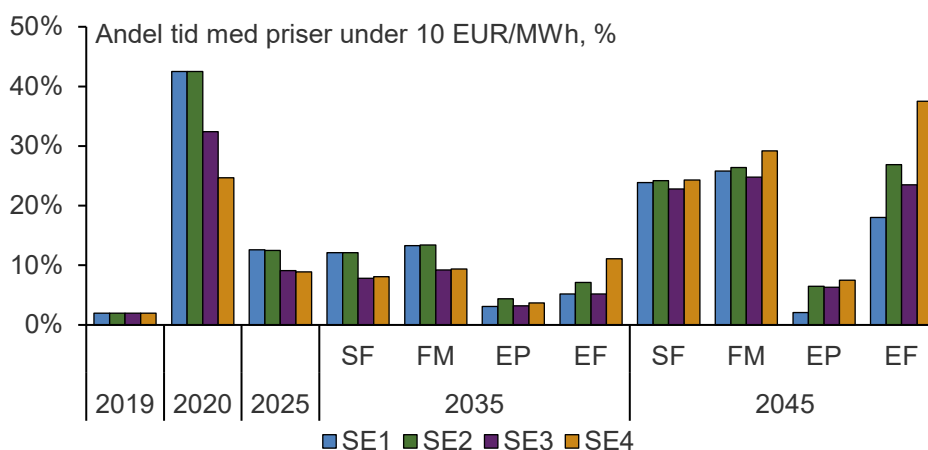
Figur 16. Simulerade prisskillnader på årsbasis för svenska interna snitt och mellan elområden som Sverige har eller planerar ha förbindelser till. År 2025 och 2045.

Det är viktigt att påpeka att en låg prisskillnad på årsmedelprisbasis inte betyder att inga prisskillnader uppstår. Skillnader i pris i ”olika riktningar” under året kan helt enkelt ta ut varandra. I kapitel 5.1 används en förenklad metod för att indikera nyttan med överföringskapacitet och för detta är prisskillnader per timme ett viktigt ingångsvärde.

4.2.3 Låga och höga timpriser

Figur 17 visar andelen tid då priserna blir låga för Sveriges elområden, under 10 euro per MWh. Som jämförelse har även historiskt utfall för 2019 och 2020 tagits med. De historiska utfallen ger en fingervisning över väderårets inverkan på elpriset då bland annat en mycket god hydrologisk balans och mild vinter pressade elpriserna under 2020.

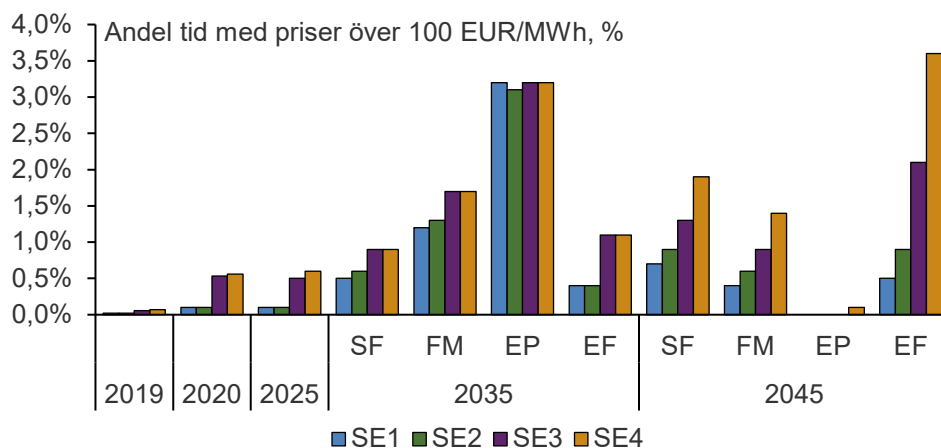
Med undantag för SE4 i scenario Elektrifiering förnybart återfinns störst andel timmar med låga priser i scenario Färdplaner mixat där en lägre produktionskapacitet av vätgas antagits främst för kontinenten. Vätgasproduktion håller i de övriga scenarierna i viss utsträckning upp priset under timmar där billig produktion från vind- och solkraft annars möter eller överstiger det övriga elbehovet. Den stora andelen väderberoende produktion innebär dock liknande frekvens av låga priser även för scenario Småskaligt förnybart och scenario Elektrifiering förnybart 2045. För Elektrifiering förnybart så är det en kraftig utbyggnad av havsbaserad vindkraft i SE4 som är den främsta orsaken till den höga frekvensen av låga priser.



Figur 17. Andel tid i procent av året som de svenska elområdena har lågt timpris i scenarierna (under 10 euro per MWh). Historiskt utfall för 2019 och 2020 visas också.

Figur 18 visar andelen tid då priserna blir höga för Sveriges elområden, minst 100 euro per MWh. Under analysperioden blir perioderna med högt elpris i Sverige generellt mer frekventa jämfört med de två historiska åren. För 2035 återfinns flest timmar med högt pris i scenario Elektrifiering planerbart. En kraftig ökning av elanvändningen i kombination med en lägre utbyggnad av förnybara kraftslag jämfört med scenario Elektrifiering förnybart, innebär att Nordens elenergilans försvagas med stundtals högre elpriser som följd. Andel tid med högt elpris minskar dock drastiskt till 2045 då mer planerbar produktion tillkommer i och med att både kärnkraft och kraftvärme byggs ut. För 2045 är det istället scenario Elektrifiering förnybart som har högst förekomst av höga priser, framförallt i SE4. Elområdet får alltså både flest timmar med lågt pris och flest timmar med högt pris

i scenariot vilket bland annat beror på den höga andelen av icke planerbar elproduktion och den relativt starka kopplingen till kontinenten.



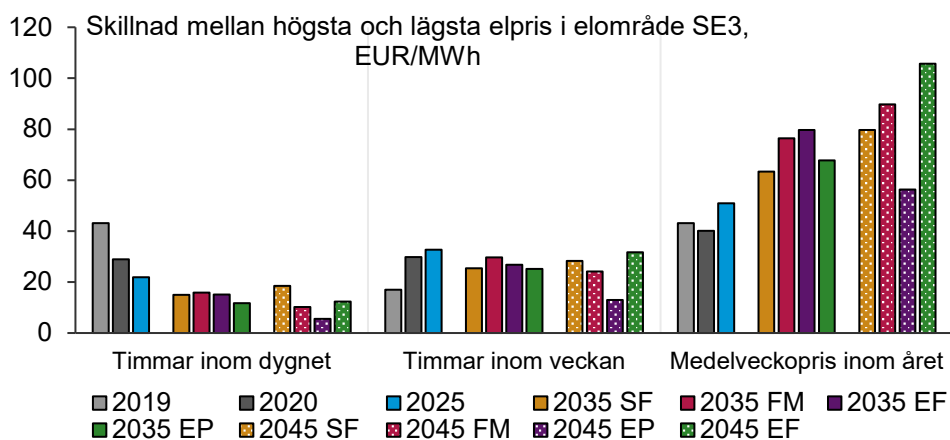
Figur 18. Andel tid i procent av året som de svenska elområdena har högt timpris i scenarierna (över 100 euro per MWh). Historiskt utfall för 2019 och 2020 visas också.

4.2.4 Prisvariation

Hur mycket priset förändras under olika perioder ger bland annat en indikation på hur utmanande det kan komma att vara att balansera systemet. En hög prisvariation ger också ett incitament för konsumenter och producenter att vara flexibla på elmarknaden. Prisvariation uttrycks i detta avsnitt som skillnaden mellan högsta och lägsta timpris under ett medeldygn, en medelvecka samt som skillnaden mellan högsta och lägsta veckomedelpris under ett år.

I Figur 19 visas den genomsnittliga prisvariationen över de tre tidsintervallerna för SE3. Prisvariationen presenteras för SE3, men tendensen är liknande för samtliga elområden. Utfall för 2019 och 2020 presenteras även som jämförelse. Diagrammet visar att prisvariationerna inom dygnet och inom veckan i medeltal över väderåren inte blir större än det historiska utfallet under analysperioden i LMA. Scenario Elektrifiering planerbart ger en jämförelsevis låg prisvariation då den planerbara elproduktionen anpassas efter elpriset.

För medelpriset mellan veckor under året ser vi dock en ökad variation i scenarierna. En förklaring är att elpriset kommer bli alltmer beroende av hur mycket det blåser. Vädret kan vara relativt beständig under dygnet och inom veckan, men mellan veckor kan väderleken variera stort. Till exempel batterier och anpassning av elanvändning till timmar med låg last är viktiga verktyg för att utjämna effektuttaget under dygnet och i viss mån inom veckan, men andra flexibilitetsresurser krävs för att utjämna variationerna mellan veckor.



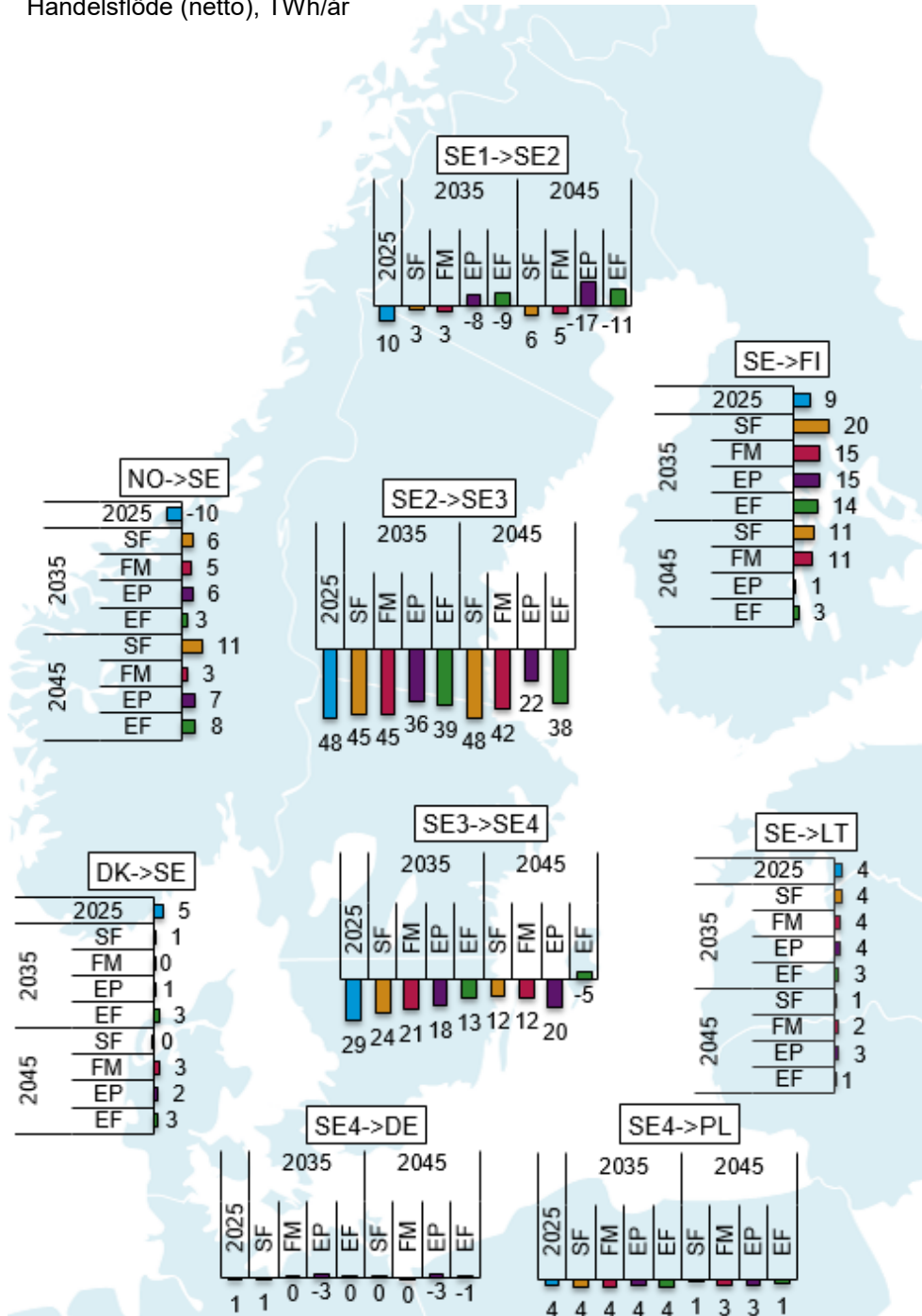
Figur 19. Prisvariation för SE3 för utfallet 2019 och 2020 samt för scenarierna uttryckt som skillnaden mellan högsta och lägsta elpris för olika perioder.

4.3 Handelsflöden

I Figur 20 visas årsmedel för nettoutbytet av el mellan Sveriges elområden samt mellan de länder som Sverige i dag är sammankopplade med. Eftersom netto-utbytet redovisas så innebär en låg siffra inte nödvändigtvis att liten handel sker på snittet utan kan i praktiken innebära full utnyttjandegrad, men halva tiden i ena riktningen och halva tiden i andra riktningen.

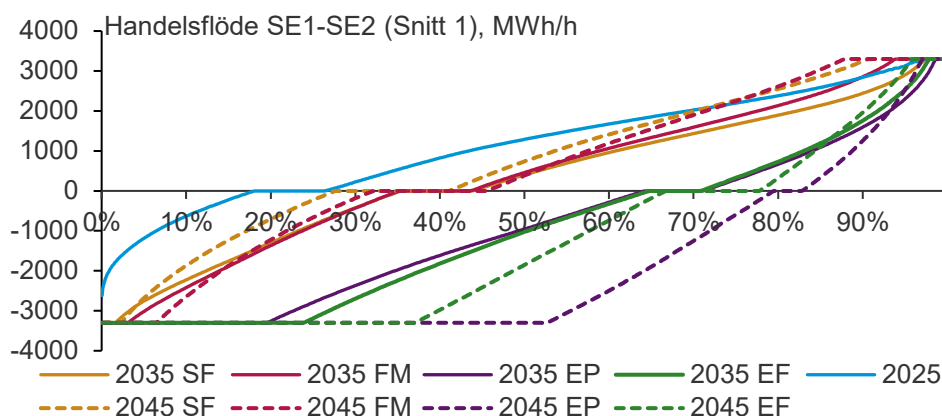
Figuren visar att det på årsnettobasis fortsatt kommer överföras stora mängder el söderut över Snitt 2, vilket också är det snitt i Norden med högst överföringskapacitet. Till skillnad från dagens situation kommer dock en större andel av produktionen i SE2 ta vägen norrut för att tillgodose det ökade behovet av el i SE1. För scenario Elektrifiering planerbart har balansen på årsbasis också stärkts i södra Sverige vilket både minskar behovet att överföra el söderöver och innebär att mer kraft handlas i norrgående riktning över Snitt 2.

Handelsflöde (netto), TWh/år



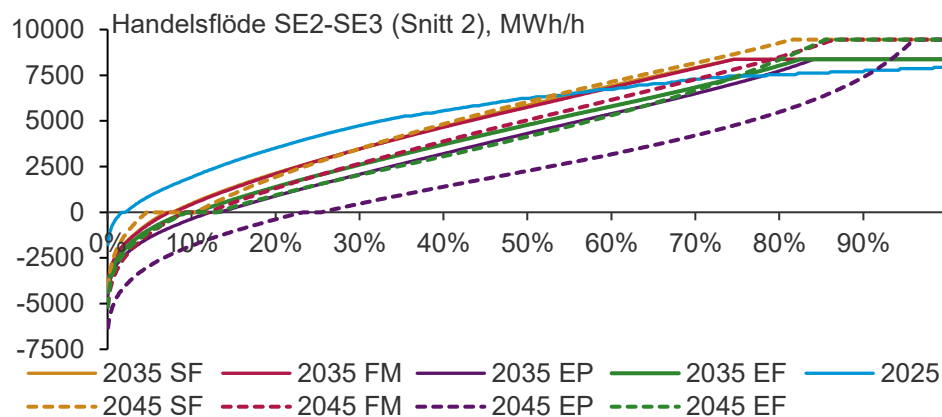
Figur 20. Simulerat nettohandelsflöde på årsbasis mellan Sverige och grannländerna.

I Figur 21, Figur 22 och Figur 23 presenteras simulerat handelsflöde för de svenska interna snitten. I figurerna har flödet per timme för samtliga väderår sorterats från lägsta till högsta värde. Negativa värden innebär handel från exempelvis SE2 till SE1 i figuren för Snitt 1. För Snitt 1 kan vi se att flaskhalstimmar, det vill säga timmar då handelsflödet slår i taket i förhållande till vilken överföringskapacitet som antagits, uppkommer för alla scenarier och för bägge analysåren. Detta illustreras att strecket i figuren planar ut horisontellt. I dag är det mycket ovanligt att flaskhalstimmar uppstår på Snitt 1 i norrgående riktning. Att dessa uppkommer i stor utsträckning i framförallt scenario Elektrifiering planerbart och Elektrifiering förnybart är en följd av den ökade elanvändningen som antagits i SE1.



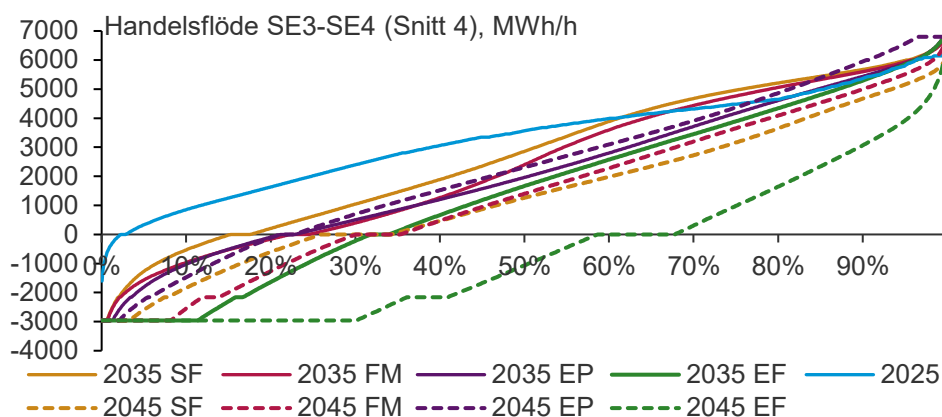
Figur 21. Simulerat handelsflöde ordnat från lägsta till högsta värde för Snitt 1.

Något som i dag är frekvent förekommande är flaskhalstimmar på Snitt 2 för södergående handel från SE2 till SE3. Trots antagen kapacitetsökning genom det så kallade NordSyd-programmet uppstår flaskhalstimmar på Snitt 2 i mer än 10 procent av tiden för scenarierna 2045. Undantaget är scenario Elektrifiering planerbart där handeln slår i taket under cirka 3 procent av tiden som en följd av bland annat förbättrad elenergilans i SE3.



Figur 22. Simulerat handelsflöde ordnat från lägsta till högsta värde för Snitt 2.

Precis som för Snitt 1 får vi i scenarierna även ökade flaskhalstimmar i norrgående riktning över Snitt 4, vilket inte är vanligt förekommande i dag. I kapitel 5.1.3 diskuteras de norrgående överföringskapaciteterna närmare. I Scenario Elektrifiering förnybart begränsar överföringskapaciteten i snittet handeln under mer än 30 procent av de simulerade timmarna. I scenariot stärks årsenergibalansen på el i SE4 i och med den stora utbyggnaden av havsbaserad vindkraft som antagits i södra Sverige.



Figur 23. Simulerat handelsflöde ordnat från lägsta till högsta värde för Snitt 4.

4.4 Erhållet elpris per kraftslag

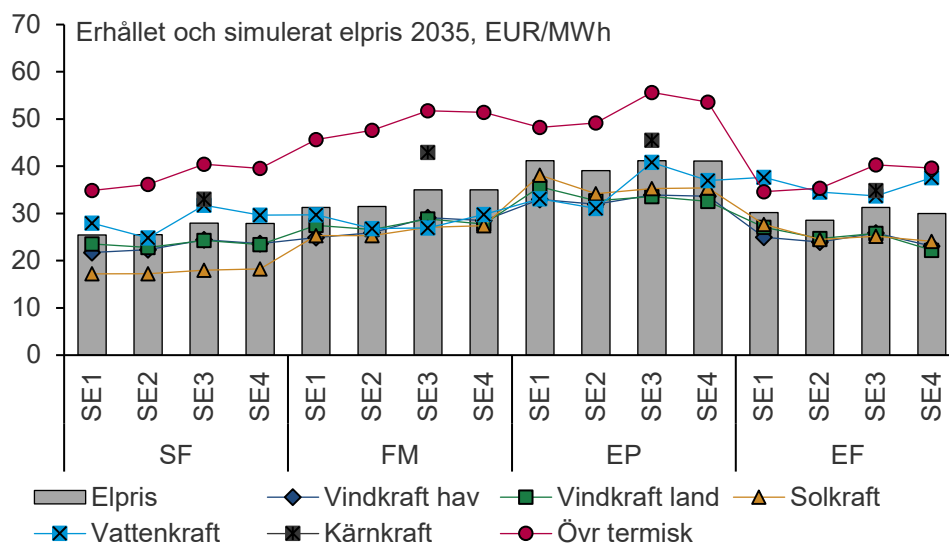
I sista delen av presentationen av de övergripande simuleringsresultaten studeras de erhållna elpriserna för olika kraftslag. Erhållet elpris är det pris en producent får för den energi som sålts. Detta kan skilja sig från årsmedelpriset för el. Eftersom vind- och solkraft inte har någon rörlig produktionskostnad och kan bjuda in till väldigt lågt pris, så sjunker i regel elpriset vid stor produktion. Det erhållna årsmedelpriset för dessa producenter blir därför generellt lägre än årsmedelpriset på el.

Den reglerbara vattenkraften med möjlighet att lagra energi i dammar, kan anpassa produktionen efter elprisutvecklingen och förväntad tillrinning. Vattenkraften har därför ofta ett högre erhållet pris än årsmedelpriset. Även kärnkraften har möjlighet att reglera produktionen, men det finns bland annat tekniska begränsningar i möjlig nedregleringen och hur snabbt det går att reglera upp och ned. I elmarknadsmodellen som används finns inga begränsningar i kärnkraftens flexibilitet utan den kan i praktiken gå från full produktion till noll från ena timmen till den andra. Modellen tenderar alltså till att överskatta det erhållna elpriset för kärnkraften. Kortsiktig marginalkostnad är satt till cirka 11 euro per MWh för kärnkraften i modellerna.

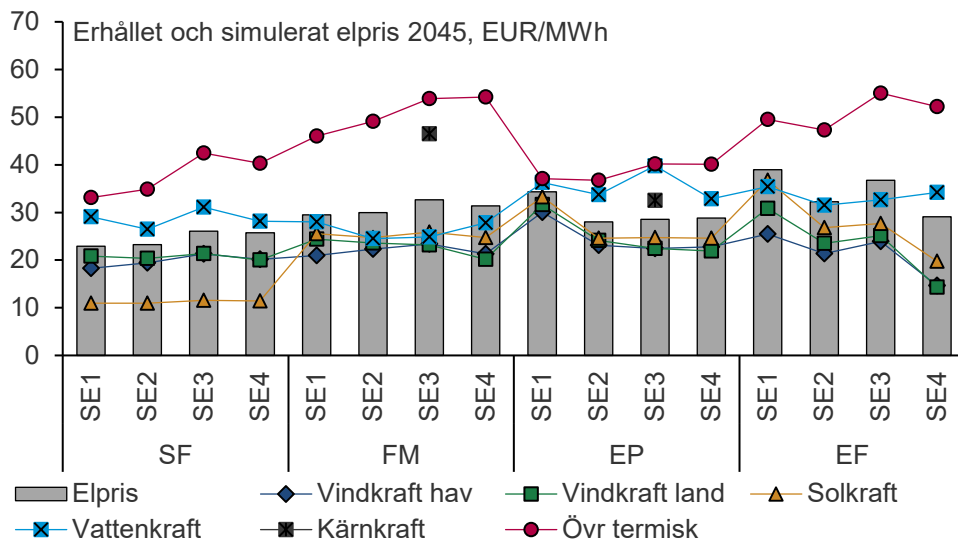
Vidare begränsas möjligheten att reglera produktionen av olika faktorer, exempelvis vattendomar i vattenkraftverk, säsonsbehov för värme med mera. Kraftvärme och övrig termisk produktion har ofta ett högre erhållet pris jämfört

med elpriset. Dessa kraftverk producerar i regel mer under vintermånaderna när elpriset är högre. De kan dock ändå ha lönsamhetsproblem om antalet körtimmar är väldigt lågt.

I Figur 24 och Figur 25 presenteras erhållet elpris och årsmedelpris för olika kraftslag för 2035 respektive 2045 för de svenska elområdena. Det erhållna elpriset är en viktig del i arbetet med att ta fram scenarierna för att verifiera att den utbyggnad som antagits är realistiskt ur ett investeringsperspektiv för producenterna. Det är dock viktigt att komma ihåg att det finns andra sätt att öka intjäningsförmågan än på dagen-före marknaden. Detta till exempel genom deltagande på övriga marknader, finansiering via så kallade PPA:er (Power Purchase Agreements) eller genom stöd- och skattesubventioner som till exempel antagits för solkraften i scenario Småskaligt förnybart. Någon form av stöd har även antagits för den havsbaserade vindkraften i scenarierna som annars skulle ha svårt att få lönsamhet, framförallt i scenario Elektrifiering förnybart 2045 för elområde SE4. Något som diskuteras alltmer i dag är till exempel kombinationslösningar med vätgasproduktion i direkt anslutning till vindkraftsparker. På detta sätt finns ytterligare möjlighet att generera intäkter utöver elpriset. Samtidigt kan andra aspekter begränsa utbyggnad av ett kraftslag trots högt erhållet elpris. Detta kan till exempel vara folklig opinion, tillståndsprocesser, konflikter gällande markanvändning, begränsningar i nätutveckling, begränsningar hos leverantörer och entreprenörer med mera. I norra Sverige har till exempel en kraftig utbyggnad av landbaserad vindkraft antagits i scenario *elektrifierat förnybart*. Trots relativt högt erhållet pris 2045 antas dock inte mer vindkraft tillkomma som en följd av ett eller flera av de olika skäl som nämndes ovan.



Figur 24. Erhållet årsmedelpris per kraftslag jämfört med årsmedelpris för el för 2035.



Figur 25. Erhållet årsmedelpris per kraftslag jämfört med årsmedelpris för el för 2045.



5 Kraftsystemet 2025, 2035 och 2045

I takt med omställningen till ett energisystem med nettonollutsläpp av koldioxid ändras också förutsättningarna för, och utmaningarna med, att upprätthålla leveranssäkerheten av el. I följande kapitel studeras konsekvenserna av utvecklingen i scenarierna närmare. Avsikten är inte att presentera exakta eller heltäckande resultat och ej heller att komma med konkreta lösningar på utmaningar. Analyserna syftar till att ge en övergripande bild av vilken riktning kraftsystemet är på väg och vilka behov som kan uppstå om inga åtgärder vidtas. Scenarierna används av Svenska kraftnät för djupare studier av utvecklingen och spelar till exempel en viktig roll i samhällsekonomiska analyser av investeringsalternativ. På Svenska kraftnät pågår ett omfattande utvecklingsarbete inom flera områden med att bland annat att anpassa stödtjänster och avhjälpande åtgärder samt ta fram nya strategier för att möta de kommande utmaningarna.

5.1 Långsiktigt överföringsbehov

Transmissionsnätet skapar förutsättningar för att effektivt kunna utnyttja systemets produktionsresurser. Den överföringskapacitet som antagits i scenarierna redovisas i kapitel 3.5.6 och bygger, för nordens del, på dagens nät tillsammans med planerade projekt. I detta kapitel undersöks de framtida behoven av ytterligare överföringskapacitet översiktligt genom att studera den marginella elmarknadsnyttan. Ett resonemang kring norrgående snittkapacitet i Sverige förs i kapitel 5.1.3. I kapitel 5.1.4 redogörs för utvecklingen av havsbaserad elproduktion i kombination utlandsförbindelser.

5.1.1 Marginalnytta för ökad överföringskapacitet

Vid antagande om en liten ökning av överföringskapaciteten mellan två elområden kan elmarknadsnyttan likställas med eventuell prisskillnad mellan områdena multiplicerad med kapacitetsökningen, så kallad marginalnytta. I realiteten är elmarknadsnyttan som störst för den första kilowatten. Nyttan avtar därefter allteftersom överföringskapaciteten ökar och prisskillnaden mellan de två områdena utjämnas. Den marginalnytta som beräknas vid en marginell kapacitetsökning bör alltså betraktas som en teoretisk övre gräns för vilken elmarknadsnytta som kan erhållas vid investeringar i överföringskapacitet som vanligtvis rör sig om flera hundra MW.

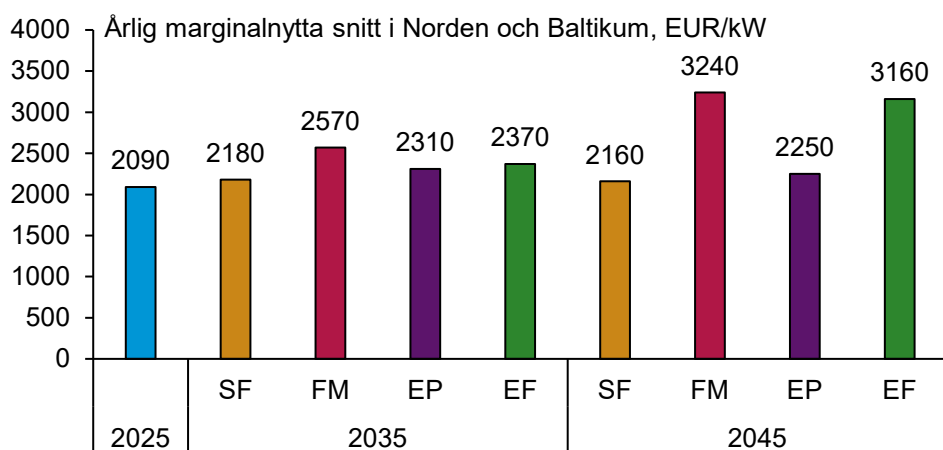
Beräkningen av marginalnytta inkluderar inte det beroende som finns mellan olika överföringssnitt. Förstärks en förbindelse kan istället en flaskhals uppstå någon annanstans som innebär att investeringen inte kan utnyttjas fullt ut. För att få en mer realistisk bild över nyttan att bygga ut eller bibehålla överföringskapaciteten behöver simuleringar utföras med och utan den faktiska potentiella kapacitetsändringen. Elmarknadsnyttan ställs sedan mot investeringskostnaden samt en bedömning av ytterligare samhällsekonomiska effekter för att avgöra om ett projekt

kan motiveras ur ett samhällsekonomiskt perspektiv. Genom att beräkna marginalnyttan för en förstärkning på en kW kan dock en indikation fås över mellan vilka elområden som stora flaskhalsar riskerar att uppstå i framtiden och där fördjupade studier bör övervägas.

I Figur 26 visas årlig marginalnytta med en extra kW i kapacitet summerat för alla snitt i Norden och Baltikum. Figuren indikerar ett generellt ökat behov av överföringskapacitet till 2035 för alla scenarier. Detta utöver de förstärkningar som presenterades i Tabell 12.

För Småskaligt förnybart medför den lägre elanvändningen (jämfört med övriga scenarier) som antagits minskade prisskillnader och behov av överföringskapacitet till 2045. Även för scenario Elektrifiering planerbart avtar marginalnyttan. Antagandet om ökad planerbar produktion, främst i underskottsområden, medför att prisskillnader utjämnas och behovet av överföringskapacitet minskar i scenariot. Dessutom sker en viss utbyggnad av transmissionsnätet även mellan 2035 och 2045, se Tabell 12.

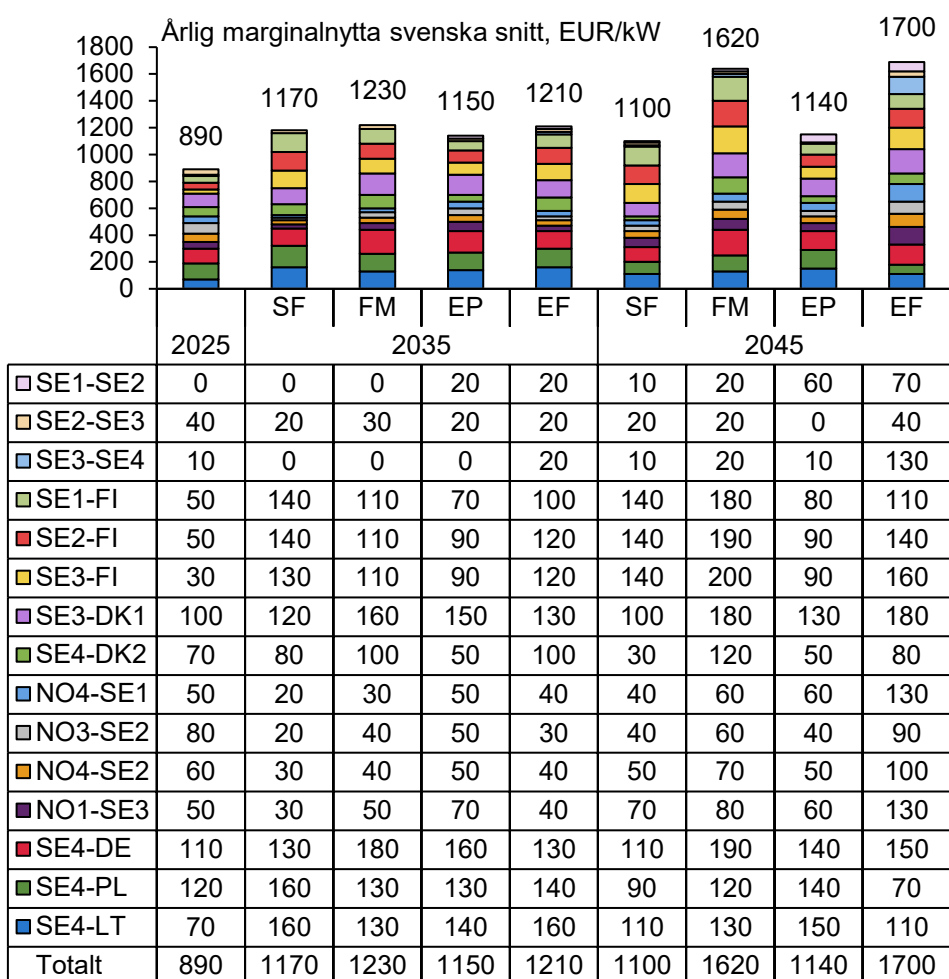
Störst behov av ökad överföringskapacitet till 2045 finns i scenario Färdplaner mixat följt av Elektrifiering förnybart. För scenario Färdplaner mixat är det bland annat prisskillnader mot kontinenten, till exempel på länkarna mellan Norge och Storbritannien där marginalnyttan uppstår. För scenario Elektrifiering förnybart är det istället interna begränsningar inom Norden som leder till den relativt höga marginalnyttan.



Figur 26. Simulerad total årlig marginalnytta per analysår vid ökning av överföringskapaciteten med en kW för alla nordiska och baltiska snitt.

I Figur 27 visas marginalnyttan fördelad på våra interna svenska snitt och snitt mellan Sverige och andra länder. Figuren visar hög marginalnytta för handelskapacitet på snitten till det europeiska synkronområdet, det vill säga till DK1, Tyskland och Polen samt även till Litauen, för samtliga scenarier. Även snitten mellan Sverige och Finland har relativt stor marginalnytta i scenarierna. I scenario

Elektrifiering planerbart och Elektrifiering förnybart uppstår en marginalnytta för stärkt överföringskapacitet för Snitt 1 och för Elektrifiering förnybart även för Snitt 4. Marginalnyttan på Snitt 1 och Snitt 4 ökar och uppkommer för samtliga scenarier 2045, men framförallt för scenario Elektrifiering förnybart och Snitt 4. Marginalnyttan härrör från de relativt frekventa flaskhalstimmar som vi såg för norrgående flöde i kapitel 4.3. I scenario Elektrifiering förnybart ser vi även en ökad nytta 2045 för överföringskapacitet mellan Sverige och Norge, med de största nyttorna mellan NO4 och SE1 respektive NO1 och SE3.



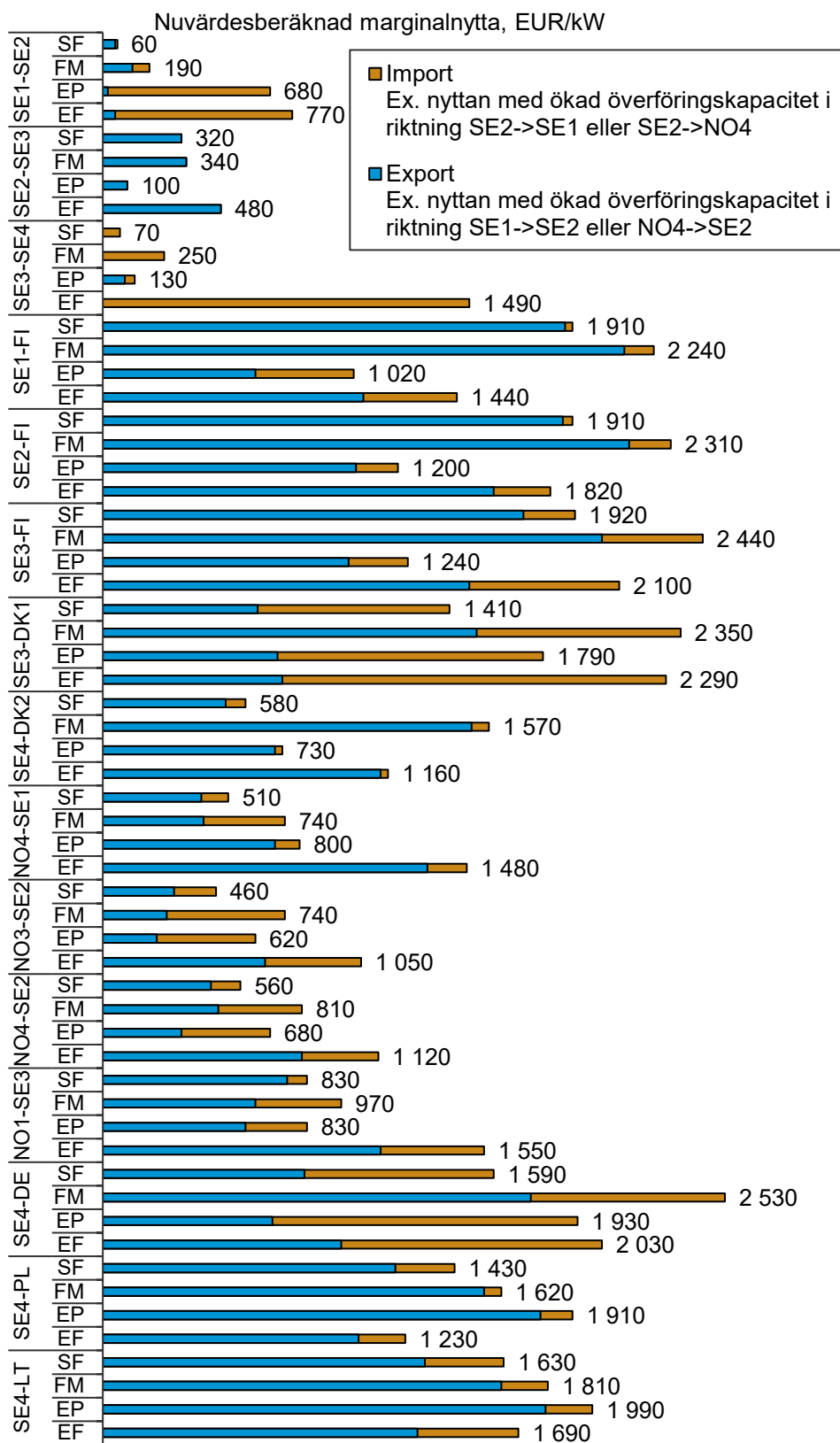
Figur 27. Simulerad årlig marginalnytta för interna svenska snitt och mellan Sverige och andra elområden vid ökning av överföringskapaciteten med en kW.

5.1.2 Nuvärdesberäknad marginalnytta

I Figur 28 har nuvärden diskonterade till 2021 med 3,5 procents real ränta beräknats utifrån den simulerade marginalnyttan från Figur 27. Beräkningarna har gjorts för en analysperiod på 40 år där kWs-förstärkningen antas komma på plats 2035. Marginalnyttan interpoleras mellan 2035 och 2045 för att därefter hållas konstant.

Nuvärdena presenteras fördelat på *import* respektive *export*, det vill säga i vilken riktning för handelsflödet som marginalnyttan uppkommer. För Snitt 1 visar resultatet att nyttan främst härrör förstärkning i södergående riktning för de två scenarierna med lägre elanvändning i SE1. För scenario Elektrifiering planerbart och Elektrifiering förnybart är det istället norrgående förstärkning som bidrar med merparten av nyttan. För Snitt 2 tillfaller hela nyttan kapacitetsökning från elområde SE2 till SE3. För Snitt 4 är det istället en norrgående kapacitetsökning, med undantag för scenario Elektrifiering planerbart, som genererar marginalnyttan.

För snitten mellan Sverige och Tyskland respektive DK1 är det ett någorlunda jämn fördelat nytta mellan import och export. För ökad handelskapacitet mellan Sverige och Finland, DK2, Polen respektive Litauen är det främst för export från Sverige som nyttan uppstår. För överföring mot Norge varierar riktningen för nyttan beroende på snitt och scenario.



Figur 28. Nuvärdesberäknad marginalnytta, uppdelad på export och import, diskonterad till 2021.

5.1.3 Norrgående snittkapacitet

I föregående avsnitt samt i redogörelsen för simulerade flöden i kapitel 4.3 kunde vi se att den norrgående överföringskapaciteten i Snitt 1 och Snitt 4 i hög utsträckning begränsar handeln i scenarierna Elektrifiering planerbart och Elektrifiering förnybart, främst för 2045. Hittills har elsystemet i Sverige präglats av stora handelsflöden från norr till söder och kapaciteten i norrgående riktning har sällan gett upphov till flaskhalsar. Utvecklingen vi ser i scenarierna, med bland annat stora industrisatsningar i norra Sverige och tillkommande produktion av havsbaserad vindkraft längs kusterna, innebär att den norrgående kapaciteten blir allt viktigare att studera.

Snittkapaciteten från SE4 till SE3 är i dag satt lägre än för södergående riktning bland annat som en följd av det interna så kallade Västkustsnittet. Flera projekt pågår för att höja kapaciteten för Västkustsnittet. Den norrgående kapaciteten i Snitt 4 skulle långsiktigt, med relativt enkla medel, kunna ökas jämfört med vad vi antagit i scenarierna. Detsamma skulle kunna gälla för norrgående kapacitet för Snitt 1. Förändringar av snittkapaciteterna behöver dock studeras utförligt för de olika scenarierna i Svenska kraftnäts verktyg för nätanalyser innan en eventuell annan nivå kan antas i den långsiktiga planeringen. Det är bland annat sådana här utredningsbehov som den långsiktiga marknadsanalysen syftar till att identifiera.

5.1.4 Utlandsförbindelser i kombination med elproduktion till havs

Utbyggnaden av havsbaserad vindkraft har pekats ut av Europeiska kommissionen som en viktig pusselbit för att EU ska uppnå klimatneutralitet 2050¹⁹. Den 30 september 2020 tecknade representanter för regeringarna i Sverige, Finland, Danmark, Estland, Lettland, Litauen, Tyskland och Polen en överenskommelse om utökat samarbete kring havsbaserad vindkraft: *Baltic Sea Offshore Wind Joint Declaration*. Överenskommelsen innebär i korthet att länderna gemensamt ska planera för vindkraftsparker till havs integrerade med förbindelser för överföring av el mellan länderna. Ansvariga systemoperatörer kring Östersjön, däribland Svenska kraftnät, undertecknade därefter, den 17 december 2020, en avsiktsförklaring för ett samarbete kring planeringen av ett havsbaserat transmissionsnät i Östersjön.

Den 2 februari 2021 presenterade Sveriges regering ett förslag om minskade anslutningskostnader för elproduktion till havs. I korthet innebär förslaget att Svenska kraftnät, genom tillägg i 3 § förordningen (2007:1119) med instruktion för Affärsverket svenska kraftnät, får ansvaret för att bygga ut transmissionsnät till områden inom Sveriges sjöterritorium där det finns förutsättningar för att ansluta flera elproduktionsanläggningar. Utbyggnaden av transmissionsnätet ska göras om

¹⁹ European Commission 2020: An EU Strategy to harness the potential of offshore renewable energy for a climate neutral future. Finns för nedladdning: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/offshore_renewable_energy_strategy.pdf.

det främjar uppfyllelsen av Sveriges mål om förnybar elproduktion och finansieras via nättariffen. Förordningen föreslås träda i kraft den 1 augusti 2021. Den 14 april 2021 undertecknade sju systemoperatörer, däribland Svenska kraftnät, ett samarbetsavtal för lansering av *Eurobar*, ett initiativ för sammankoppling av havsbaserade vindkraftsparker i hela Europa. Målet med Eurobar är att effektivt och säkert integrera havsbaserad vindkraft i det europeiska transmissionsnätet.

Med andra ord är det mycket som pågår gällande utbyggnaden av transmissionsnät till havs vilket har potential att förändra spelplanen för aktörer i kraftsystemet. Utbyggnaden av havsbaserad vindkraft varierar i scenarierna mellan 1,4 och 28,5 GW för Sverige 2045. Samtliga parker antas vara radiellt anslutna till Sveriges fastland. Elproduktionen till havs skulle även genom elektrolys kunna omvandlas till vätgas för att sedan transporteras via gasledning eller fraktfartyg (till exempel efter omvandling till ammoniak) till fastlandet. Framöver kommer Svenska kraftnät utföra fördjupade studier kring hur potentiella utlandsförbindelser kombinerat med elproduktion till havs påverkar samhällsnyttan med investeringar. Studier av detta är dock inget som utförts inom ramen för LMA2021. Vid stor utbyggnad av havsbaserad vindkraft behöver Svenska kraftnät också ta i beaktning eventuella snedbelastningar i transmissionsnätet och överlastar som kan uppstå vid stor vindkraftsproduktion längs Sveriges sydliga och östra kust.

5.2 Effekttillräcklighet

Effekttillräcklighet avser möjligheten att tillgodose effektbehovet vid varje tillfälle. Effektbehovet för ett elområde behöver täckas av inhemsk produktion, efterfrågeflexibilitet och import. Räcker inte detta till måste elförbrukning kopplas bort i elområdet. Manuell förbrukningsbortkoppling har ännu aldrig behövt göras i Sverige.

En åtgärd som Svenska kraftnät kan använda i dagsläget är att aktivera den på förhand upphandlade effektreserven. Effektreserven utgörs i dag av det oljeeldade Karlshamnsverket och finns tillgänglig för att understödja effekttillräckligheten mellan den 16 november och den 15 mars. Lagen om effektreserv gäller fram till mitten av mars 2025 och efter det krävs omprövning om denna reserv ska vara kvar. I scenarierna antas att ingen effektreserv finns tillgänglig från och med 2025.

Två metoder har använts för att bedöma effekttillräckligheten i scenarierna: en probabilistisk och en statisk metod. Den probabilistiska metoden simulerar hela det nordeuropeiska elsystemet med import och export mellan elområden. Slumpmässiga avbrott (baserad på historisk data) appliceras på produktion och överföringsförbindelser. Metoden är stokastisk vilket innebär att ett stort antal simuleringar krävs. I denna rapport presenteras i huvudsak medelvärdet från dessa simuleringar, vilket är standardmättet för denna typ av metod, men även en del detaljerade resultat visas. Effekttillräckligheten kan också bedömas med den så kallade statistiska metoden som sedan länge används i rapporten *Kraftbalansen på den svenska elmarknaden* (Kraftbalansrapporten), som Svenska kraftnät publicerar årligen på uppdrag av regeringen. Den statistiska metoden beskriver skillnaden mellan antagen tillgänglig inhemsk produktion och elförbrukning under timmen med högst elanvändning. Metoden kan därför anses bedöma importbehovet, snarare än risken för effektbrist.

Historiskt, till exempel i Kraftbalansrapporten, har effekttillräcklighet analyserats för vintermånader och för hög elanvändning då de mest ansträngda timmarna vanligtvis har inträffat. Stängningen av kärnkraft och revisioner i kvarvarande reaktorerna i kombination med arbeten i nätet som reducerar överföringskapacitet innebär dock att vi i dag ser utmaningar med effekttillräckligheten även sommartid i södra Sverige. Den probabilistiska metoden tar hänsyn till detta i och med att effektbrist simuleras för alla årets timmar, men med den statistiska metoden i LMA2021 studeras enbart utmaningar med effekttillräcklighet vintertid²⁰.

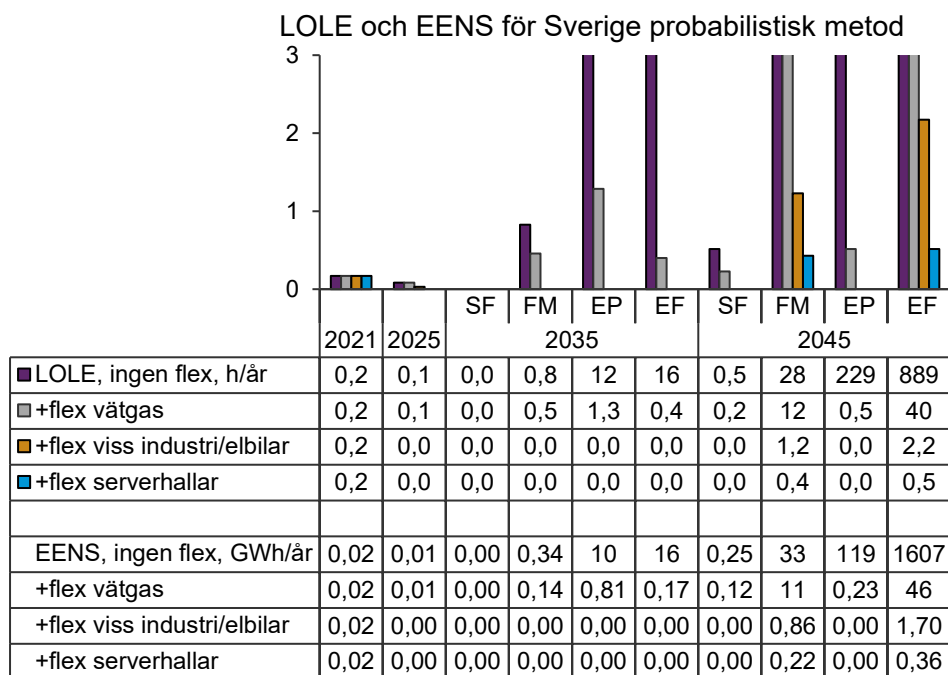
²⁰ Nytt för årets Kraftbalansrapport, som ska publiceras 31 maj 2021, är dock att en bedömning över sommarens driftsäkerhet ska inkluderas i enlighet med *Regleringsbrev för budgetåret 2021 avseende Affärsverket svenska kraftnät*. Detta är dock inget som studerats i LMA2021.

5.2.1 Effekttillräcklighet enligt probabilistisk metod

För den probabilistiska metoden används elmarknadsmodellen BID3. Genom att simulera varje timme och jämföra tillgänglig produktionskapacitet och importmöjlighet med förbrukningen kan risken för effektbrist utvärderas för varje elområde. De 35 väderåren har simulerats sju gånger vardera med timupplösning. Varje analysår simuleras alltså 245 gånger och för över två miljoner timmar. Detta för att få ett säkrare statistiskt underlag då avbrott i produktionsanläggningar och överföringsförbindelser skapas slumpmässigt för varje simulering enligt inmatade avbrottstal²¹. När produktion och import inte räcker till uppstår effektbrist, vilket presenteras som LOLE (Loss Of Load Expectation) och EENS (Expected Energy Not Served). LOLE mäts i antal timmar per år med effektbrist. I verkligheten motsvaras det av lastfrånkoppling. EENS redovisas i antal GWh elenergi per år som inte kan levereras under bristtimmarna. Modellen minimerar effektbrist i elsystemet som helhet vilket kan leda till överoptimering och därmed en underskattning av risken för effektbrist. Inte heller tas eventuella interna nätbegränsningar (förutom snitten) i beaktning och ingen ekonomisk hänsyn tas — så länge överföringskapacitet finns så kommer tillgänglig effekt flyttas till där den efterfrågas, oavsett pris.

I Figur 29 visas den simulerade effektbristen i modellen för ökande nivå av flexibilitet (för varje ”rad” läggs ytterligare flexibilitet på jämfört med raden ovan). Nivån *flex vätgas* avser både behovet för järn- och stålindustrin och antagen vätgas för bland annat framställning av gröna bränslen (det vill säga kategorin *El till vätgas* i Tabell 6). För andel flexibel industri och flexibel elbilsladdning per scenario se Figur 9. Notera att den lodräta axeln i Figur 29 är kapad vid 3 h/år.

²¹ Antal % av tiden under ett år som en anläggning eller överföringsförbindelse i genomsnitt är oplanerat otillgänglig. Avbrottstalen är kopplade till anläggningstyp respektive förbindelsetyp.



Figur 29. Modellerad genomsnittlig effektbrist (timmar per år) vid ökande nivå av flexibilitet. Notera att den lodräta axeln är kapad vid 3 h/år. Även rader för effektbristens volym (GWh per år för Sverige totalt) visas i datatabellen men inte som staplar.

Modellresultaten visar att flexibilitet är nödvändig för ett fungerande system år 2045 för majoriteten av scenarierna i LMA. Detta är inte speciellt förvånande givet den kraftiga ökningen av elbehovet. Scenario Småskaligt förnybart, som har lägst elanvändning och mer batterikapacitet, utgör ett undantag. Antagandena om flexibilitet är dock en stor osäkerhetsfaktor och de olika nivåerna av flexibilitet leder till stora skillnader i simulerad effektbrist. Exempelvis blir otillräckligheten i scenarierna Färdplaner mixat och Elektrifiering förnybart inte försumbara om serverhallar inte kan anses flexibla (1,2 respektive 2,2 timmar per år), vilket är klart sämre än i dagens system.

En förenkling i modellen är att eventuell begränsad uthållighet i flexibla förbrukare inte beaktas, exempelvis om serverhallar har batterier som bara räcker i några timmar, men efter detta behöver återgå till att försörja verksamheten med el från elnätet.

Flest timmar med effektbrist för de tre simuleringarna som inkluderar olika antagandena om flexibel elanvändning, uppstår i regel i elområde SE3 och SE4. Majoriteten av tiden inträffar dock effektbrist i hela landet samtidigt. Exempelvis blir den årliga simulerade effektbristen i scenario Elektrifiering förnybart 0,4 timmar i norra Sverige och 0,5 timmar i södra Sverige för nivån med mest flexibel användning 2045. För huvudparten av timmarna med effektbrist är det alltså inte den interna överföringskapaciteten som är den begränsande faktorn. Istället är det begränsad tillgänglig produktion, eller begränsade importmöjligheter från

elområden utanför Sverige som leder till effektbrist. Även för simuleringen utan någon flexibel elanvändning uppstår för 2035 effektbrist i hela landet samtidigt i scenarierna. För scenario Elektrifiering planerbart och Elektrifiering förnybart 2045 är det dock istället i SE1 som flest timmar med effektbrist förekommer. Figur 29 visar den högre siffran när effektbristen i tid skiljer sig mellan svenska elområden.

Inget nationellt mål för effekttillräcklighet finns i nuläget, men Energimarknadsinspektionen arbetar med att ta fram en tillförlitlighetsnorm på uppdrag av regeringen som del av implementeringen av förordning 2019/943 om den inre marknaden för el.

Mer detaljerat resultat för simuleringarna med den probabilistiska metoden visas i Tabell 14 där:

- > *Andel bristår* anger i hur stor del av de 245 simuleringarna som någon effektbrist uppstår,
- > *Bristtimmar vid bristår* redogör för hur många timmar brist det i genomsnitt är under de simuleringar som effektbrist uppstår och
- > *Medelbrist vid bristimme* visar hur stor den genomsnittliga bristen i MW är de timmar då brist uppstår.

Vidare presenteras effektbristen i MW för 90:e (vart tionde år), 95:e (vart tjugonde år) respektive 100:e (max) percentilen för de 245 simuleringarna, se *Maxbrist per X år*. Det detaljerade resultatet i tabellen avser simuleringsresultatet för Sverige.

Tabellen visar att utan flexibilitet i elanvändning 2045 så får Sverige effektbrist under många timmar för samtliga 245 simuleringsår i scenario Elektrifiering planerbart och Elektrifiering förnybart. Detsamma gäller majoriteten av simuleringarna för scenario Färdplaner mixat. När flexibilitet för elbehovet till vätgasproduktion läggs till minskar andelen simuleringsår med effektbrist främst för scenario Elektrifiering planerbart, men är fortsatt på höga nivåer för Färdplaner mixat och Elektrifiering förnybart 2045.

För 2035 uppstår brist för flest simuleringsår i scenario Elektrifiering planerbart. Skillnaden mot Elektrifiering förnybart beror på att scenariot har mindre produktionskapacitet samt att elbehovet till vätgas är lägre och att det därmed finns mindre möjligheter till flexibilitet.

Med ökade möjligheter till flexibilitet avtar briståren, men effektbrist uppstår fortfarande i fjorton procent av simuleringsåren under 2045 i scenario Färdplaner mixat och Elektrifiering förnybart för nivån med mest flexibel elanvändning.

Ingen flex, MW	2035				2045			
	SF	FM	EP	EF	SF	FM	EP	EF
LOLE (h/år)	0,0	0,8	12	16	0,5	28	229	889
Andel bristår (%)	0,0	26	66	74	11	91	100	100
Bristtimmar vid bristår (h)	0,0	3,2	18	22	4,5	31	229	889
Medelbrist vid bristtimme	0,0	406	816	996	491	1175	520	1778
Maxbrist per 10 år	0,0	618	2388	3320	117	4175	5258	11886
Maxbrist per 20 år	0,0	779	2875	3827	801	4676	5698	12807
Maxbrist per 245 år	0,0	1183	3378	4385	1188	4925	6118	13070

Flex 1: vätgas, MW	2035				2045			
	SF	FM	EP	EF	SF	FM	EP	EF
LOLE (h/år)	0,0	0,5	1,3	0,4	0,2	12	0,5	40
Andel bristår (%)	0,0	20	26	11	6	66	14	97
Bristtimmar vid bristår (h)	0,0	2,3	5,0	3,5	4	18,1	3,6	41,7
Medelbrist vid bristtimme	0,0	297	632	424	503	948	456	1137
Maxbrist per 10 år	0,0	302	716	306	-613	3249	360	4537
Maxbrist per 20 år	0,0	604	1595	779	298	3491	983	5436
Maxbrist per 245 år	0,0	729	1776	968	924	4360	1405	6788

Flex 2: även vissa elbilar/industrier, MW	2035				2045			
	SF	FM	EP	EF	SF	FM	EP	EF
LOLE (h/år)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	0,0	2,2
Andel bristår (%)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	29	0,0	37
Bristtimmar vid bristår (h)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,3	0,0	5,8
Medelbrist vid bristtimme	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	703	0,0	784
Maxbrist per 10 år	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1008	0,0	1363
Maxbrist per 20 år	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1403	0,0	2338
Maxbrist per 245 år	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2445	0,0	3573

Flex 3: även serverhallar, MW	2035				2045			
	SF	FM	EP	EF	SF	FM	EP	EF
LOLE (h/år)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,5
Andel bristår (%)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	14	0,0	14
Bristtimmar vid bristår (h)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0	0,0	3,6
Medelbrist vid bristtimme	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	506	0,0	695
Maxbrist per 10 år	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	212	0,0	296
Maxbrist per 20 år	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	603	0,0	1061
Maxbrist per 245 år	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1552	0,0	2282

Tabell 14. Detaljerade simuleringsresultat från den probabilistiska metoden för effektbrist. *Andel bristår* anger i hur stor andel av de 245 simuleringarna som någon effektbrist uppstår. *Bristtimmar vid bristår* redogör för hur många timmar brist det i genomsnitt är under de simuleringar som effektbrist uppstår. *Medelbrist vid bristtimme* visar hur stort den genomsnittliga bristen i MW är för Sverige de timmar då brist uppstår. I de tre nivåerna för *Maxbrist per X år* presenteras effektbristen i MW för Sverige för 90:e (vart tionde år), 95:e (vart tjugonde år) respektive 100:e (max) percentilen för de 245 simuleringarna.

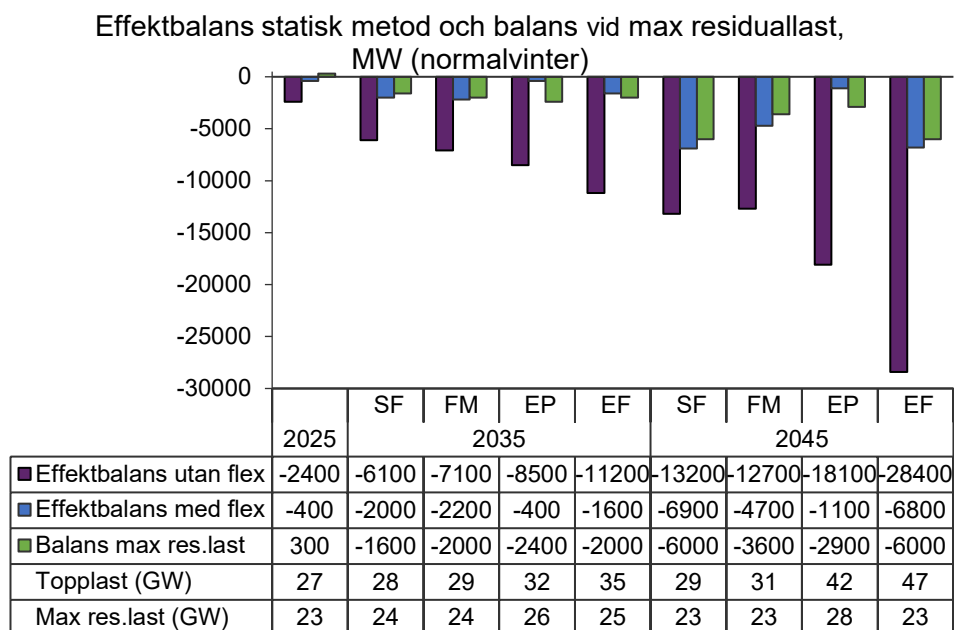
5.2.2 Effekttillräcklighet enligt statistisk metod

I den statistiska metoden uppskattas topplasten (vinterns högsta förbrukning) med hjälp av årsmedelbehovet av el och en historisk förbrukningsprofil. Genom att jämföra förväntad tillgänglig produktion²² med topplasten erhålls en effektbalans. Import och export beaktas inte. Om effektbalansen är negativ måste återstående effektbehov täckas med import från elområden utanför Sverige. Effektbalansen med denna metod är alltså framförallt ett mått på importbehovet. I förlängningen säger effektbalansen också något om marginaler till lastfrånkoppling, då det inte alltid går att importera.

Uppskattningen av topplasten med den statistiska metoden är inte anpassad för ett kraftsystem med hög andel flexibel förbrukning och har kompletterats för scenarierna i LMA2021. Utöver den traditionellt beräknade effektbalansen redovisas därför ytterligare en effektbalans där vi istället jämför simulerad maximal residuallast (se kapitel 5.3.1) med tillgänglig planerbar produktion. Antagen priskänslighet (flexibilitet) för elanvändningen tas då i beaktning såväl som vindkraftsproduktionen för aktuell timme. Timmen med störst behov av planerbar kraft undersöks istället för timmen med högst effektbehov (den ”traditionella” topplasttimmen). Planerbar produktion uppskattas på samma sätt som i den statistiska metoden med tillgänglighetstal. Eftersom priskänslighet beaktas minskar viss elanvändning till exempel för vätgasproduktion vid högt pris och effektbalansen blir mer positiv med denna modifierade metod. Den maximala residuallasten tas fram för en normalvinter vilket innebär att medelvärdet över de 35 väderråren beräknas.

I Figur 30 presenteras effektbalansen för Sverige med traditionell statistisk metod (baserad på uppskattad topplastimme) och balansen med den kompletterande metoden (för timmen med högst residuallast). För traditionell metod visas balansen både utan flex och med flex. För den senare har antagen flexibel elanvändning, för samtliga tre flexnivåer från kapitel 5.2.1, dragits av innan beräkningen för topplasttimmen görs. För information visar tabellen under diagrammet även simulerad topplast och maximal residuallast för en normalvinter. Dessa behöver inte inträffa vid samma timme eftersom vind- och solkraftsproduktionen varierar.

²² Tillgänglig produktion beräknas som installerad effekt gånger tillgänglighetstalet för kraftslaget. För vattenkraft, kärnkraft, kraftvärme och vindkraft är tillgänglighetstalen 82, 90, 77 och 9 procent. Detta anger alltså tillgänglighet under just topplasttimmen och inte generellt över året eller vintern.



Figur 30. Effektbalans i Sverige vid topplasttimme och balans vid maximal residuallast. Även effektbalansen utan antagande om flexibilitet i elanvändningen redovisas, samt den simulerade topplasten respektive maximala residuallasten i tabellen under diagrammet.

Även när flexibel elanvändning inkluderas visar analysen på stort importbehov vid en topplasttimme år 2045, särskilt för scenarierna Småskaligt förnybart och Elektrifiering förnybart. Även för 2035 är importbehovet stort, men skillnaderna mellan scenarierna är mindre. För en tioårsvinter²³ är effektbalansen 1 000 till 1 400 MW sämre beroende på scenario och analysår både för den traditionella och den kompletterande metoden. Den traditionella metoden med flex, och den kompletterande metoden med max residuallast visar någorlunda liknande siffror.

Hur problematiskt ett importbehov på omkring 6 000 MW en normalvinter kan bli (eller drygt 7 000 MW en tioårsvinter) år 2045 är svårt att bedöma, men jämfört med dagens situation försämras effekttillräckligheten. Den totala importkapaciteten till Sverige i scenarierna för 2045 är cirka 11 700 MW, men möjligheten till import är bland annat beroende av att förbindelserna är tillgängliga och att det finns produktionskapacitet som kan exporteras till Sverige. Traditionell statisk metod utan flex ger ett extremt stort importbehov vilket ytterligare visar på vikten av flexibilitet i elanvändningen.

Nettoimport under topplasttimmen är i sig ingenting ovanligt. Vid topplasttimmarna under åren 2010 till 2020 har nettoimporten till Sverige i genomsnitt varit 1 300 MW. Det betyder inte att importbehovet nödvändigtvis var så stort. El

²³ En tioårsvinter är en kallare vinter som återkommer i genomsnitt en gång per tio år. Med kallare väder ökar elbehovet och topplast och residuallast blir därmed större. Skillnaden består i huvudsak av uppvärmning, så mycket av det tillkommande elbehovet (vätgas, elbilar, elintensiv industri) påverkas bara marginellt av vintertyp.

importeras trots att produktionsresurser finns tillgängliga inom landet om den importerade elen är billigare. Hur stor mängd produktion som kan finnas tillgänglig i kringliggande elområden för import till Sverige vid ansträngda situationer är svårt att bedöma. Både tillgänglig produktion och överföringskapacitet krävs. Den probabilistiska metoden försöker fånga detta komplicerade samband genom att för varje timme simulera produktion, förbrukning, avbrott och kraftflödet mellan elområden och länder.

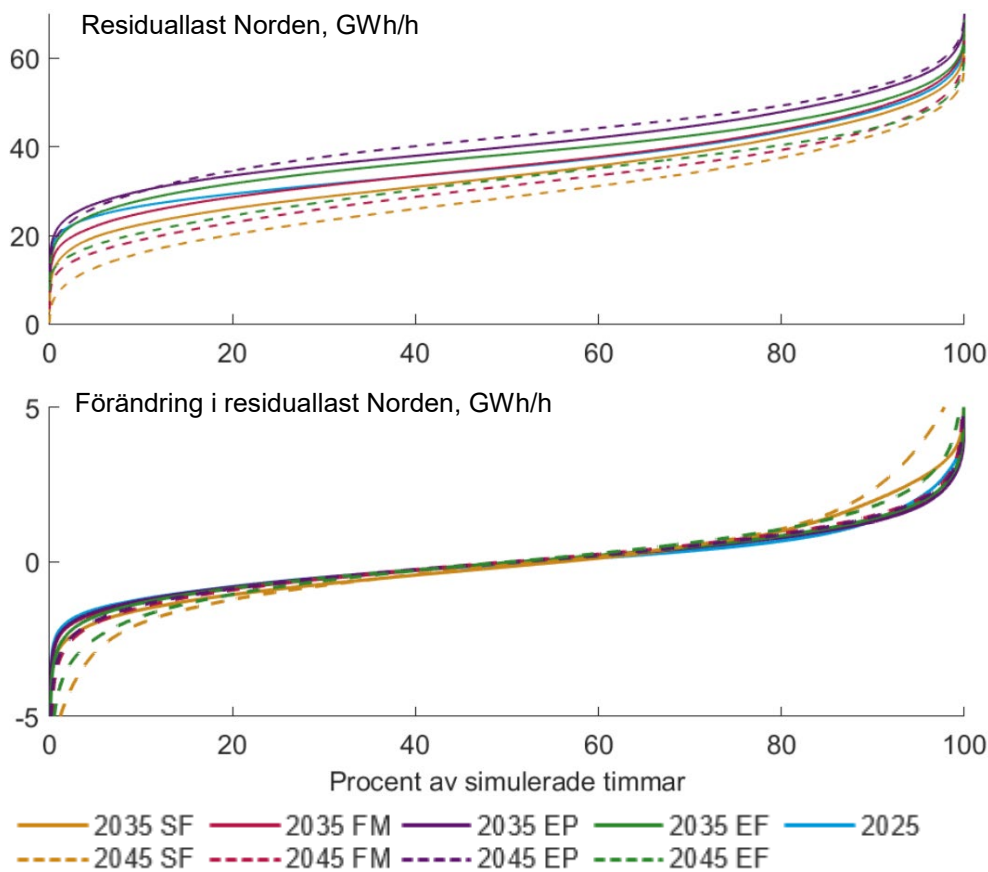
5.3 Förutsättningar för balansering

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 en ny balanseringsmodell för att kunna hantera de kommande utmaningarna. I följande kapitel studeras scenarierna närmare ur ett balanseringsperspektiv och uppmärksammar några framtida utmaningarna i kraftsystemet.

5.3.1 Residuallast i Norden

Ett sätt att beskriva kraftsystemets balanseringsbehov är att studera residuallasten och hur denna varierar. Residuallasten definieras i den här rapporten som differensen mellan simulerad elanvändning inklusive eventuell flexibilitet och elproduktion från vind- och solkraft exklusive eventuellt spill. Spillet som uppstår i simuleringen (se Figur 10) har alltså dragits bort från vind- och solkraftsproduktionen för analysen av residuallasten. Residuallasten ger en bild av vilket underskott eller överskott som behöver hanteras av planerbar produktion, import eller export för att bibehålla balansen i kraftsystemet. Desto större förändringar i residuallasten som sker från en timme till den andra, desto mer utmanande blir det att balansera utbudet och efterfrågan för varje tidpunkt och upprätthålla god frekvenskvalitet.

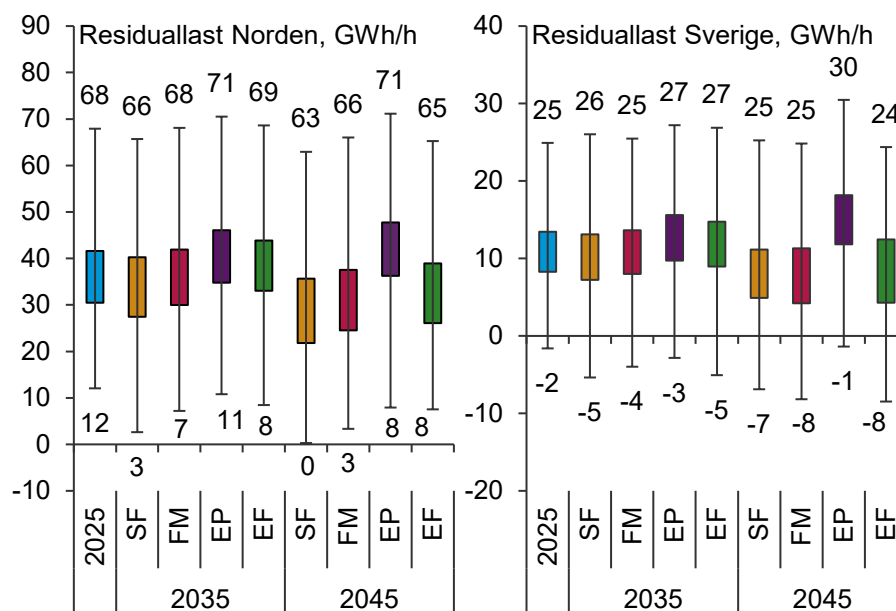
Överst i Figur 31 visas residuallasten för synkrona Norden ordnat från lägsta till högsta timvärde över de simulerade väderåren. Nederst i figuren visas på samma sätt förändringen i residuallasten från en timme till nästa. Notera att den lodräta axeln kapats i den nedre grafen för att öka läsbarheten. Figurerna visar att residuallasten generellt minskar i scenarierna till 2045 i och med den kraftiga utbyggnaden av förnybar elproduktion. Undantaget är scenario Elektrifiering planerbart där residuallasten i regel ligger högre än 2025 och de övriga scenarierna. Variationen i residuallasten ökar i scenario Småskaligt förnybart och Elektrifiering förnybart, de scenarier som har 100 procent förnybar elproduktion 2045.



Figur 31. Övre diagrammet visar simulerad total residuallast i synkrona Norden per timme ordnat från lägsta till högsta värde. Nedre diagrammet visar förändring i residuallast från en timme till nästa timme där den lodräta axeln är kapad för att öka läsbarheten.

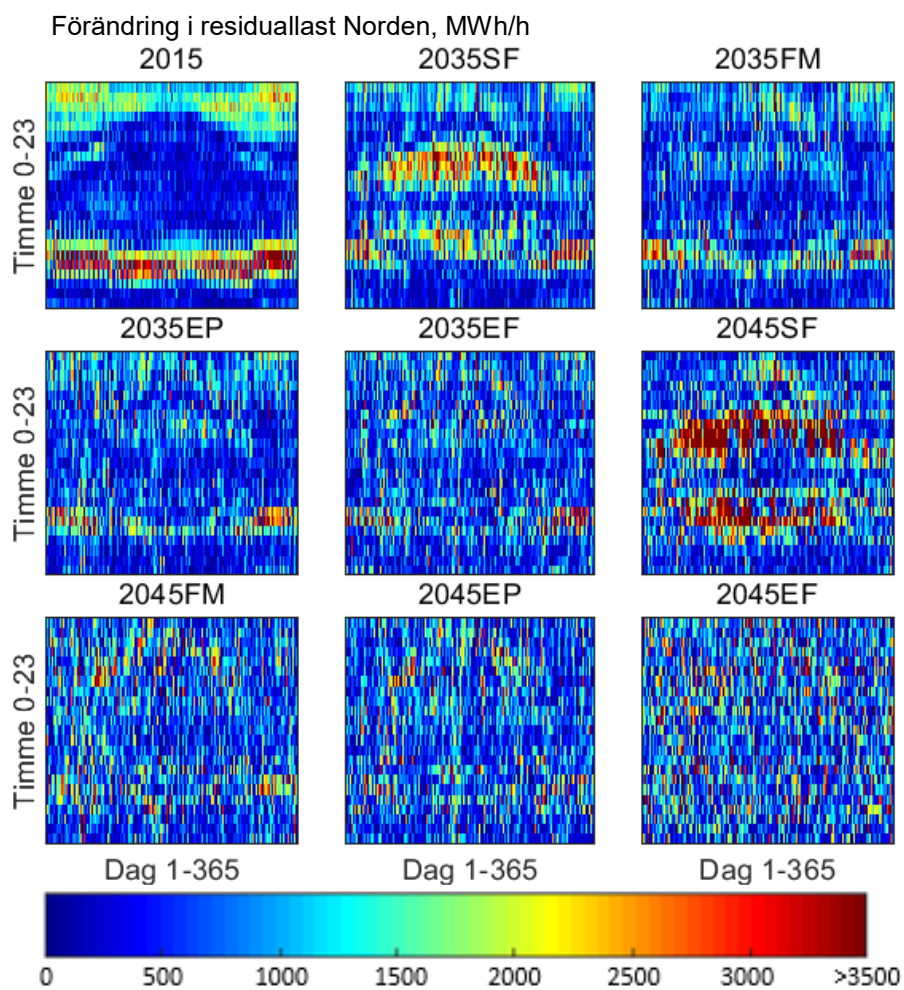
Det kan vara svårt att urskilja de högsta och lägsta värdena på residuallasten i Figur 31. Dessa kan dock vara intressanta att studera då den högsta residuallasten visar på vilken elanvändning som kvarstår att täckas med planerbar produktion eller import. Negativ residuallast innebär att produktionen från sol- och vindkraft överstiger elanvändningen och behöver exporteras eller spillas för att upprätthålla balansen i kraftsystemet. I Figur 32 har därför den största och minsta residuallasten för en enskild timme skrivits ut som dataetiketter. Till vänster i figuren redovisas residuallasten för synkrona Norden och till höger för Sverige. Notera att maximal residuallast skiljer sig från den som redovisades i samband med den statistiska metoden för effekttillräcklighet (se Figur 30) eftersom värdet för en normalvinter då beräknades. "Boxen" i diagrammet visar residuallasten för 75:e respektive 25:e percentilen. Den maximala residuallasten förändras måttligt i scenarierna trots att elanvändningen ökar. Utbyggnaden av vind- och solkraft, samt flexibilitet i elanvändningen väger med andra ord upp det ökade behovet av el. Däremot blir den minsta residuallasten generellt lägre för alla analysår jämfört med 2025, undantaget scenario Elektrifiering planerbart 2045. Scenario

Elektrifiering planerbart har generellt högre residuallast i och med att en lägre produktion från vind- och solkraft antagits i förhållande till elanvändningen.



Figur 32. Residuallast i synkrona Norden (till vänster) och Sverige (till höger). De svarta staplarna med dataetiketter visar största respektive lägsta residuallasten över alla simulerade timmar. "Boxarna" visar spannet mellan 75:e respektive 25:e percentilen.

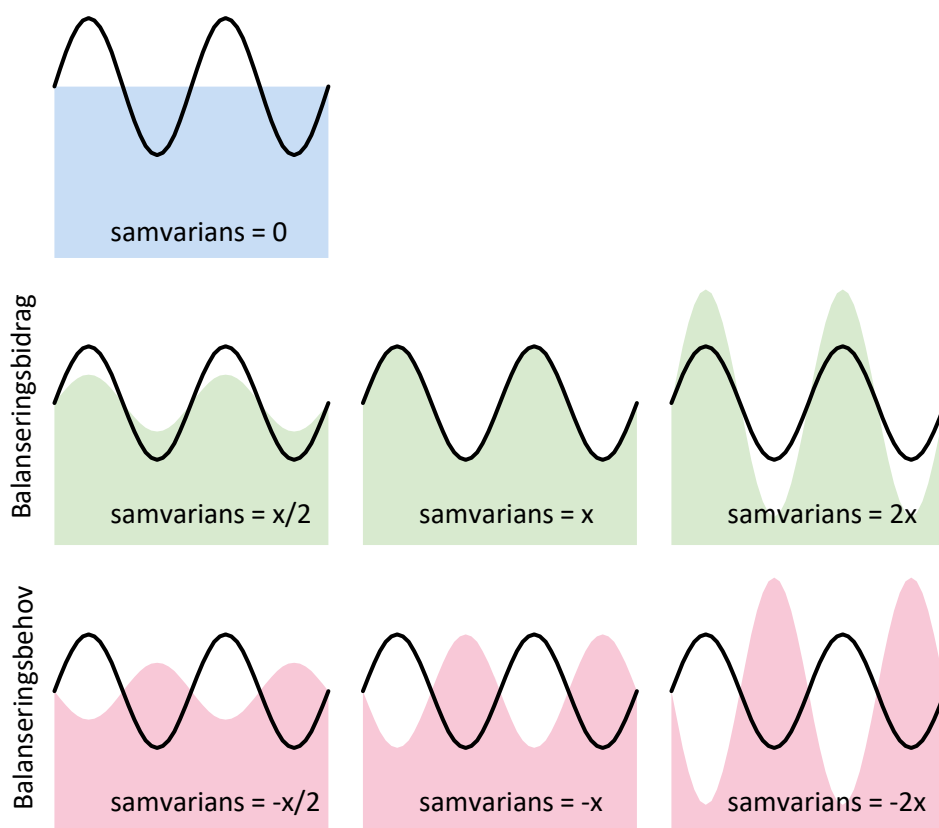
Förändringen i residuallast från en timme till nästa har även plottats i en så kallad värmekarta, se Figur 33. Simuleringsresultat för "normalåret" 1998 har använts, men samma trend kan ses för övriga väderår. Årets dygn är plottade på de horisontella axlarna och dygnets timmar på de vertikala axlarna. Även det historiska utfallet för 2015 visas som jämförelse. För 2015 kan vi se en tydlig rampning i elanvändning på morgonen och en lite mer utspridd rampning på kvällen. I figuren för scenario Småskaligt förnybart framgår tydligt hur produktionen från solkraft påverkar variationen i residuallasten. Framförallt för 2045 då solkraften producerar allt mer under förmiddagen då solen stiger för att sedan minska i produktion på eftermiddagen då solen går ned för dagen. Generellt kan vi se att värmekartorna blir mer plottriga än i dag. I princip finns inga spår kvar av det ursprungliga mönstret för 2015 i scenario Elektrifiering förnybart 2045. Det innebär att förändringarna i residuallasten blir mindre förutsägbara än i dag. Detta ställer krav på flexibla resurser och automatiserade processer i kontrollrummet för att hantera variationerna. I följande avsnitt studeras vilka inslag i kraftsystemet som hjälper till att balansera systemet.



Figur 33. Förändring i residuallast i synkronområdet för årets timmar. Årets dygn är plottade på den horisontella axeln och dygnets timmar på den vertikala axeln. För analysåren visas väderåret 1998 men liknande resultat erhålls oavsett simulerat väderår.

5.3.2 Balanseringsbidrag/-behov i Norden

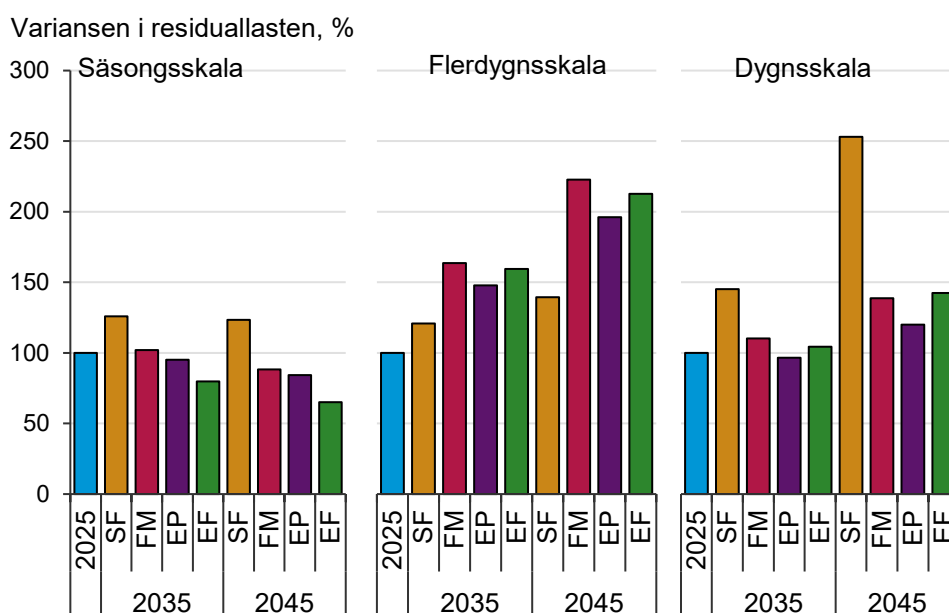
Genom att studera hur handelsflöden, produktion och elanvändning samvarierar med residuallasten kan en bild fås över vad som bidrar till att balansera kraftsystemet. En illustration över samvariation (*kovarians*) presenteras i Figur 34. Den svarta sinuskurvan föreställer residuallasten och ytan därunder 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 balanseringsbidrag²⁴. I denna analys studeras balanseringsbehov och -bidrag för det nordiska synkronområdet.



Figur 34. 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.

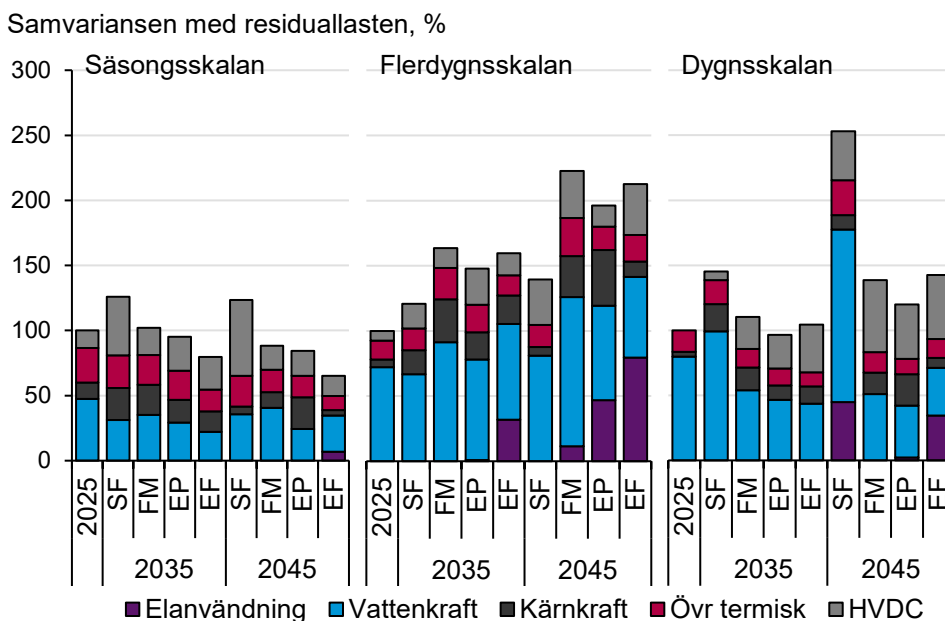
²⁴ Svenska kraftnät, Energimyndigheten och Havs- och vattenmyndigheten 2016: Vattenkraftens reglerbidrag och värde för elsystemet (ER 2016:11). Finns för nedladdning: <https://www.energimyndigheten.se/contentassets/0470e9ec1c58479093f161e614adb474/vattenkraftens-reglerbidrag-och-varde-for-elsystemet.pdf>.

Variationerna i residuallasten sker över flera tidsskalor, från kort (sekundnivå) till lång (år), vilket ställer olika krav på egenskaper hos de resurser som ska hantera variationerna. I detta avsnitt studeras variansen för residuallasten över tre olika tidshorisonter: 365 dygn (säsongsskalan), 28 dygn (flerdygnskalan) respektive ett dygn (dygnskalan). Variansen för det nordiska synkronområdet presenteras i Figur 35. Värdena har normerats mot balanseringsbehovet år 2025 som satts till 100 procent. Analysresultatet för balanseringsbehovet diskuteras i slutet av detta kapitel tillsammans med balanseringsbidraget som presenteras i nästa stycke.



Figur 35. Variansen i den nordiska residuallasten över tre olika tidsperioder vilket utgör det så kallade balanseringsbehovet. Variansen presenteras som förändringen jämfört med variansen år 2025 som satts till 100 procent.

För vardera av de planerbara kraftslagen, elanvändningen och för summan av handelsflödet på HVDC-förbindelserna till synkronområdet, har samvariansen med residuallasten beräknats. Analysen ger en bild över hur dessa bidrar till att balansera residuallasten. I Figur 36 presenteras resultatet av analysen för synkrona Norden. Värdena har normerats mot balanseringsbidraget år 2025 som satts till 100 procent.



Figur 36. Samvariansen med residuallasten för olika kraftslag och elanvändning i synkrona Norden samt import/export in till området, det så kallade balanseringsbidraget. Balanseringsbidraget presenteras som förändringen jämfört med år 2025 som satts till 100 procent.

En sammanfattning av analysresultaten för balanseringsbehovet och -bidraget presenteras nedan:

- > **Säsongs-skalan:** För scenario Småskaligt förnybart ser vi ett ökat balanseringsbehov på säsongs-skalan. Detta beror på den stora utbyggnaden av solkraft som främst producerar el under sommarhalvåret. Variansen i scenariot under året blir därför större än för 2025 och övriga scenarier. För övriga scenarier minskar balanseringsbehovet. Anledningen är bland annat att produktionen från vindkraften är mer jämn under årets veckor jämfört med till exempel solkraft. Vindkraften genererar dessutom i regel mer under vinterhalvåret då även elanvändningen är hög. En annan orsak till att variansen i residuallasten minskar är att den tillkommande elanvändningen i scenarierna antas vara mer flexibel än dagens elanvändning. Produktionen av vätgas sker till exempel vid låga priser vilket oftast sammanfaller med stor produktion av förnybara kraftslag. I scenario Elektrifiering förnybart kan vi t.o.m. se att elanvändningen samvarierar med residuallasten i viss utsträckning och utgör alltså ett balanseringsbidrag på säsongs-skalan. De planerbara kraftslagen bidrar alla till att balansera residuallasten och ett stort balanseringsbidrag står handel på utlandsförbindelserna för.
- > **Flerdygnsskalan:** Balanseringsbehovet ökar för samtliga scenarier på flerdygnsskalan jämfört med 2025. Mellan perioder på flera veckor kan vindkraftsproduktionen variera stort med stora skillnader i residuallasten som följd. Även på flerdygnsskalan bidrar den flexibla elanvändningen till

balanseringen av residuallasten. Av de planerbara kraftslagen är det framförallt vattenkraften som hjälper till att balansera det ökade behovet.

- > **Dygnsskalan:** På dygnsskalan medför utvecklingen i scenario Småskaligt förnybart ett ökat balanseringsbehov. Skillnaden i produktionen från solkraften mellan dagen och natten är anledningen till den ökade variansen i residuallasten. För 2045 hjälper bland annat batterier till att möta balanseringsbehovet vilket utmärker sig i att förbrukningen utgör ett balanseringsbidrag. Annars bidrar de planerbara kraftslagen, framförallt vattenkraften till att balansera behovet över dygnet. För övriga scenarier är balanseringsbehovet ungefär det samma 2035 som 2025. För 2045 ökar balanseringsbehovet för övriga scenarier, främst för scenario Färdplaner mixat och Elektrifiering förnybart. Behovet över dygnet balanseras i högre utsträckning av import och export på förbindelserna mellan synkrona Norden och övriga Europa.

Sammanfattningsvis visar scenarierna på en ökad varians i residuallasten över framförallt flerdygnskalan. Resultatet visar även på ökade balanseringsbehov för scenario Småskaligt förnybart för säsongskalan och dygnsskalan i och med den relativt höga elproduktionen från solkraft som antagits. Flexibel elanvändning utgör för en del scenarier och analysår ett balanseringsbidrag. Vattenkraftens betydelse som balanseringsresurs i det nordiska systemet är tydlig då den utgör en stor del av balanseringsbidraget, framförallt på flerdygns- och dygnsskalan. Även kärnkraft, övrig termisk kraft och handel på utlandsförbindelserna utgör viktiga balanseringsbidrag. Det bör dock påpekas att på grund av förenklingar i modellen så överskattas flexibiliteten för dessa kraftslag och möjlighet till handelsflödesförändringar på HVDC-länkar. Till exempel finns inga restriktioner hur mycket produktion och handelsflöde får variera från ena timmen till nästa.

5.4 Förmåga att upprätthålla kraftsystemstabiliteten

Kraftsystemet behöver vara stabilt för att kunna överföra el från producent till konsument på ett driftsäkert sätt. Frekvens och spänning ska hållas inom snäva gränser för att producenter, konsumenter och nätägare på ett effektivt sätt ska kunna utforma och använda sin utrustning för önskad verksamhet.

Kraftsystemstabilitet är ett sätt att beskriva kraftsystemets förmåga att göra detta, eller med andra ord, att vid normaldrift upprätthålla stabila elektriska storheter. Begreppet innefattar även förmågan att kunna återgå till ett nytt jämviktsläge efter att ha utsatts för en störning.

I detta kapitel tittar vi närmare på hur scenarierna påverkar tre viktiga delar för kraftsystemstabiliteten och därmed även driftsäkerheten: frekvensstabilitet, spänningsstabilitet och rotorvinkelstabilitet. Förutsättningar för frekvensstabilitet har studerats i scenarierna genom att uppskatta systemets rotationsenergi. Svenska kraftnät utvecklar verktyg och metoder att utifrån marknadssimuleringsdata analysera det framtida systemets spänningsstabilitet och rotorvinkelstabilitet, men begreppen och utvecklingen beskrivs enbart kvalitativt i kapitel 5.4.2 och 5.4.3.

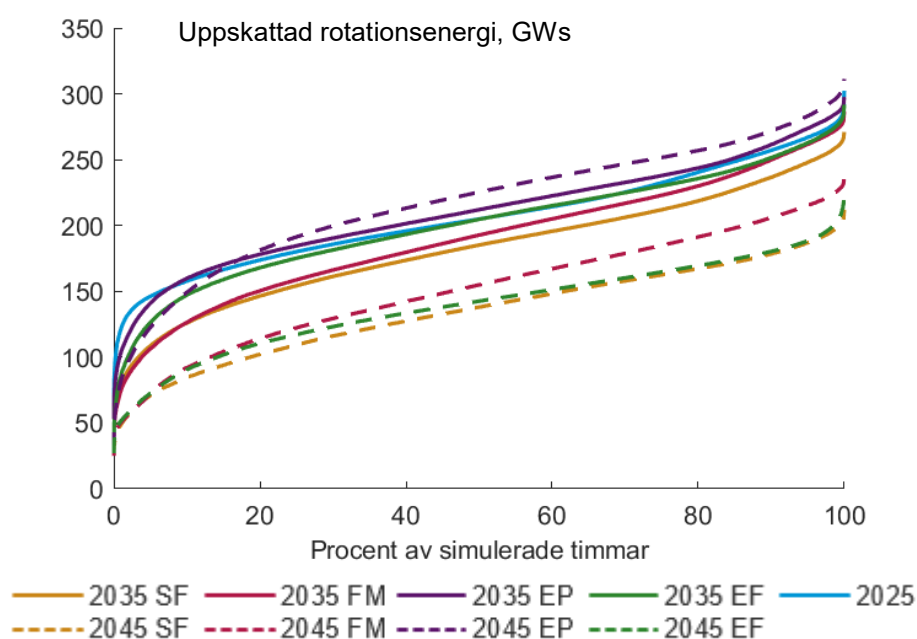
5.4.1 Frekvensstabilitet

Frekvensstabilitet innefattar förmågan hos det nordiska synkronområdet att upprätthålla en stabil frekvens efter en störning i balansen mellan produktion och förbrukning. De tre aspekter som huvudsakligen påverkar frekvensstabiliteten är: kraftsystemets egenskaper, tillgängliga stabiliserande resurser och storleken på den obalans som uppkommer vid en störning.

Kraftsystemets egenskaper omfattar hur tåligt kraftsystemet är i sig självt mot störningar, det vill säga utan något ingrepp från stabiliserande resurser. Detta beror till stora delar av mängden rotationsenergi i systemet. Stabiliserande resurser omfattar de automatiska funktioner och stödsystem som ändrar produktion och förbrukning utifrån förändringar i frekvensen. Obalansens storlek beror av den största enskilda störningen, i form av fel och bortkopplingar, av produktion eller förbrukning. Bortfall av kärnkraftsanläggningar utgör oftast den största obalansen, eller det *dimensionerande felfallet*, för dagens kraftsystem. Utöver kärnkraftsanläggningarna kan även HVDC-förbindelser och stora industrilaster vara dimensionerande fel i det nordiska kraftsystemet.

Rotationsenergi är ett mått på trögheten i ett elkraftsystem. Rotationsenergi motverkar transienta frekvensförändringar som uppstår vid obalanser. Rotationsenergin i Norden utgörs i dag främst av energin i roterande mekaniska delar i synkront anslutna turbiner och generatorer.

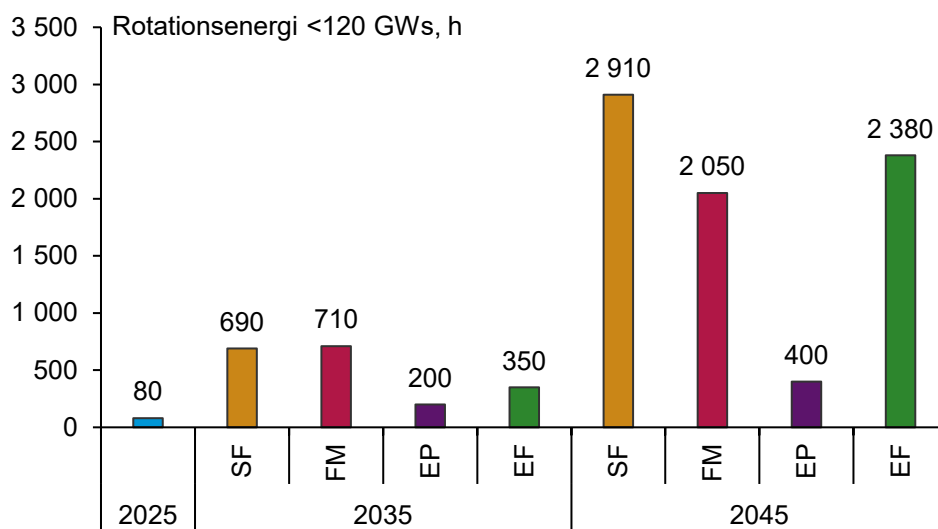
I Figur 37 presenteras en uppskattning av det nordiska synkrona systemets rotationsenergi per timme för scenarierna baserat på simulerad produktion från vattenkraft, kärnkraft och övrig termisk kraft. Figuren visar, inte oväntat, en kraftig reduktion av rotationsenergin mellan 2035 och 2045 i de scenarier där kärnkraften minskar. Om inte åtgärder vidtas kommer systemets känslighet vid störningar öka för dessa scenarier samtidigt som det dimensionerande felfallet är i samma storleksordning som i dag.



Figur 37. Uppskattad rotationsenergi för analysåren.

I Figur 38 visas antal timmar med uppskattad rotationsenergi under 120 GWs. Rotationsenergi under 120 GWs är den föreslagna stabilitetsgränsen för framtida krav för reserverna FCR-N (frekvenshållningsreserver vid normaldrift). Figuren visar att timmar under den föreslagna stabilitetsgränsen blir vanligare för samtliga scenarier och inträffar cirka 20-30 procent av tiden i scenarierna Småskaligt förnybart, Färdplaner mixat och Elektrifiering förnybart. Som jämförelse kan nämnas att simuleringsresultatet från vår kortsiktiga marknadsanalys visade 19 timmar med rotationsenergi under 120 GWs för 2021.²⁵

²⁵ Svenska kraftnät 2020: Kortsiktig marknadsanalys 2020 - Simulering och analys av kraftsystemet 2021-2025. Finns för nedladdning: <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2020/kortsiktig-marknadsanalys-2020.pdf>.



Figur 38. Uppskattade antal timmar med låg rotationsenergi (under 120 GWs) i det nordiska synkronområdet.

För att säkra frekvensstabilitet vid minskande rotationsenergi i kraftsystemet arbetar Svenska kraftnät med att kontinuerligt se över kraven på de stödtjänster som stabiliserar systemet samt levererar dess prestanda. Sedan sommaren 2020 finns en marknad för snabba reserver (FFR, Fast Frequency Reserve) med mål att kunna hantera ett system med lägre rotationsenergi och därmed risk för snabbare störningar. FFR kan levereras av till exempel vindkraftverk, batterier, likströmsförbindelser eller genom att momentant reducera elanvändningen.

5.4.2 Spänningsstabilitet

Spänningarna i ett kraftsystem är av fundamental betydelse för dess funktion och utan en väl fungerande kontroll av spänningarna skulle kraftsystemet inte fungera. Spänningsstabilitet berör ett kraftsystems förmåga att i samtliga punkter upprätthålla stabila och acceptabla spänningar samt dess förmåga att återgå till ett nytt jämviktsläge efter att ha utsatts för en störning. Anläggningarna i kraftsystemet är konstruerade för ett visst spänningsintervall och avvikelser ger upphov till försämrad effektivitet och kan även medföra förkortad livslängd eller plötsliga haverier. En för hög spänning ökar koronaförlusterna och kan orsaka anläggnings- och personsador. En för låg spänning leder till högre överföringsförluster, lägre överföringskapacitet och ökar risken för stabilitetsproblem såsom spänningskollaps. Spänningskollaps kan medföra bortkoppling av förbrukning och produktion i stora områden och i värsta fall elavbrott för hela eller delar av systemet. Spänningskollaps var det fenomen som inträffade vid den senaste störningen i södra Sverige 2003 efter att flera oberoende händelser hade orsakat allvarliga störningar i kraftsystemet.

Det är sammantaget avgörande för kraftsystemets spänningsprestanda att det finns tillräckliga resurser för att justera den reaktiva effektbalansen och för att

automatiskt reglera spänningen. Resurserna kan dock inte finnas på godtyckliga platser i kraftsystemet utan det krävs att varje regionalt nätområde är i reaktiv balans. Anledningen är att reaktiv effekt i praktiken inte kan överföras över stora avstånd. Det är alltså viktigt att den reaktiva effekten produceras eller konsumeras på rätt ställen i nätet.

Synkrogeneratorer som är direkt anslutna till transmissionsnätet, det vill säga större vattenkraftverk och kärnkraftverk, spelar en viktig roll för spänningsstabiliteten i dagens kraftsystem. De utgör, tillsammans med vissa helt integrerade nätkomponenter, så kallade kontinuerlig eller dynamiskt spänningsreglerande resurser som steglöst kan styra och anpassa det reaktiva effektutbytet efter kraftsystemets behov. Med avvecklad kärnkraft i scenarierna Småskaligt förnybart, Färdplaner mixat och Elektrifiering förnybart minskar de i dag befintliga kontinuerliga spänningsreglerande resurserna i södra Sverige. Ny produktion som tillkommer på lägre spänningsnivåer i distributionsnäten kan inte ersätta spänningsregleringen på transmissionsnätets nivå. Större vindkraftsparker som ansluts till distributionsnätet och har en stark koppling till transmissionsnätet kan dock bidra med spänningsreglering. Utvecklingen innebär att Svenska kraftnät kommer 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 transmissionsnätet. Svenska kraftnät har börjat ställa högre krav på anslutande aktörer. I detta är kravställning på kraftelektronikkomponenter som är kopplade till nätet extra viktig att beakta och utveckla (se även kapitel 5.5).

Svenska kraftnät fortsätter att utreda och analysera det långsiktiga behovet av spänningsreglerande resurser för att kunna säkerställa en tillfredsställande reglering. För att kunna bedöma vilka stabilitetsmarginaler som är rimliga för spänningsstabiliteten i det framtida kraftsystemet utvecklas även metoder och verktyg för att analysera detta.

5.4.3 Rotorvinkelstabilitet

Rotorvinkelstabilitet beskriver kraftsystemets förmåga att dämpa de effektpendlingar som kan uppstå mellan olika synkrogeneratorer. Vinkelskillnaderna beror på driftläget och framförallt effektöverföringen i nätet, där högre och längre effektöverföring leder till större vinkelskillnader. Vid störningar i systemet kommer rotorvinklarna plötsligt att förändras och det kan uppstå elektromekaniska effektpendlingar mellan generatorerna när de hittar sina nya arbetspunkter. Vanligen hittas ett nytt stabilt läge genom att effektpendlingarna dämpas ut och rotorvinklarna förblir synkroniserade. Blir rotorvinkelskillnaderna eller effektpendlingarna för stora kan det leda till instabilitet och systemkollaps.

Förändringarna i kraftsystemet som scenarierna visar på medför förändrade effektflöden, vilket nuvarande regleringssystem inte är optimerade för och minskar

marginalerna till rotorvinkelinstabilitet. En annan utmaning är att vind- och solkraftsproduktion inte bidrar med kortslutningseffekt till systemet på samma sätt som synkront ansluten produktion. Lägre kortslutningseffekt leder till ett svagare nät vilket innebär minskade marginaler till instabilitet. Samtidigt byggs fler ledningar vilket ökar nätstyrkan och stabilitetsmarginalerna.

Synkrogeneratorer över 75 MVA 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 att dämpbidrag från PSS:er minskar, vilket ytterligare kan försämra dämpningen av pendlingar.

Svenska kraftnät har under de senaste åren utökat arbetet rörande rotorvinkelstabilitet och pendlingar. Bland annat pågår ett samarbete mellan Svenska kraftnät och ägare till olika typer av produktionsanläggningar där mätningar har genomförts. Detta för att kunna validera modellerna för magnetiseringssystemet och möjliggöra förbättringar av dessa. Genom att ha korrekta modeller kan inställningarna för synkrogeneratorernas dämptillsatser undersökas och utvecklas. Svenska kraftnät arbetar även med att utveckla och etablera övervakningssystem för att kunna observera pendlingar och stabilitetsmarginaler i realtid och utveckla nya åtgärder för att dämpa pendlingarna.

5.5 Ytterligare systemutmaningar

Kraftsystemstabilitet utgör en stor och mycket viktig delmängd av alla faktorer som påverkar driftsäkerheten och i förlängningen leveranssäkerheten. I kommande systemutvecklingsplan (publiceras i oktober 2021) presenteras och beskrivs ytterligare faktorer som har stor betydelse för kraftsystemets driftsäkerhet. Dessa frågor behandlas också inom ramarna för det uppdrag regeringen givit Svenska kraftnät där vi ska beskriva våra pågående och kommande satsningar på bland annat stödtjänster och avhjälpande åtgärder. Uppdraget ska redovisas till Regeringskansliet senast den 1 september 2021. För att få en mer heltäckande bild av systemförändringar och utmaningar, än vad som presenteras inom ramen för LMA, rekommenderas att läsa både kommande och tidigare systemutvecklingsplaner samt den kommande rapporten från regeringsuppdraget.

En systemförändring som beskrivs mer utförligt i kommande systemutvecklingsplan är utmaningen med minskad andel synkrogeneratorer och ökad andel kraftelektronikomriktare i kraftsystemet. Denna utveckling är något som vi ser i samtliga scenarier i LMA då till exempel både vindkraftverk och solceller ansluts till nätet via kraftelektronik. Även överföring via HVDC-förbindelser och elanvändning (till exempel serverhallar, laddare till elfordon och elektrifiering av olika industrisegment) ansluts med hjälp av kraftelektronik. Det svenska elsystemet har under lång tid dominerats av produktionsslag som vattenkraft och kärnkraft med synkrogeneratorer direkt kopplade till nätet. Direktpopplade roterande maskiner såsom synkrogeneratorer tillför en stor mängd nyttiga egenskaper och förmågor till elsystemet, varav några beskrivits i kapitel 5.4. För kraftelektronik är det inte självklart så, och generellt kan det sägas att dagens standarddesign tillför en mindre mängd nyttiga egenskaper och förmågor. Den nuvarande teknikutvecklingen pekar dock mot att kraftelektronik som designas på rätt sätt kan tillföra liknande, och möjligen även bättre, egenskaper och förmågor jämfört med direktpopplade maskiner.

För det svenska och nordiska elsystemet behöver det utredas hur låg andel direktpopplade maskiner som elsystemet kan hantera utan att driftsäkerheten äventyras, givet dagens systemdesign och standardkrav på kraftelektronik. Exempelvis under vissa timmar med goda vindförhållanden. För att driva elsystemet med väldigt mycket kraftelektronikomriktare krävs att en del av dessa tillför liknande nyttiga egenskaper och förmågor som direktpopplade maskiner gör. För att åstadkomma detta behöver Svenska kraftnät anpassa och skärpa kravställningen på såväl våra egna anläggningar, till exempel HVDC och STATCOM, som på produktionsanläggningar med kraftelektronikomriktare såsom vind- och solkraft.

Ett annat möjligt alternativ för att hantera detta är att använda synkronkompensatorer. Detta för att öka andelen direktpopplade maskiner. På kort sikt behöver Svenska kraftnät utreda om det krävs installationer av synkronkompensatorer för att på ett driftsäkert sätt möjliggöra fortsatt expansion av vindkraft och annan kraftelektronikan sluten produktion. På lång sikt kommer teknik- och kostnadsutvecklingen få avgöra vad som är den mest driftsäkra och kostnadseffektiva lösningen.



6 Fördjupningsavsnitt

I fördjupningsdelen av LMA2021 beskrivs och analyseras tre områden närmare som alla kan få stor betydelse för omställningen av energisystemet: efterfrågeflexibilitet, sektorsintegration mellan el och vätgas samt omprövningen för att förse Sveriges vattenkraftverk med moderna miljövillkor.

6.1 Efterfrågeflexibilitet

En allt större andel icke planerbar elproduktion skapar ett behov av ökad flexibilitet för att lösa utmaningarna med bland annat balansering av kraftsystemet, ineffektiv resursanvändning och lokala nätbegränsningar. Flexibilitet kan skapas genom flexibel produktion, lagring och efterfrågeflexibilitet. Efterfrågeflexibilitet innebär att elanvändning minskas, ökas eller flyttas till en annan tidpunkt.

Det finns redan i dag flera initiativ för ökad flexibilitet. Några exempel är de flexibilitetsmarknader som införts i Uppsala, Malmö, Västernorrland och på Gotland inom ramen för det EU-finansierade Horizon 2020 projektet CoordiNet²⁶. Svenska kraftnät, Ellevio och Vattenfall Eldistribution har även gått samman i ett forskningsprojekt, Sthlmflex, där en flexibilitetsmarknad skapats i Storstockholm²⁷. På marknaden kan både elanvändare och elproducenter kopplade till elnätet bidra till att motverka att kapacitetsbrist uppstår. Dessutom har aktörerna möjlighet att sälja vidare sin flexibilitet till en av Svenska kraftnäts balansmarknader.

Under de senaste två åren har efterfrågeflexibilitet och energilagring börjat delta i balanseringen av kraftsystemet i större utsträckning genom att leverera snabba automatiska stödtjänster. En aggregator kan administrera och samordna småskalig flexibilitet i form av efterfrågeflexibilitet, energilagring och småskalig elproduktion som då kan läggas ut till försäljning. Volymerna är dock fortfarande små i förhållande till den totala volym som upphandlas på balansmarknaderna.

Viktiga förutsättningar för en stark utveckling för efterfrågeflexibiliteten är att rätt sorts teknik (exempelvis smarta mätare och annan teknik som möjliggör koppling till elmarknaden) installeras inom bostäder, fastigheter och industri, men även att hinder för små elkunder att bidra med flexibilitet undanröjs genom tydliga och enkla regelverk och information.

Som tidigare visats i rapporten får antagandena om flexibilitet i scenarierna stor påverkan på simuleringsresultat och därmed de utmaningar som följer av utvecklingen. I detta kapitel undersöks hur förändrade antaganden för efterfrågeflexibilitet kan påverka simuleringsresultaten. Analysen har utförts för scenario Småskaligt förnybart 2045 där utvecklingen gått mot ett småskaligt, decentraliserat

²⁶ <https://www.svk.se/utveckling-av-kraftsystemet/forskning-och-utveckling/pagaende-fou-projekt/coordinet/>.

²⁷ <https://www.svk.se/sthlmflex>.

energisystem med en stor utbyggnad av solceller och fastighetsnära batterier. Flexibilitet genom vätgas och möjlighet till lagerhållning av denna studeras närmare i kapitel 6.2.

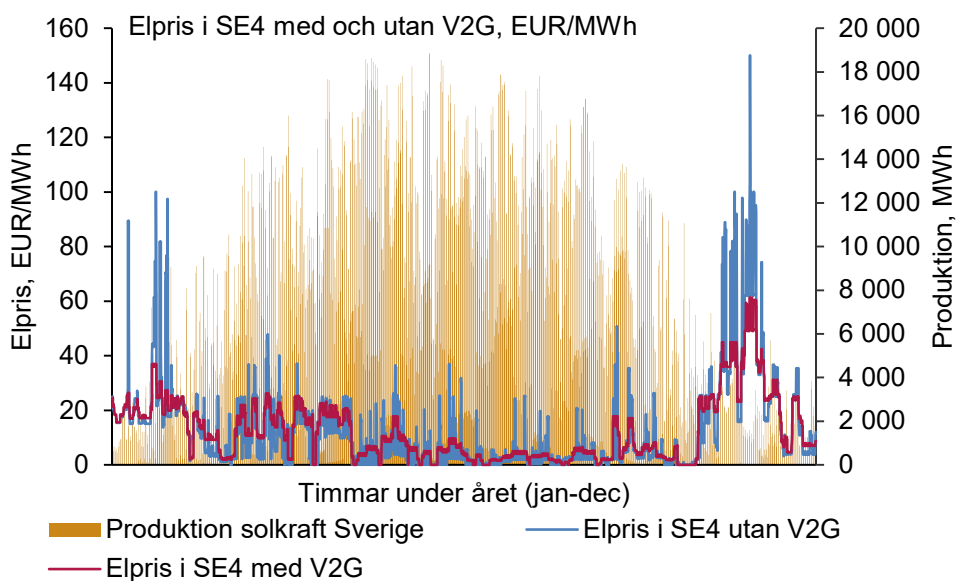
6.1.1 Vehicle-to-grid

Sveriges etappmål för inrikes transporter innebär att utsläppen av växthusgaser, förutom från inrikesflyg, ska minska med minst 70 procent senast år 2030 jämfört med 2010. Om en stor andel av fordonsflottan i framtiden utgörs av elbilar och laddhybrider kommer den att kunna bidra med flexibilitet.

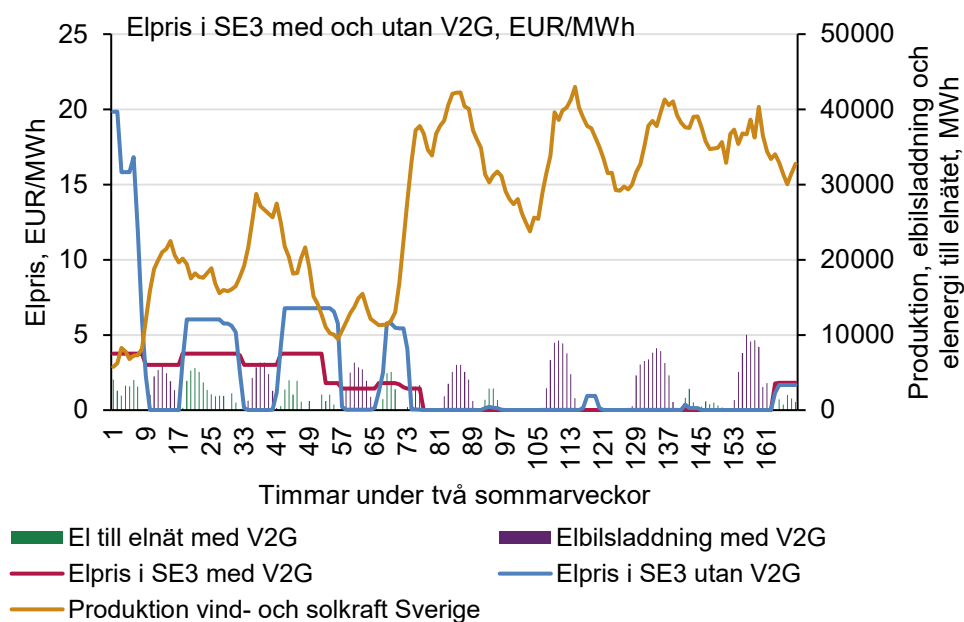
I scenario Småskaligt förnybart laddar en viss andel av elbilarna flexibelt, det vill säga främst vid låga elpriser, se kapitel 3.5.5. Batterierna i elbilarna bidrar dock inte med inmatning av el till kraftsystemet, så kallad vehicle-to-grid (V2G). I detta kapitel presenteras en analys över hur simulerade priser kan påverkas om personbilsflottan bidrar med ytterligare flexibilitet genom V2G. Maximal potential för V2G i Sverige för scenariot 2045 är 19 GW, men begränsas av parametrar som när bilarna antas vara uppkopplade till laddstationen (det vill säga inte ute och körs) samt att batterierna i viss utsträckning ska vara laddade när de vanligtvis behöver användas. Vehicle-to-grid (och batterier i allmänhet) kan även användas för att balansera frekvensen i elnätet, men i denna analys studeras enbart påverkan på elpriser på dagen-före marknaden. Ingen bedömning görs heller över intäkter kontra till exempel slitage på elbilsbatteriet för inmatning av elen tillbaka till elnätet.

I scenario Småskaligt förnybart följer elpriserna i de södra elområdena ett dygnsmonster på sommaren med låga priser under dagen och högre priser under natten. Det beror på att solkraftsproduktionen i Sverige är betydande och därför har en stor påverkan på elpriserna. I Figur 39 visas elpriser i SE4 för ett simulerat väderår (normalår för vattenkraftens tillrinning) med och utan V2G. Även produktionen från solkraft i Sverige inkluderas i figuren. I Figur 40 presenteras simulerade elpriser i SE3 med och utan V2G för två veckor i juli. Även inmatning av elenergi från elbilar till nät, laddning av elbilarna och sol- och vindkraftsproduktion i Sverige presenteras för simuleringen med V2G.

Både Figur 39 och Figur 40 visar att elpriserna jämnas ut med V2G. Detta genom att energi lagras i elbilarna vid låga elpriser och matas tillbaka till kraftsystemet vid högre elpriser. Under den andra veckan i Figur 40 är produktionen från vind- och solkraft stor och simulerat elpris är nära noll under hela perioden. Mindre elenergi matas då från elbilarna ut till nätet. De årliga genomsnittliga elpriserna blir något lägre i SE3 och SE4 med V2G jämfört med grundscenariot utan V2G. Som mest matar elbilarna tillbaka 11 GW till nätet i simuleringen.



Figur 39. Simulerat elpris i SE4 med och utan V2G under ett simulerat väderår i scenariot Småskaligt förnybart för 2045. Solkraftsproduktion i Sverige redovisas också och avläses på den högra axeln.

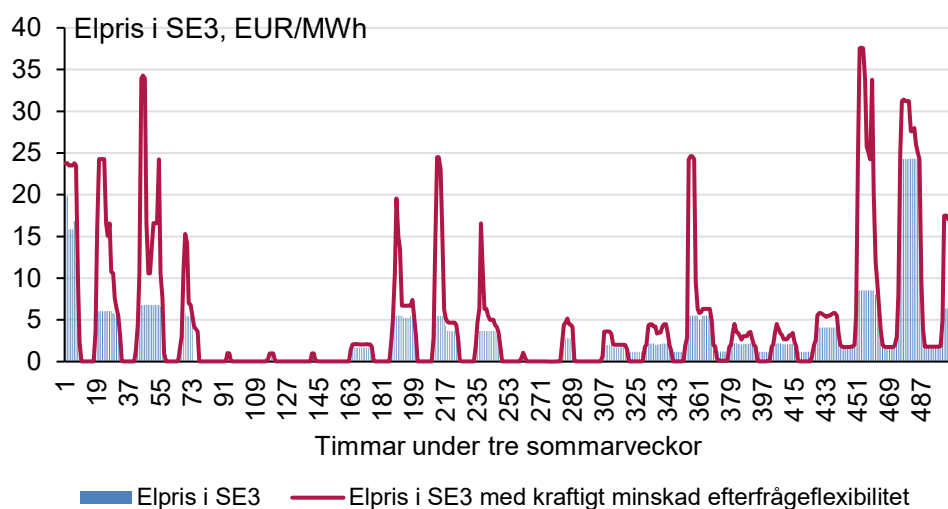


Figur 40. Simulerade elpriser i SE3 med och utan V2G under två veckor i scenario Småskaligt förnybart för 2045. Även elenergi från elbilar till nät, elbilsaddning samt sol- och vindkraftsproduktionen i Sverige redovisas och avläses på den högra axeln.

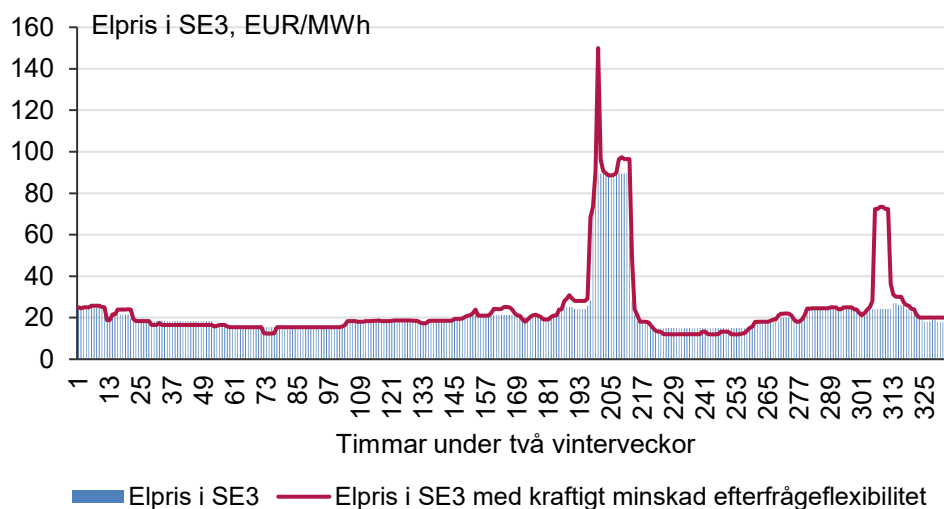
6.1.2 Lägre nivåer av efterfrågefleksibilitet

I denna analys undersöks påverkan på simulerade priser med kraftig reducerad flexibilitet hos elanvändningen i Sverige. Flexibiliteten hos elbilar, förbrukningsflexibiliteten hos industrier (som reagerar på priser mellan 100-120 euro per MWh, se kapitel 3.5.5) och batterier kopplade till solkraftsproduktionen har tagits bort.

I Figur 41 och Figur 42 visas elpriset i SE3 under tre sommarveckor respektive två vinterveckor. Resultaten gäller för ett väderår med normal tillrinning till vattenkraften. Figurerna visar, inte oväntat, att elpriserna blir högre till följd av den minskade flexibiliteten. Det är framförallt under sommarmånaderna som priserna blir högre på grund av den minskade förmågan att ta tillvara på elöverskottet från solkraftsproduktionen genom anpassad elbilsladdning och via andra hushållsnära batterier. Den minskade flexibiliteten leder även till att oreglerbar elproduktion spills i större utsträckning. Den spillda elproduktionen ökar från 0,03 TWh för det simulerade väderåret i grundscenariot till 0,41 TWh i simuleringen med kraftigt minskad efterfrågefleksibilitet.



Figur 41. Elpriset i SE3 under tre sommarveckor i scenario Småskaligt förnybart med och utan kraftigt minskad flexibilitet för 2045.



Figur 42. Elpriset i SE3 under två vinterveckor i scenario Småskaligt förnybart med och utan kraftigt minskad flexibilitet för 2045.

6.2 Sektorsintegration el och vätgas

Vätgas och sektorsintegration med elsystemet kan potentiellt spela en mycket viktig roll för omställningen av energisystemet. I detta kapitel beskrivs översiktligt vätgasens roll i dag och i framtiden. Modellering av ett system med en stor integration mellan el och vätgas i elmarknadsmodeller är nytt för LMA2021 och fortsatt arbete och kvalitetsgranskning kommer kontinuerligt förbättra och förfinna våra antaganden och metoder för området.

Hur förändrade antaganden för vätgasproduktionen från el påverkar simuleringsresultatet undersöks övergripande i detta kapitel. Analyserna baseras på scenario Elektrifiering förnybart för år 2045, i vilket vätgasekonomin antas ha stort genomslag. Antagandena för förnybar vätgas och förnybar elproduktion är i scenario i nivå med EU:s strategi för vätgas (se kapitel 6.2.2).

6.2.1 Vätgasproduktion i dag

Produktion av förnybar vätgas med de vanligaste tekniker i dag har verkningsgrader på runt 50-80 procent. Det finns även tekniker som gör det möjligt att nå mycket höga verkningsgrader på 90 till närmare 100 procent förutsatt att man har tillgång till spillvärme.²⁸

²⁸ Energiforsk 2021: Sektorkoppling – el, gas och fjärrvärme, Rapport 2021:764. Finns för nedladdning: <https://energiforsk.se/media/29722/sektorkoppling-for-ett-mer-effektivt-energisystem-energiforskrappport-2021-764.pdf>.

För närvarande utgör vätgas mindre än 2 procent av den europeiska energimixen och i Europa används den huvudsakligen inom kemiindustrin för att tillverka exempelvis plast och gödsel.²⁹ Vätgas kan användas som råvara, som bränsle eller som energibärare.

6.2.2 Europeisk vätgasekonomi

I fjol beslutade EU-kommissionen om ett stödpaket på 750 miljarder euro³⁰ för att vända den ekonomiska nedgången som Covid-19-pandemin orsakat. Runt en tredjedel av pengarna är öronmärkta för ”gröna” teknikområden och värdekedjor och de kommer att tillgängliggöras genom förmånliga lån och bidrag. Under 2020 presenterades även EU-strategier för integrering av energisektorn³¹ och för vätgas³². De två strategierna ska bana väg för en effektivare, klimatneutral och mer sammanlänkad europeisk energisektor.

Enligt EU:s strategi för vätgas finns tillämpningsområden för förnybar vätgas bland annat inom industri-, transport-, kraftproduktions- och byggnadssektorerna där vätgasen kan ersätta fossila bränslen. Därför har förnybar vätgas identifierats som en av lösningarna för att uppnå EU:s åtagande om koldioxidneutralitet senast 2050. I EU:s strategi för vätgas beskrivs tre faser för vätgasekonomin. I den andra fasen, från 2025 till 2030, är ambitionen att förnybar vätgas är en del av ett integrerat energisystem och att den används inom stålproduktion och för lastbilar, vissa delar av sjöfarten samt inom andra transportslag. I den tredje fasen, från 2030 till 2050, är förhoppningen att tekniken för förnybar vätgas är mogen för en storskalig utbyggnad som når alla sektorer där det är svårt att fasa ut fossila bränslen. I denna fas anges att produktionen för förnybar el behöver öka kraftigt och att omkring en fjärdedel av den förnybara elproduktionen fram till 2050 kan behöva användas för produktion av förnybar vätgas. Redan till 2030 anges att produktionskapaciteten för vätgas behöver öka i storleksordningen 80-120 GW. Var vätgasen produceras (nära produktionen eller nära användaren) och hur vätgasen transporteras kan få stor påverkan på utbyggnadsbehovet av elnät.

6.2.3 Vätgasproduktion vid högre priser

I scenario Elektrifiering förnybart antas elanvändning för framställning av vätgas (exklusive järn- och stålindustrins behov) ske främst då priset är 25 euro per MWh eller lägre. För stigande elpriser avtar vätgasproduktionen exponentiellt för att upphöra vid priser över cirka 50 euro per MWh. Vid 50 euro per MWh antas andra sätt att producera vätgas, tömning av lager eller import vara mer konkurrens-

²⁹ EC.europa.eu, Europeiska kommissionen, hämtat 2021-03-25 från https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-system-integration/hydrogen_en.

³⁰ EC.europa.eu, Europeiska kommissionen, hämtat 2021-03-25 från https://ec.europa.eu/info/strategy/recovery-plan-europe_sv.

³¹ Kraft till en klimatneutral ekonomi: En EU-strategi för energisystemintegration, Europeiska kommissionen, COM(2020) 299

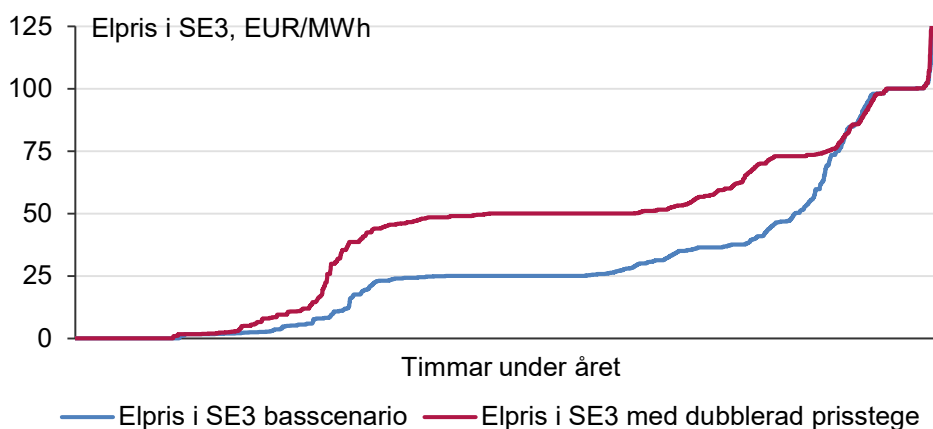
³² En vätgasstrategi för ett klimatneutralt Europa, Europeiska kommissionen, COM(2020) 301.

kraftigt för att tillgodose behovet av gas. I detta kapitel visas hur simuleringsresultatet påverkas av en dubblerad elprisstege för vätgasproduktion. En dubblerad prisstege innebär vätgasproduktion främst vid elpriser under 50 euro per MWh som successivt avtar för att upphöra vid priser över 100 euro per MWh.

De genomsnittliga elpriserna under ett väderår i de svenska elområdena blir nästan 50 procent högre med dubblerad elprisstege jämfört grundscenariot Elektrifiering förnybart, vilket beror på att efterfrågan på el blir större vid högre priser. Den totala elanvändningen i Sverige blir drygt 4 TWh högre än i grundscenariot. Den ökade svenska elanvändningen medför minskad export och ökad vattenkraftsproduktion i Sverige.

Dagens dygnsmonster för elpriserna, med lägre priser under natten och högre priser under dagen, uppstår inte i scenario Elektrifiering förnybart. Istället kan priserna över ett dygn vara relativt oförändrade under vissa perioder men även variera mycket, oberoende av tidpunkten på dagen. I södra Sverige kan det förekomma nollpriser under mer än ett dygn, för att sedan vända till en prisnivå på runt 100 euro per MWh under flera timmar. Vindkraftsproduktion och icke priskänslig elanvändning är parametrar som påverkar elpriserna mycket. I simuleringen med dubblerad prisstege för vätgasproduktion förstärks denna trend på grund av den minskade priskänsligheten hos elanvändningen.

I Figur 43 visas varaktighetskurvor för elpriset under ett simulerat väderår (normalår för tillrinningen) i elområde SE3 för scenario Elektrifiering förnybart med ursprunglig prisstege för vätgas respektive en dubblerad sådan. Som figuren visar påverkar den ändrade prisnivån för vätgasproduktionen elpriserna kraftigt. I Elektrifiering förnybart ligger elpriset i basmodellen under stor del av tiden i närheten av 25 euro per MWh, men med fördubblad prisstege fås istället elpriserna under motsvarande tid i närheten av 50 euro per MWh. Figuren visar även vilken stor påverkan som elanvändning för vätgasproduktion har på scenariot då priset under en stor del av årets sätts just av antaget pris för vätgasproduktionen.



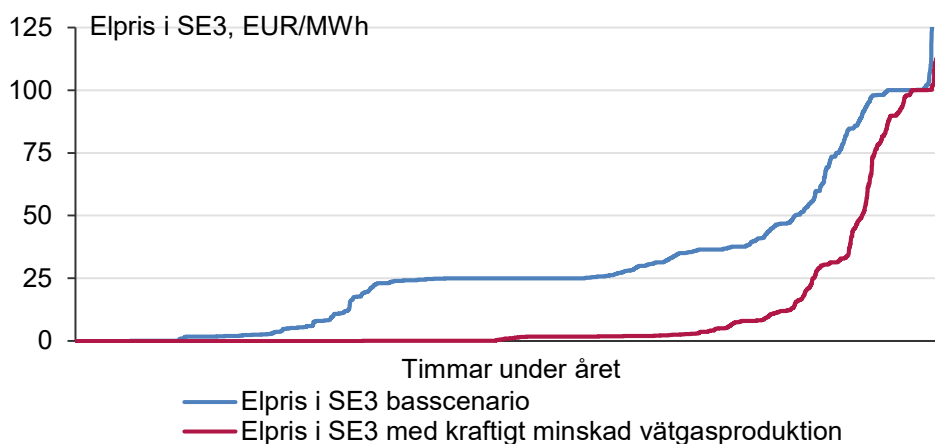
Figur 43. Varaktighetskurvor för elpriset i SE3 i scenario Elektrifiering förnybart med och utan dubblad prisstege för vätgasproduktion 2045. Den lodräta axeln är kapad vid 125 euro per MWh.

6.2.4 Minskad vätgasproduktion

I detta kapitel studeras hur simuleringsresultatet påverkas om ingen vätgasproduktion antas i scenario Elektrifiering förnybart för 2045. Vätgasproduktionen för järn- och stålindustrin i Sverige har dock bibehållits på samma nivå som grundscenariot medan elanvändning för produktion av vätgas för till exempel framställning av gröna bränslen exkluderats i simuleringen. I Sverige motsvarar den borttagna vätgasproduktionen en elanvändning om cirka 30 TWh per år.

Variationen ska inte betraktas som ett realistiskt scenario för det nordeuropeiska kraftsystemet. Simuleringen syftar till att visa på att en storskalig utbyggnad av elektrolysanläggningar för vätgasproduktion är en möjliggörare för en storskalig utbyggnad av vind- och solkraft. Detta genom att vätgasproduktionen medför en efterfrågan på el vid elöverskott och därmed ökar lönsamheten för vind- och solkraften. Elpriserna i scenario Elektrifiering förnybart med minskad vätgasproduktion blir för låga för att det ska finnas lönsamhet i att bygga ut elproduktionen såsom i grundscenariot. När vind- och solkraftsproduktionen producerar som mest blir elpriset lägst, vilket gör att produktionen blir mindre lönsam.

I Figur 44 visas varaktighetskurvor för elpriset under ett simulerat väderår (normalår för tillrinningen) i elområde SE3 för scenario Elektrifiering förnybart med och utan elanvändningen för vätgasproduktion. Figuren visar att priserna ligger under 3 euro per MWh under drygt 70 procent av tiden för det simulerade väderåret med det kraftigt minskade elbehovet för vätgasproduktion.

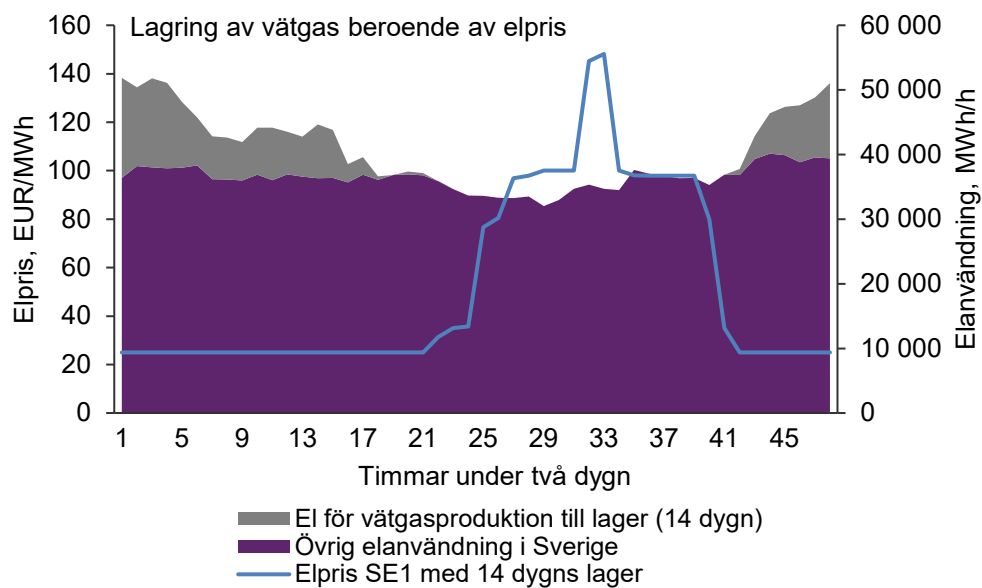


Figur 44. Varaktighetskurvor för elpriset i SE3 i scenario Elektrifiering förnybart med och utan kraftigt minskad vätgasproduktion 2045. Den lodräta axeln är kapad vid värdet 125 euro per MWh.

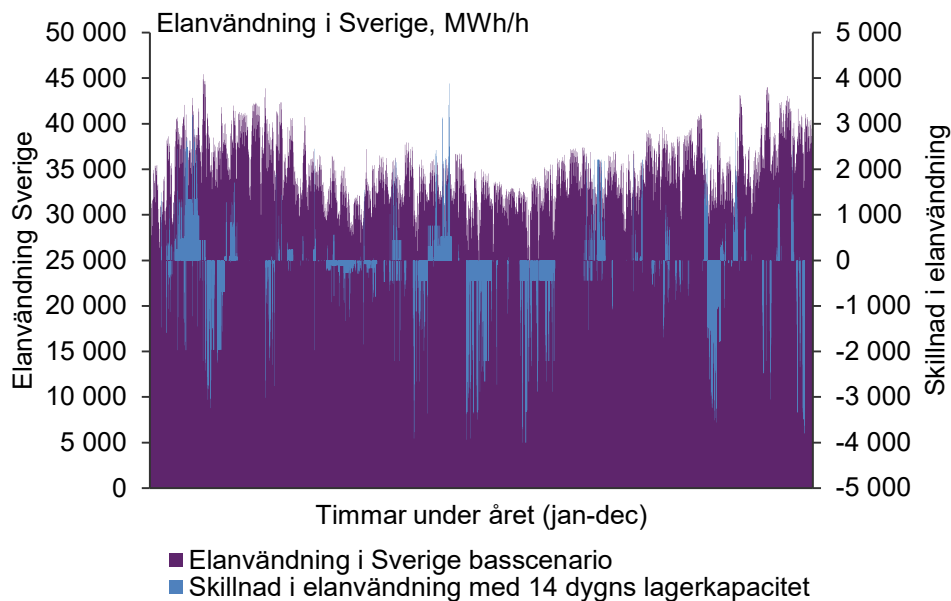
6.2.5 Järn- och stålindustrin med fjorton dygns vätgaslager

I scenario Elektrifiering förnybart antas att järn- och stålindustrin har en lagerkapacitet för vätgas för sju dygns behov. I detta kapitel studeras hur simuleringsresultatet påverkas om antagen lagerkapacitet ökas till fjorton dygn, vilket innebär ökad flexibilitet.

I Figur 45 visas lagrad energi, elanvändningen i Sverige och elpriset i elområde SE1 under två dygn i slutet av januari med antagande om fjorton dygns lagerkapacitet. Som figuren visar fylls lagret på när elpriset är lågt. I Figur 46 visas den timvisa elanvändningen i grundscenariot för Elektrifiering förnybart och skillnaden i elanvändning med fjorton dygns lager. Som figuren visar medför den ökade lagringskapaciteten ett ändrat mönster hos elanvändningen. Förändringen har sin grund i att elanvändningen blir lägre vid höga elpriser och högre vid låga elpriser.



Figur 45. Elenergi för vätgasproduktion till lager, elanvändning i Sverige och elpriset i Sverige under två simulerade dygn i slutet av januari med fjorton dygns lagerkapacitet för vätgasen inom järn- och stålindustrin.



Figur 46. Timvis elanvändning för Sverige i scenario Elektrifiering förnybart och skillnaden i elanvändning med fjorton dygns lager för vätgasproduktionen inom järn- och stålindustrin.

I simuleringen med fjorton dygns lager blir de genomsnittliga elpriserna i de svenska elområdena marginellt lägre jämfört med i grundscenariot.

6.3 Nationell plan för att förse vattenkraften med moderna miljövillkor

I stort sett alla vattenkraftverk i Sverige kommer att omprövas enligt den nationella planen för moderna miljövillkor som beslutades av regeringen den 25 juni 2020 (planen). I bilaga till förordningen (1998:1388) om vattenverksamheter anges prövningsgrupper³³ samt tidsplan och ordning för omprövningen. De verksamheter som ska omprövas först ska lämna ansökningar till domstol den 1 februari 2022 och de sista den 1 februari 2037.

I 27 § punkterna ett till tre i förordningen (1998:1388) om vattenverksamheter beskrivs de delar av begreppet effektiv tillgång till vattenkraftsel som omprövningen av vattenkraften ska resultera i:

- 1 största möjliga reglerförmåga i elproduktionen,
- 2 att behov av ökad effekt främst kan tillgodoses i befintliga vattenkraftverk,
- 3 elberedskap och nationell, regional och lokal stabilitet i elsystemet³⁴.

I planen beskrivs de kraftverk som bedöms ge störst bidrag till balansering av kraftsystemet (klass 1 kraftverk)³⁵. Klass 2 kraftverken bidrar i mindre grad med balansering än klass 1 kraftverken. Klass 3 kraftverken har historiskt bidragit med mycket liten eller ingen balansering. Kraftverk kan även genom sina egenskaper bidra till driftsäkerhet på regional eller lokal nivå.

Ökningar av effekt genomförs där verksamhetsutövaren anser det vara ekonomiskt lönsamt. Planen vägleder därför inte om vilka effekttökningar som ska göras eller var dessa ska göras. Det behöver detaljstuderas i det enskilda fallet av de verksamhetsutövare som vill investera i en effekthöjande åtgärd. Vidare anges i planen att åtgärder för miljöanpassning inte bör försämra elberedskapsförmågan i anläggningar som har stor betydelse för Sveriges elberedskap.

När reglerförmåga och elberedskapsförmågor ska beaktas behöver hänsyn också tas till beroenden mellan anläggningar inom huvudavrinningsområdet. Till exempel kan förändrade magasinerings- och tappningsbestämmelser vid en anläggning innebära förändrade förutsättningar för reglerförmåga och elberedskapsförmågorna även vid andra anläggningar i samma avrinningsområde.

³³ Prövningsgrupperna anges som geografiskt avgränsade områden. Indelningen är baserad på de kraftverk och reglerdammar som anmält sig till den nationella planen, cirka 2 400 stycken.

³⁴ För regional och lokal nätstabilitet ansvarar nätägarna och hänsyn till dessa frågor måste tas i de enskilda domstolsprocesserna.

³⁵ Svenska kraftnät, Energimyndigheten och Havs- och vattenmyndigheten 2016: Vattenkraftens reglerbidrag och värde för elsystemet (ER 2016:11). Finns för nedladdning: <https://www.energimyndigheten.se/contentassets/0470e9ec1c58479093f161e614adb474/vattenkraftens-reglerbidrag-och-varde-for-elsystemet.pdf>.

bland annat på att produktionsförlusterna medför högre elpriserna vilket i sin tur minskar elanvändning som annars skulle utgjort ett balanseringsbehov.

6.3.4 Konsekvenser för kraftsystemet beroende på omfattningen av miljöåtgärder

Omprövningen av svensk vattenkraft kommer att pågå under nästan 20 år.

Omprövningen innebär att vattenkraften ska miljöanpassas så att största möjliga nytta för vattenmiljön och en nationell effektiv tillgång till vattenkraftsel uppnås. Begreppet effektiv tillgång till vattenkraftsel omfattar fler egenskaper än de som analyserats i detta fördjupningsavsnitt. Till exempel har många kraftverk också viktiga elberedskapsförmågor som behöver beaktas av vattenmyndigheterna vid domstolsprövningen. Ur ett totalförsvars- och beredskapsperspektiv i händelse av krig, är värdet av inhemsk flexibilitet än högre eftersom det inte går att säkerställa att import kan ske i samma omfattning som i fredstid. De simuleringar och analyser som beskrivs i avsnitt 6.3.2 och 6.3.3 ska användas för att beskriva vilken påverkan som omprövningen av vattenkraft kan få för kraftsystemet beroende på omfattningen av miljöåtgärder.

Åtgärdsalternativet k1, som motsvarar att alla vattenförekomster når god ekologisk status, får som förväntat störst påverkan på kraftsystemet. Simuleringsresultat innebär en relativt stor produktionsförlust som får genomslag genom ökade årsmedelpriser, och en negativ årlig energibalans. Även vattenkraftens balanseringsbidrag minskar i k1. De höga priserna innebär även att inte lika stor del av Sveriges elbehov kan tillgodoseas i känslighetsanalysen.

Åtgärdsalternativet k2, som innebär samma miljöåtgärder som i k1 men där kraftverk över 10 MW med torrfårar över 500 meter undantas, får också relativt stora konsekvenser på kraftsystemet. Simuleringsresultaten innebär en betydligt lägre påverkan på produktionsförlust, årsmedelpris och energibalans i jämförelse med k1. Påverkan på balanseringsbidraget är ungefär densamma med k2 som med k1. Det påvisar att miljöåtgärder som innebär en relativt stor flödesförlust i vattenkraften får betydelse även om endast kraftverk utan torrfåra miljöanpassas.

Åtgärdsalternativet k3, som motsvarar gränsen för betydande negativ påverkan på kraftproduktionen 1,5 TWh, uppvisar marginella effekter på kraftsystemet. Om mer omfattande flödesåtgärder genomförs innebär det en påverkan på kraftsystemet. De utmaningar som beskrivits för scenario Elektrifiering förnybart och Elektrifiering planerbart förstärks av en mer omfattande miljöanpassad vattenkraft.

Känslighetsanalyserna k1, k2 och k3 motsvarar tre av de åtgärdsalternativ som togs fram i Havs- och vattenmyndighetens och Energimyndighetens arbete med att ta fram en Nationell strategi för vatten (Strategin)⁴². Den vattenkraftuppsättning som motsvarar svensk vattenkraft i Svenska kraftnäts elmarknadsmodell EMPS har, precis som i arbetet med Strategin, delats in i följande kategorier:

- > kraftverk över 10 MW med torrfårar över 500 m,
- > kraftverk över 10 MW med ingen eller kortare torrfåra samt
- > övriga kraftverk.

I känslighetsanalys k1 miljöanpassas alla kraftverk vilket motsvarar att uppnå god ekologisk status i alla vattenförekomster. I känslighetsanalys k2 och k3 miljöanpassas alla vattenkraftverk förutom de som saknar eller har en kortare torrfåra, med skillnaden att åtgärderna i k3 har lägre flödespåverkan. Känslighetsanalysen k3 motsvarar de åtgärder som är grund för beräkningen av gränsen betydande negativ påverkan 1,5 TWh elenergi⁴³. I Tabell 15 beskrivs vilka miljöåtgärder som antas i de tre känslighetsanalyserna och vilken flödespåverkan⁴⁴ de får för vattenkraften. De miljöåtgärder som simulerats innebär alltså att det är mängden flöde genom kraftverket som minskar, som mest med det flöde som motsvarar medellågvattenföring⁴⁵ (MLQ) och som minst med 3,5 m³/s. Vattenkraftens installerade effekt förblir densamma.

⁴² Havs- och vattenmyndigheten 2014: Strategi för åtgärder i vattenkraften, Havs- och vattenmyndigheten 2014:14. Finns för nedladdning: <https://www.havochvatten.se/download/18.7291b665146f54c15475548/1404461536553/rapport-hav-2014-14-strategi-for-atgarder-i-vattenkraften.pdf>

⁴³ Gränsen för betydande negativ påverkan för produktionen av elenergi är för närvarande vid 1,5 TWh och ska användas av vattenmyndigheterna vid förklarande av kraftigt modifierat vatten. För mer information se Havs- och vattenmyndighetens vägledning för kraftigt modifierat vatten – Fastställande av kraftigt modifierat vatten i vattenförekomster med vattenkraft.

⁴⁴ Samma antagande för flödespåverkan som i Strategin har använts.

⁴⁵ Medellågvattenföring och är ett medelvärde av varje års lägsta vattenföring (MLQ).

Analys	Miljöåtgärdsbeskrivning	Miljöåtgärdernas flödespåverkan
k1	Minitappning och fiskvägar i alla kraftverk vilket motsvarar att uppnå "God ekologisk status".	Miljöåtgärder behöver medellågvattneföring i kraftverk över 10 MW med och utan torrfåra och 5,25 m ³ /s i övriga kraftverk.
k2	Minitappning och fiskvägar i alla kraftverk utan torrfåra.	Miljöåtgärder behöver medellågvattneföring i kraftverk över 10 MW utan torrfåra och 5,25 m ³ /s i övriga kraftverk.
k3	Minitappning och fiskvägar i alla kraftverk utan torrfåra men med lägre flöden än i k2. Detta motsvarar beräkningen av 1,5 TWh, gränsen för betydande negativ påverkan på kraftproduktionen.	Miljöåtgärder behöver 3,5 m ³ /s i kraftverk över 10 MW utan torrfåra och 5,25 m ³ /s i övriga kraftverk.

Tabell 15. En beskrivning av de tre känslighetsanalyser k1, k2 och k3 som simulerats för en miljöanpassad vattenkraft, och miljöåtgärdernas flödespåverkan.

6.3.3 Simuleringsresultat känslighetsanalyser för en miljöanpassad vattenkraft

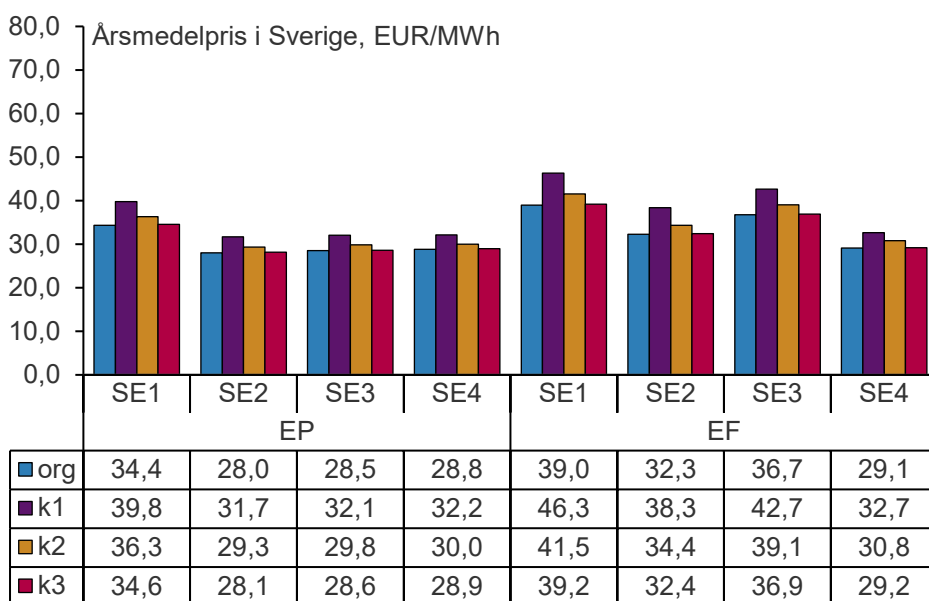
De beräknade produktionsförlusterna blir betydligt lägre än motsvarande åtgärdsalternativ i Strategin, se Tabell 16. Det kan bland annat förklaras av att det finns skillnader mellan sammansättningen av den vattenkraft som använts i de båda beräkningarna och det finns skillnader i uppgifter om kraftverken (till exempel installerad effekt). Metoden för beräkning av produktionsförluster skiljer sig också åt mellan de beräkningarna i Strategin och de genomförda modellsimuleringarna. Till exempel beräknas produktionsförlusterna i Strategin baserat på ett konstant flöde som spills förbi kraftverket medan beräkningarna i simuleringarna tar hänsyn till driftförutsättningarna. Exempelvis så uppstår ingen produktionsförlust när förbitappning sker på grund av höga flöden. Båda dessa beräkningar är förenklingar och för att uppskatta de verkliga effekterna för enskilda kraftverk behövs vidare studier på detaljnivå.

Känslighetsanalys för scenario EP och EF	Simulerad produktionsförlust, TWh/år	Motsvarande produktionsförlust i Strategin, TWh/år
k1	9,2-10,5	16
k2	3,0-3,1	4,9
k3	0,3	1,5

Tabell 16. Simulerad produktionsförlust för scenario Elektrifiering planerbart och Elektrifiering förnybart (visas som ett spann) och med känslighetsanalys k1, k2 och k3, och vilken produktionsförlust som känslighetsanalysen motsvarar i Strategin.

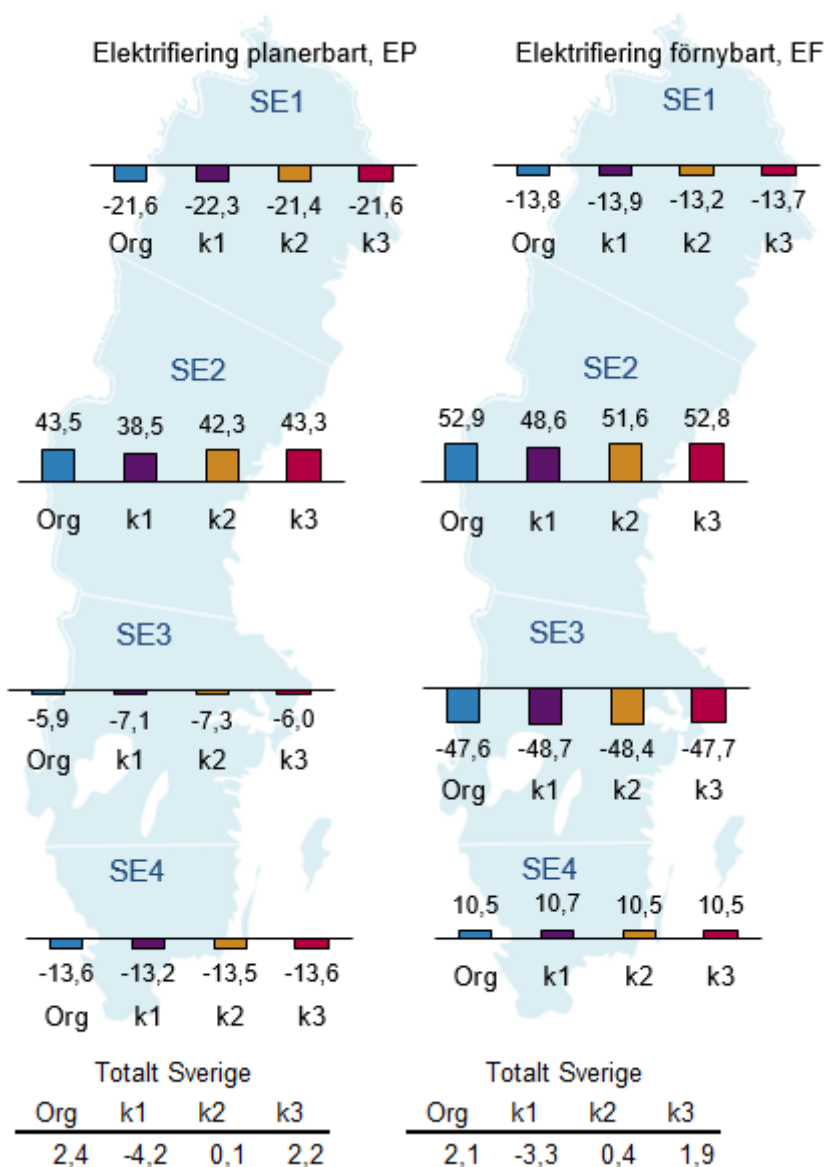
Det största simulerade produktionsbortfallet blir som väntat i känslighetsanalys k1. Den relativt stora skillnaden mellan k2 och k3 visar inte oväntat att miljöåtgärder med en relativt stor flödespåverkan i kraftverken medför relativt stor produktionsförlust.

I Figur 47 och Figur 48 visas årsmedel för simulerat elpris respektive simulerad elenergi balans för scenario Elektrifiering planerbart och Elektrifiering förnybart med känslighetsanalys k1, k2 och k3. Känslighetsanalys k1 får störst genomslag på årsmedelpriset och nettobalans vilket är väntat och förklaras av att det är åtgärdsalternativet som innebär störst produktionsbortfall. Produktionsbortfallet i känslighetsanalys k1 innebär också att nettobalansen för Sverige blir negativ. Att minskningen i årsnettobalans inte blir lika stor som produktionsbortfallet beror på att det högre elpriset medför att mindre el används för vätgasproduktion. För båda scenarierna blir nettobalansen nära noll med k2 och ungefär samma som i grundscenarierna med k3. Även det simulerade årsmedelpriset ligger nära grundscenario för Elektrifiering planerbart och Elektrifiering förnybart med k3.



Figur 47. Simulerat årsmedelpris 2045 i Sverige för scenario Elektrifiering planerbart och Elektrifiering förnybart i grundsimuleringen (org) och med känslighetsanalys k1, k2 och k3 som innebär att vattenkraften miljöanpassas med olika omfattande åtgärder.

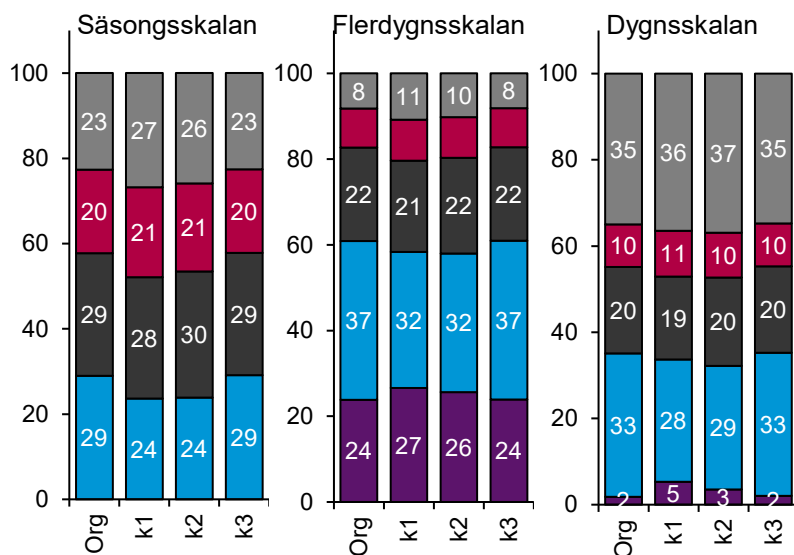
Elenergibalans årsmedel, TWh/år



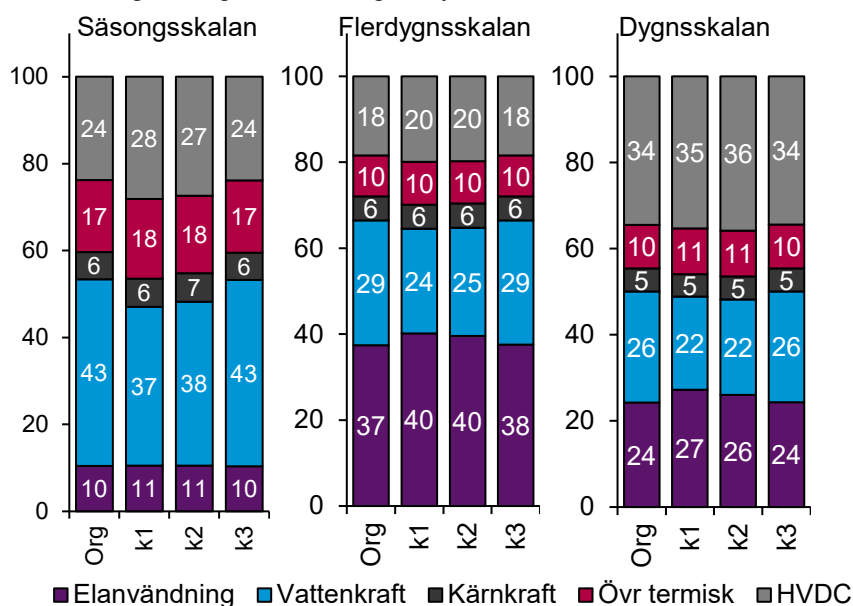
Figur 48. Simulerat årsmedel för elenergibalansen 2045 i Sverige för scenario Elektrifiering planerbart och Elektrifiering förnybart i grundsimuleringen (Org) och med känslighetsanalys k1, k2 och k3 som innebär att vattenkraften miljöanpassas med olika omfattande åtgärder.

I kapitel 5.3 beskrivs hur residullasten förändras och vad det innebär för balanseringsbidrag och -behov i synkrona Norden. I Figur 49 presenteras hur balanseringsbidraget i scenario Elektrifiering planerbart och Elektrifiering förnybart påverkas av känslighetsanalyserna i detta fördjupningsavsnitt. Staplarna i figuren är normerade till 100 för att tydligare visa skillnaden mellan de tre fallen. Figuren visar att miljöåtgärder i k1 och k2 minskar den andel som vattenkraften bidrar med för alla tidshorisonter och för båda scenarierna. Med k3 återgår andelen till densamma som i grundscenario. Som anges i kapitel 5.3.2 innebär förenklingar i modellen att balansbidrag från kärnkraft, övrig termisk kraft och handel på utlandsförbindelsernas balansbidrag överskattas.

Balanseringsbidrag Elektrifiering planerbart, %



Balanseringsbidrag Elektrifiering förnybart, %



Figur 49. Samvariansen med residuallasten för olika kraftslag och elanvändning i synkrona Norden samt import/export in till området, det så kallade balanseringsbidraget. Balanseringsbidrag presenteras för scenario Elektrifiering planerbart och Elektrifiering förnybart i grundsimuleringen (Org) och med känslighetsanalys k1, k2 och k3 som innebär att vattenkraften miljöanpassas med olika omfattande åtgärder.

I kapitel 5.3.2 och Figur 36 kunde vi se att balanseringsbehovet för flerdygns- och dygnsskalan är större i scenario Elektrifiering förnybart än i Elektrifiering planerbart. Det innebär att andelarna i Figur 49 för Elektrifiering förnybart motsvarar ett större balanseringsbidrag än i Elektrifiering planerbart. Balanseringsbehovet minskar något med känslighetsanalyserna k1 och k2, vilket inte syns i figuren eftersom staplarna är normerade till 100. Det lägre balanseringsbehovet beror

bland annat på att produktionsförlusterna medför högre elpriserna vilket i sin tur minskar elanvändning som annars skulle utgjort ett balanseringsbehov.

6.3.4 Konsekvenser för kraftsystemet beroende på omfattningen av miljöåtgärder

Omprövningen av svensk vattenkraft kommer att pågå under nästan 20 år.

Omprövningen innebär att vattenkraften ska miljöanpassas så att största möjliga nytta för vattenmiljön och en nationell effektiv tillgång till vattenkraftsel uppnås. Begreppet effektiv tillgång till vattenkraftsel omfattar fler egenskaper än de som analyserats i detta fördjupningsavsnitt. Till exempel har många kraftverk också viktiga elberedskapsförmågor som behöver beaktas av vattenmyndigheterna vid domstolsprövningen. Ur ett totalförsvars- och beredskapsperspektiv i händelse av krig, är värdet av inhemsk flexibilitet än högre eftersom det inte går att säkerställa att import kan ske i samma omfattning som i fredstid. De simuleringar och analyser som beskrivs i avsnitt 6.3.2 och 6.3.3 ska användas för att beskriva vilken påverkan som omprövningen av vattenkraft kan få för kraftsystemet beroende på omfattningen av miljöåtgärder.

Åtgärdsalternativet k1, som motsvarar att alla vattenförekomster når god ekologisk status, får som förväntat störst påverkan på kraftsystemet. Simuleringsresultatet innebär en relativt stor produktionsförlust som får genomslag genom ökade årsmedelpriser och en negativ årlig energibalans. Även vattenkraftens balanseringsbidrag minskar i k1. De höga priserna innebär även att inte lika stor del av Sveriges elbehov kan tillgodoseas i känslighetsanalysen.

Åtgärdsalternativet k2, som innebär samma miljöåtgärder som i k1 men där kraftverk över 10 MW med torrfårar över 500 meter undantas, får också relativt stora konsekvenser på kraftsystemet. Simuleringsresultatet innebär en betydligt lägre påverkan på produktionsförlust, årsmedelpris och energibalans i jämförelse med k1. Påverkan på balanseringsbidraget är ungefär densamma med k2 som med k1. Det påvisar att miljöåtgärder som innebär en relativt stor flödesförlust i vattenkraften får betydelse även om endast kraftverk utan torrfåra miljöanpassas.

Åtgärdsalternativet k3, som motsvarar gränsen för betydande negativ påverkan på kraftproduktionen 1,5 TWh, uppvisar marginella effekter på kraftsystemet. Om mer omfattande flödesåtgärder genomförs innebär det en påverkan på kraftsystemet. De utmaningar som beskrivits för scenario Elektrifiering förnybart och Elektrifiering planerbart förstärks av en mer omfattande miljöanpassad vattenkraft.



7 Slutsatser och vidare arbete

Sedan vi tog fram våra föregående scenarier under 2018 har förväntningarna på Sveriges framtida elbehov ökat kraftigt. I dag talas det om en ny elektrifieringsvåg när energisystemet ska ställas om till noll nettoutsläpp av växthusgaser. Trots att en kraftig ökning av elanvändningen antagits i scenarierna är det, med tanke på det senaste årets snabba utveckling, inte osannolikt att elanvändningen blir ännu högre. Det finns dock stor osäkerhet i utvecklingen. Betydande osäkerhetsfaktorer är till exempel genomslag för elbaserad vätgas, omställningstakt och vägval för trafik- och industrisektorn, digitalisering och effektiviseringspotential.

Förändringar i kraftsystemet sker allt snabbare. Produktionskapacitet läggs ned och stora förbrukare önskar ansluta till elnätet, men nätutbyggnad tar lång tid. När våra förstärkningar och ledningar är på plats ökar därmed risken för att det är fel åtgärd som vidtagits. För att försöka fånga in utvecklingen har vi i de fyra scenarierna för LMA2021 varierat både elanvändning och produktionsmix mer än i tidigare scenarioarbeten. Med större utbredning i scenarierna kan vi identifiera de mest robusta åtgärdsalternativen för att möta behoven. Scenarierna blir därför ett hjälpmedel i prioritering av åtgärder.

Beroende på scenario förutsätts en mer eller mindre kraftig utbyggnad av produktionskapacitet. Utbyggnaden drivs primärt av det ökade elbehovet. För att tillkommande produktionskapacitet ska realiseras kan dock andra intäkter än elpriset på dagen-före marknaden vara nödvändiga, alternativt att kostnaderna minskas via till exempel statlig finansiering och stöd. Även legala förutsättningar kan behöva komma på plats, till exempel när det gäller eventuell nybyggnation av kärnkraftsreaktorer. För att klara omställningen är det avgörande att utbyggnaden av produktionskapaciteten går i takt med det ökade behovet av fossilfri el.

Sammantaget visar scenarierna på ett förändrat kraftsystem jämfört med i dag där de mest centrala trenderna och utmaningarna sammanfattas i följande avsnitt.

Ett mindre förutsägbart kraftsystem

Historiskt har elpriserna i regel följt ett dygnsmönster med högre pris under morgon och eftermiddag, då elanvändningen är som störst, och lägre pris på nätter. Vidare har elpriset varit högre på vintern och lägre på sommaren. Förenklat har handelsflödet gått i riktning från norr till söder och elbehovet har kunnat tillgodoses fullt ut under alla årets timmar.

Utvecklingen i scenarierna i LMA2021 visar att de historiskt relativt regelbundna mönstren kommer att brytas. Elpriserna blir i regel mer volatila och kopplas i ännu större utsträckning till variation i produktion. Utfallsrummet för möjliga driftfall kommer att breddas betydligt. Utvecklingen innebär ökade utmaningar med att balansera kraftsystemet samt upprätthålla kraftsystemstabiliteten och

effektillräckligheten. Förändringarna går fort, redan i dag ser vi hittills sällsynta driftlägen förekomma i allt större utsträckning — en utveckling som alltså kommer tillta framöver enligt scenarierna.

Utvecklingen ställer stora krav på Svenska kraftnät som systemansvarig myndighet. Om överföringssystemet inte utvecklas i takt med förändrade produktions- och förbrukningsmönster så kommer klimat- och energipolitiska mål bli svåra att uppnå och samhällets välfärd och utveckling kommer att försämrats. Vi behöver arbeta proaktivt för att fortsätta säkerställa att kraftsystemet är hållbart, säkert och kostnadseffektivt.

Det bedrivs ett intensivt arbete på Svenska kraftnät med att säkra just detta, varav några av alla projekt och initiativ som pågår nämns i denna rapport. Investeringar i transmissionsnätet och andra åtgärder ska grundas på samhällsekonomiska analyser och det kommer dock aldrig vara lönsamt att rusta systemet för att klara alla möjliga driftfall utan begränsningar. Det är viktigt att samhällets aktörer gemensamt arbetar för att omställningen av Sveriges energisystem kan ske så effektivt och samhällsekonomiskt som möjligt. I detta ligger till exempel att förbättra och fördjupa prognos- och scenariosamarbetet, men också möjliggöra för att utbyggnaden av Sveriges elnät ska kunna gå betydligt snabbare än i dag. Flera processer och initiativ pågår för att korta ledtiderna för nätutbyggnad. Den 14 april 2021 utkom regeringens lagrådsremiss "Moderna tillståndsprocesser för elnät", som innehåller en rad olika förslag för att förenkla och förkorta tillståndsförfarandet för att bygga nya elledningar. Svenska kraftnäts bedömning är att det krävs ytterligare förändringar i lagstiftningen för att kunna möta behoven i kraftsystemet framöver. Sådana förslag har vi tidigare presenterat, och en del av dem hanteras i pågående utredningar och andra regeringsinitiativ.

Överföringskapacitet behövs för att tillgodose behovet av el

Scenarierna visar på ett ökat behov av att kunna handla el mellan elområden framöver. Simuleringsresultaten pekar både på nytta med att förstärka de interna snitten i Sverige och för att öka överföringskapaciteten mellan Sverige och våra grannländer. Analysen är dock mycket övergripande och ytterligare studier behövs för att avgöra eventuella investeringars lönsamhet ur ett bredare samhällsekonomiskt perspektiv. Det är också av yttersta vikt att marknaderna kan ges största möjliga handelskapacitet på befintliga förbindelser. De begränsningar som kan uppstå behöver kontinuerligt analyseras och mötas med lämpliga åtgärder. Flera initiativ pågår också kring utbyggnad av nät och elproduktion till havs — ett område där vi kommer utföra fler analyser och studier framöver.

Införandet av flödesbaserad kapacitetsberäkningsmetod kommer effektivisera driften av kraftsystemet och maximera kapacitet till marknaden genom att bättre ta hänsyn till hur kraft flödar i nätet. I LMA har simuleringarna utförts i en ren elmarknadsmodell. Utveckling och kvalitetssäkring pågår dock för att framöver ha

möjlighet att analysera utveckling i scenarierna med den flödesbaserade kapacitetsberäkningsmetoden.

Ökad norrgående handel då Sverige elektrifieras

I de två scenarierna med kraftigt ökad elanvändning i norra Sverige ökar de norrgående handelsflödena genom landet. Kapaciteten i Snitt 1 blir under stor del av de simulerade timmarna begränsande för handel från SE2 till SE1. I scenario Elektrifiering förnybart ser vi samma tendens för Snitt 4 på grund av den stora utbyggnaden av havsbaserad vindkraft som antagits i södra Sverige. Norrgående flöde i dessa snitt har fram tills nu inte varit i särskilt fokus. Nätstudier av hur stor kapacitet som säkert kan överföras i dagens nät samt behov av ökad norrgående handelskapacitet över Snitt 1 och Snitt 4 är något som behöver startas framöver.

Flexibel elanvändning avgörande för effekttillräckligheten

Utan flexibilitet i elanvändningen visar analyserna på stora utmaningar med effektbrist redan till 2035 för de två scenarierna med kraftigast elektrifiering. Situationen blir ohållbar i scenarierna för 2045 med stort antal bristtimmar under samtliga simulerade väderår. För att klara omställningen av energisystemet, där Sverige även är ett exportland för klimatneutrala råvaror och produkter, behöver en stor del av elanvändningen vara flexibel. Effekttillräckligheten, med dagens mått mätt, blir med andra ord sämre i och med att elkunder inte kommer att kunna använda el när de vill till konkurrenskraftiga priser. För den flexibla elkunden finns dock potential att minska kostnader och generera intäkter i det alltmer volatila kraftsystemet till exempel genom lagerhållning, möjlighet att tillfälligt byta till alternativa energibärare istället för el från elnätet och att kunna leverera stödtjänster. Sammantaget visar analyserna av effekttillräcklighet att Sverige blir helt beroende av flexibel elanvändning och import från grannländer under ansträngda timmar i scenarierna med hög elektrifiering.

Mindre andel synkron ansluten produktion ställer nya krav

Utvecklingen i scenarierna innebär att andelen synkront ansluten produktion minskar i kraftsystemet. Även i scenario Elektrifiering planerbart, där kärnkraften byggs ut, får vi fler timmar med låg andel synkron produktion jämfört med i dag. Detta under timmar med stor produktion från vind- och solkraft. Som nämnts tidigare visar scenarierna på ett kraftsystem där ytterlägena ökar med ett ännu större spann mellan de olika driftsituationer som kan uppstå. Utvecklingen innebär att fler aktörer behöver bidra med nyttor i kraftsystemet för att driftsäkerheten ska kunna upprätthållas. Detta till exempel genom ökade tekniska krav på de anslutningar som sker via kraftelektronikomriktare, anpassade stödtjänster och investering i komponenter i kraftsystemet. I LMA2021 ges en övergripande bild av utmaningarna som till exempel minskad synkronproduktion medför. För en mer heltäckande beskrivning av systemutmaningar hänvisas läsaren till både föregående systemutvecklingsplaner och även kommande systemutvecklingsplan (oktober 2021).

Vätgas kan spela en mycket viktig roll

Utvecklingen mot ett "vätgassamhälle" där el utnyttjas för gasproduktionen spelar en viktig roll för omställningen av Europas energisystem. Vätgas fasar ut fossila bränslen inom industri- och transportsektorn och medför samtidigt ökad lönsamhet hos de förnybara kraftslag där timmar med överskott på el kan nyttjas för vätgasframställning. Vid bristtimmar med högt elpris kan vätgasen i sin tur användas för elproduktion. Lagerhållning gör att vätgasen skulle kunna utgöra en viktig flexibilitetsresurs för kraftsystemet. Elektrolysörerna har även en stor potential att bidra med stödtjänster. Prissättning på vätgas, modellering, antagande om placering (nära produktion eller nära förbrukning) och leverans mellan produktion och kund (via transporter, gasledning eller elnät) har en mycket stor betydelse för kraftsystemet. Därför är detta ett område som vi kommer utveckla vidare.

Miljöanpassad vattenkraft med bibehållen nytta för kraftsystemet

Som nämnts tidigare så ökar utmaningarna med att fortsatt säkerställa att kraftsystemet är hållbart, säkert och kostnadseffektivt i och med utvecklingen i scenarierna. Vattenkraften kommer fortsatt vara en mycket viktig faktor för att Sverige på ett effektivt sätt ska klara att ställa om till noll nettoutsläpp av växthusgaser. Analyserna över hur miljöanpassningen av den svenska vattenkraften kan påverka kraftsystemet visar på vikten av att beakta en effektiv tillgång till vattenkraftsel vid status och normsättning.

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

SVENSKA KRAFTNÄT

Box 1200
172 24 Sundbyberg
Sturegatan 1

Tel 010-475 80 00
Fax 010-475 89 50

www.svk.se

