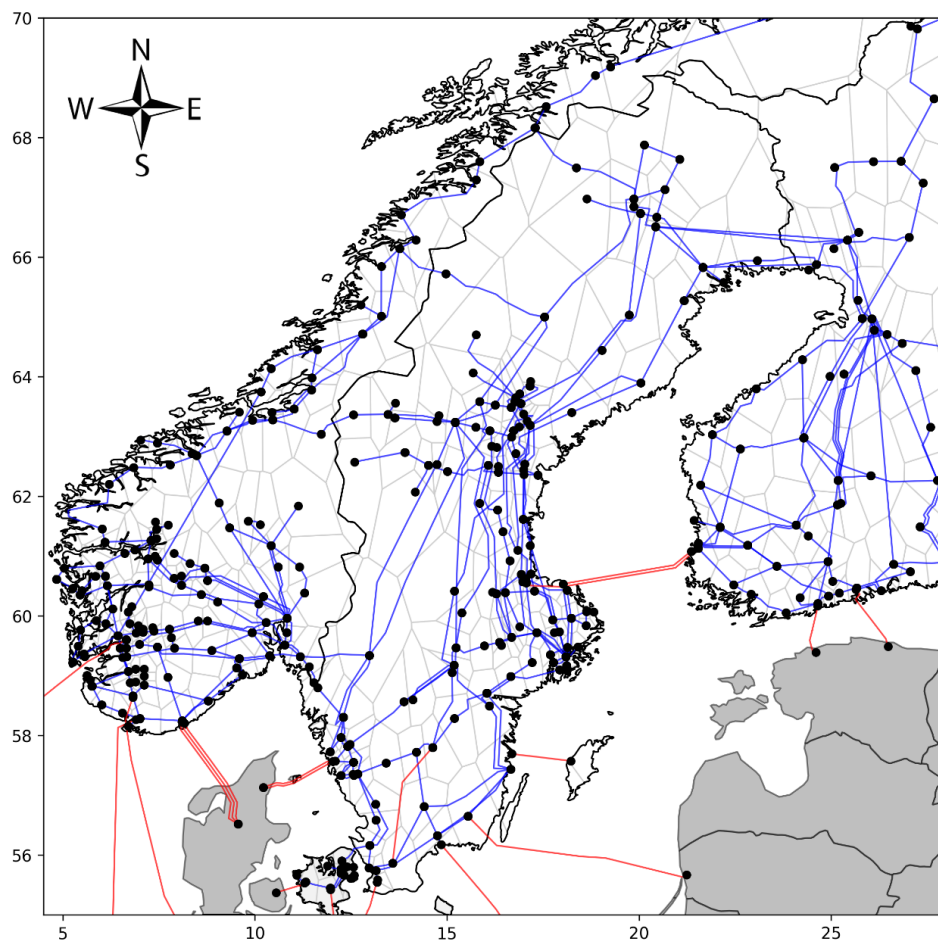


Tre elsystem som kan möta omställningen av industri- och transportsektorerna



Lisa Göransson, Filip Johnsson, Simon Öberg, Joel Bertilsson, Luis Kuhrmann, Niclas Mattsson
Institutionen för Rymd-, geo- och miljövetenskap, avdelning Energiteknik, Chalmers

Peiyuan Chen
Institutionen för Elkraftteknik, Chalmers

2025-05-19



CHALMERS

Tre elsystem som kan möta omställningen av industri- och transportsektorerna

Sammanfattning

Den här rapporten kompletterar den begränsade konsekvensanalys av ny kärnkraft för elsystemet som presenteras i propositionen¹ för finansiering av ny kärnkraft. Rapporten beskriver tre möjliga framtida elsystem i Sverige som möter efterfrågeökningen för industri och transportsektorerna, med och utan ny kärnkraft. Resultaten bygger på tekno-ekonomiska beräkningar med utgångspunkten att minimera kostnaden för samhället att möta behovet av el, värme och vätgas.

I propositionen står det att effekterna på elsystemets kostnad är svårbedömd, med hänvisning till att kostnaderna för nätutbyggnad, systemdrift och flexibilitet blir högre i en framtid med ett vindkraftsdominerat elsystem än i ett system där även kärnkraften byggts ut. Enligt våra beräkningar, som presenteras i rapporten, är den årliga kostnaden att möta efterfrågan på el, värme och vätgas 770-1600 MEUR högre i ett elsystem med 6 GW ny kärnkraft än ett elsystem utan ny kärnkraft. I dessa kostnader inkluderas kostnader för flexibilitet och där hänsyn tas till begränsningar i överföringskapaciteten på transmissionsnätetsnivå. Analysen visar att ett elsystem utan ny kärnkraft kräver större investeringar i batterikapacitet och gasturbiner för att hantera extrema nettolastsituationer, behov av snabba tillskott av aktiv effekt vid felfall och ramper i väderberoende elproduktion inom timmen. Kostnaderna för detta uppgår total till knappt 95 MEUR /år. Utöver de behov som analyseras tillkommer kostnader för att upprätthålla nätstyrka samt för dynamisk kompensering av reaktiv effekt. Att göra detta med känd teknik, så som synkronkompensatorer, innebär kostnader i storleksordningen 10-20 MEUR/år. Sammantaget innebär 6 GW ny kärnkraft därmed en merkostnad för samhället om ca 660-1490 MEUR/år.

Propositionen anger vidare att ny kärnkraft bidrar med mindre volatila elpriser. Våra analyser visar att vi får varierande elpriser oavsett om vi bygger ut ny kärnkraft eller inte eftersom Sverige är en integrerad del av elsystemet i norra Europa där betydande mängder vindkraft byggts ut, och där det fortsatt planeras en stor utbyggnad av vindkraft. Vindkraften kan också byggas ut snabbt för att klara elektrifieringen fram till att eventuell kärnkraft kan finnas på plats². Enligt beräkningarna ger en satsning på ny kärnkraft en 10-årsperiod med färre högstpristimmar och lägre medelpriser jämfört med ett fall utan ny kärnkraft på grund av ett tillfälligt överskott av elproduktion. Den här perioden föregås av en period med högre elpriser på grund av uteblivna investeringar i elproduktion i Sverige i väntan på ny kärnkraft. Ny kärnkraft trycker framför allt undan investeringar i vindkraft i elområde SE3. Ungefär 10 år efter att ny kärnkraft kommit på plats är elpriserna på ungefär samma nivå med och utan ny kärnkraft, eftersom det tillfälliga överskottet av elproduktion som uppstått genom satsningen på ny kärnkraft då eliminerats genom uteblivna investeringar i vindkraft.

¹ Regeringens proposition 2024/25:150 ”Finansiering och riskdelning vid investeringar i ny kärnkraft”.

² Att det behöver byggas ut vindkraft snabbt för att möta industrins elbehov är något som också har framkommit från en jämförelse av modeller från EA Energy Analyses, Profu, Chalmers (modellering från detta arbete) respektive Quantified Carbon inom ramen för projektet Nordeuropeiska energiperspektiv. Se <https://energiforsk.se/nyhetsarkiv/industrin-behov-for-dubbling-av-landbaserad-vindkraft-till-2035/>

Propositionen anger att det är oklart hur ny kärnkraft påverkan på lönsamheten hos andra elproduktionstekniker. Beräkningarna visar att en satsning på ny kärnkraft reducerar investeringar i vindkraft i Sverige, framför allt i elområde SE3 efter år 2040. Under en 10-års period med tillfälligt överskott av elproduktion i samband med introduktionen av ny kärnkraft reduceras också intäkterna för vattenkraft och befintlig kärnkraft väsentligt. Intäkterna för kärnkraft motsvarar inte kostnaderna för livstidsförlängning av ny kärnkraft under denna period. Beräkningarna visar att merkostnaden för ny kärnkraft för samhället kan reduceras något om den nya kärnkraften kommer på plats i samband med att befintlig kärnkraft pensioneras. En sådan tidsplan skulle också kunna reducera undanträngningseffekterna av subventionerad elproduktion på övriga kraftslag och göra det möjligt att ekonomiskt räkna hem en livstidsförlängning av den befintliga kärnkraften.

Sammanfattningsvis kan vi konstatera att den kvalitativa konsekvensanalysen i propositionen på ett olyckligt sätt blandar ihop stora och små effekter av ny kärnkraft på elsystemet. Vår förhoppning är att de kvantifieringar som görs i den här rapporten kan hjälpa till att förstå storleksskillnaderna och visar på en större bredd av möjligheter till att möta samhällets ökade efterfrågan på el.

Denna rapport är författad inom ramen för forskningsprogrammet Mistra Electrification (se <https://mistraelectrification.com/>). Delar av arbetet har gjorts i samverkan med projektet Nordeuropeiska energiperspektiv (Nepp).

Författarna
Göteborg, den 17 maj 2025

Omslagsbilden visar det geografiska området med tillhörande elnät som ingår i beräkningarna i EHUB-modellen, som är en av de modeller som använts för att ta fram resultaten i denna rapport. Blå linjer motsvarar transmissionsnät och röda linjer HVDC-kablar. Grå landyta indikerar områden utanför modellen.

Innehåll

1. Inledning	2
2. Metod	3
2.1 ELLI – energisystemmodell för att studera utveckling över tid	4
2.2 EHUB –elsystemmodell med hög geografisk upplösning	9
2.3 Elnätssimuleringsmodell som beaktar aktiv och reaktiv effekt	12
2.4 Undersökta fall och känslighetsanalyser.....	13
3. Resultat	14
3.1 Elproduktion och kostnader att möta efterfrågan på el.....	15
3.2 Känslighetsanalys – elproduktion och kostnader att möta efterfrågan på el, värme och vätgas	23
3.3 Timbalans, lagring och flexibilitet	25
3.4 Överföringsbegränsningar och behov av lokal flexibilitet.....	30
3.5 Extrema nettolastperioder	33
3.6 Spänningshållning och behov av kompensering av reaktiv effekt.....	36
3.7 Batterier för frekvenshållning inom timmen.....	38
3.8 Behov av åtgärder och totala kostnader för elsystemet	40
4. Diskussion.....	42
5. Slutsatser	44
6. Litteratur	45
7. Nyligen publicerade refereegranskade arbeten som bildar grunden till denna rapport	48
8. Appendix.....	50

1. Inledning

Energisystemet står inför en historisk förändring för att klara klimatmålen. I Sverige och andra industrialiserade länder innebär detta en elektrifiering av transport och industrisektorerna och med det en kraftigt ökad efterfrågan på el. I den här rapporten beskrivs tre möjliga framtida elsystem i Sverige som möter efterfrågeökningen för industri och transportsektorerna. Elsystemen är framtagna med beräkningsmodeller som ger den elsystemsammansättning och drift som kan möta efterfrågan på el till lägsta kostnad för samhället.

Rapporten är en uppföljare till en tidigare rapport från 2023¹ och baseras på en betydligt uppdaterad uppsättning beräkningsmodeller. Sedan dess har investeringskostnader för elproduktionstekniker ökat på grund av ökade råvarukostnader till följd av det rådande geopolitiska läget. I Sverige har en finansieringsmodell för kärnkraft utretts av regeringen, 13 vindkraftparker i Östersjön har fått avslag av regeringen på sin tillståndsansökan och LKAB:s planer att reducera järnmalm till järnsvamp för export i Kiruna har skjutits på framtiden. Utifrån detta är rapporten uppdaterad med avseende på kostnader för elproduktionstekniker och efterfrågan på el.

I rapporten görs modellberäkningarna för tre huvudantaganden; ett referensfall som möter efterfrågan på el, värme och vätgas till lägsta kostnad för samhället, ett fall där havsbaserad vindkraft inte tillåts i södra Östersjön och samma fall men där det ställs krav på minst 6 GW ny kärnkraft.

Modellresultaten visar hur elsystemet kan utvecklas under åren 2030-2065 för de tre fallen. För år 2050 är analyserna kompletterade med en elsystemmodell med detaljerad representation av det nordiska transmissionsnätet i vilken flaskhalsproblematik och behov av lokal flexibilitet analyseras. Resultaten från den modellen ligger vidare till grund för elnätssimuleringar som indikerar behovet av reaktiv effektkompensering för de tre fallen. Vidare analyseras nettolasten över 40 väderår för att utvärdera behovet av kompletterande investeringar vid extrema nettolastsituationer. Även behovet av batterier för att hantera variationer inom timmen uppskattas för de beräknade fallen.

Målet med rapporten är att skapa en så komplett bild som möjligt över tre olika sätt att uppfylla samhällets ökade behov av el för att ställa om transport och industrisektorerna. Självklart ger den analys som redovisas i denna rapport inte alla svar, utan det krävs fortsatt arbete för att i detalj förstå konsekvenser av olika utvecklingsvägar för elsystemet.

¹ Göransson, L., Johnsson, F., Ett framtida elsystem med och utan kärnkraft – vad är skillnaden? Mistra Electrification, 2023-07-05. Se <https://research.chalmers.se/publication/?id=536840>

2. Metod

För att analysera förändringarna i el- och energisystemet som en elektrifiering av industri- och transportsektorn innebär krävs stor geografisk spännvidd för att fånga handelsflöden och en lång tidshorisont som speglar förändrade förutsättningar för investeringar i ny elproduktion och lagring över tid givet ett antagande om ökad efterfrågan. Samtidigt behövs en hög geografisk upplösning för att representera överföringsbegränsningar i elnätet och en hög geografisk tidsupplösning för att fånga den väderberoende elproduktions variabilitet. För att klara av detta används i den analys som denna rapport baseras på tre olika elsystemmodeller i kombination. Deras egenskaper sammanfattas i tabell 1. En europeisk investeringsmodell, ELLI (ELelectricity Long-term Investment), används för att studera utvecklingen av elsystemet med utgångspunkt i dagens kapacitetsmix fram till år 2065. ELLI är en optimeringsmodell med målfunktion att möta efterfrågan på el, värme och vätgas till lägsta kostnad för samhället. Beräkningarna i ELLI följs upp av beräkningar med investeringsmodellen EHUB, som har högre geografiskupplösning än ELLI för det Nordiska elsystemet. EHUB används för att undersöka i vilken utsträckning begränsningar i transmissionsnätet påverkar den kostnadseffektiva systemsammansättningen. Elpriset för regioner utanför Norden från ELLI används i EHUB. Elproduktion och efterfrågan på el från EHUB används för att beräkna flöden av aktiv och reaktiv effekt i en elnätssimuleringsmodell och för kontrollera att de beräknade elsystemen är fysiskt och elkrafttekniskt rimliga i normaldrift samt identifiera behov av reaktiv effektkompensering.

Tabell 1. El- och energisystemmodeller som används i analysen.

ELLI	Minimera kostnad för samhället att möta efterfrågan	Stor del av Europa uppdelat i 25 elområden	Vart 5:e år 2030-2065 Två väderår 2920 tidskluster per väderår	El, vätgas och fjärrvärme	Elproduktionsmix över tid Storlek på vätgaslager och värmelager Elpriser och vätgaspriser
EHUB	Minimera kostnad för samhället att möta efterfrågan	Nordiska synkrona systemet uppdelat i 400 noder	2050 Ett väderår 3 timmars tidsupplösning	El, vätgas och fjärrvärme	Lokalisering av ny elproduktion och lagring Påverkan av transmissionsnätskapacitet på produktionsmix
Power flow model	Simulera flöden av aktiv och reaktiv effekt	Nordiska synkrona systemet uppdelat i 450 noder	2050 Ett väderår 3 timmars tidsupplösning	El	Kontroll att beräknade elsystem kan följa fysikaliska lagar om aktiv och reaktiv effekt i normaldrift Behov av reaktiveffektkompensering i stationärt tillstånd

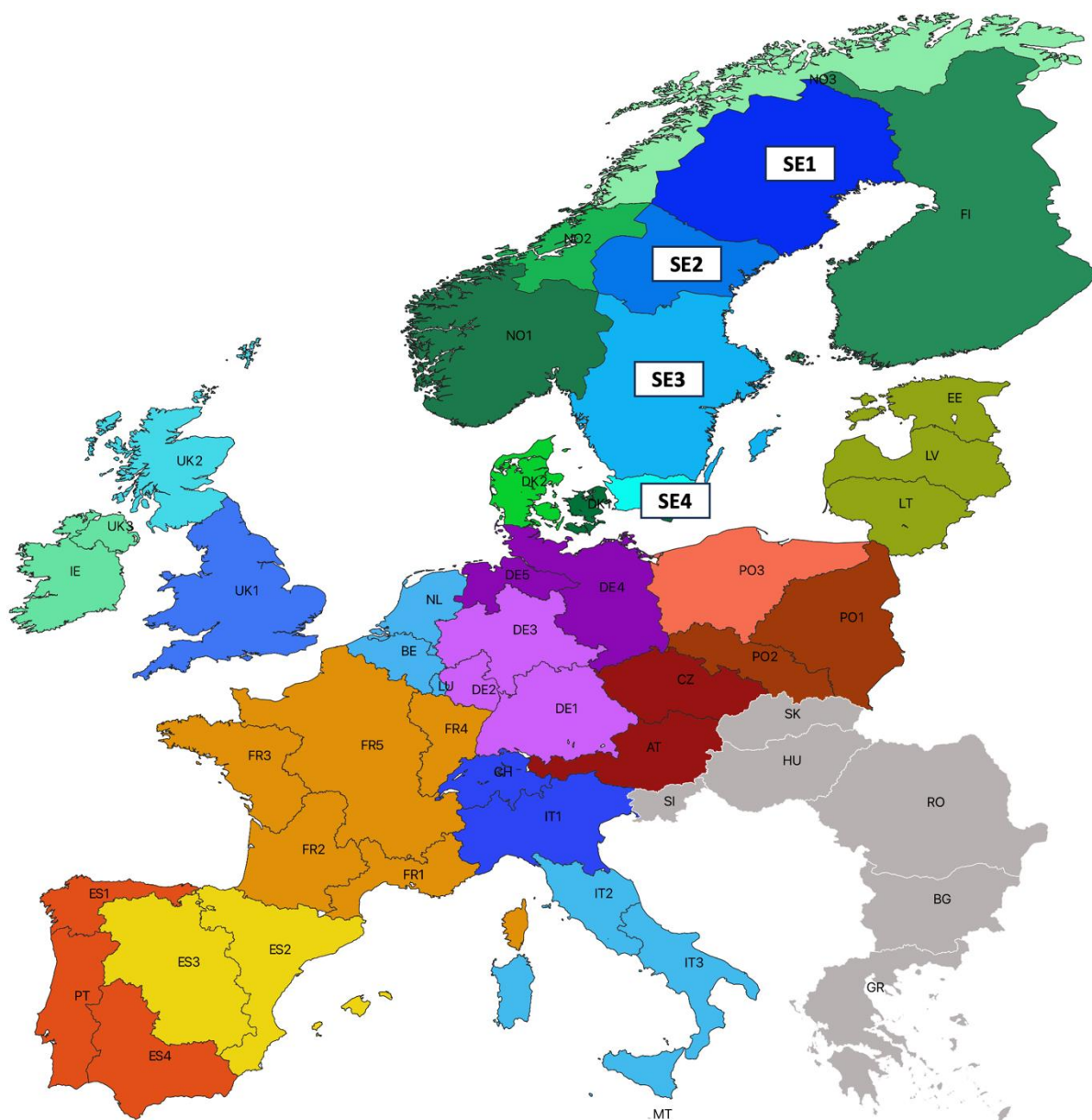
2.1 ELLI – energisystemmodell för att studera utveckling över tid

Utvecklingen av elproduktionsmixen under perioden 2030-2065 har beräknats med en kostnadsminimerande investeringsmodell, ELLI, som spänner över en stor del av det europeiska elsystemet (se figur 1). Med modellen beräknas alltså hur efterfrågan på el, värme och vätgas kan mötas till lägsta kostnad för samhället. Tack vare en relativt hög tidsupplösning (2920 kronologiska tidskluster framtagna enligt metod av Pinedas och Morales, 2019) och ett stort antal teknikalternativ, både när det gäller produktion och lagring, ger beräkningarna ett sammansatt elsystem som kostnadseffektivt möter efterfrågan. ELLI-modellen är en vidareutveckling av den modell som användes i den tidigare rapporten (Göransson & Johnsson, 2023) och baseras på Walter m.fl. (2020).

Utöver dagens efterfrågan på el och fjärrvärme ingår ny efterfrågan på el och vätgas från elektrifiering av befintlig industri och el till planerade batteri- och elektrobränslefabriker liksom el till transportsektorn. I modellen finns möjlighet att genomföra investeringar i lagring av el, värme och vätgas.

Geografiskt område. Området som modelleras omfattar huvuddelen av Europa så som visas i figur 1. Detta då det är viktigt att få med påverkan på elsystemet genom utbytet med omgivande länder. Som syns från figur 1 omfattar modelleringen 21 länder, uppdelat i 25 regioner.

Överföringskapacitet. De 25 regionerna (markerade med olika färger) i figur 1 är valda för att representera viktiga begränsningar i överföringskapacitet (även i de fall de endast har ett prisområde). Sverige är i modellen uppdelat i sina fyra elområden. Överföringskapaciteten mellan två regioner har begränsats till vad som förväntas vara på plats av ENTSO-E till 2040 (ENSTO-E, 2022).



Figur 1. Geografiskt område som omfattas av beräkningarna med ELLI-modellen.

Tidsupplösning och tidsperiod. Modellberäkningarna görs så att efterfrågan på el möts under perioden 2030-2065 givet en antagen ökning av elefterfrågan. Detta görs i 5-årsintervaller och hela perioden beaktas i beräkningarna för att ta hänsyn till att det finns kunskap om gradvis ökande priser på koldioxid och tillskott av ny kärnkraftsproduktion långt före det att de ökade koldioxidpriserna eller investering i kärnkraft påverkar elsystemet operationellt. Data från två historiska år, i form av torrår och våtår (1991 och 1992) har använts för att representera variationerna i vindhastighet, solinstrålning, temperatur och tillrinning som i sin tur påverkar möjligheterna till vindkraftsproduktion, solelproduktion, efterfrågan på el för uppvärmning och möjligheten till vattenkraftproduktion. Beräkningarna är gjorda för 5840 (2x2920) tidskluster för varje årsnedslag, alltså i genomsnitt 3-timmars tidsupplösning för två väderår. Vi använt en

kronologisk tidsklustringsmetod (Pineda m.fl., 2019) för att fånga variabiliteten och effektbehovet.

Kostnad för koldioxid. Eftersom vi i beräkningarna endast inkluderar en del av utsläppsmarknaden inom EUs handelssystem med utsläppsrätter (EU-ETS) använder vi en kostnad för koldioxid för att representera effekten av detta system. Kostnaden för koldioxid antas öka under den undersökta perioden för att svara mot ett utsläppsutrymme inom EU-ETS som går mot noll under den undersökta perioden (i enlighet med EUs mål om netto nollutsläpp till år 2050). Tabell 2 ger antagna kostnader för koldioxid i beräkningarna. I den här rapporten antar vi en kostnad för biomassa på 40 EUR/MWh och en kostnad för biogas på 80 EUR/MWh, vilket motsvarar en kostnad för biogas genom förgasning av biomassa. Utifrån dessa antaganden är det billigare att använda biogas i gasturbinerna än naturgas vid en kostnad på koldioxid om 320 EUR/ton. Det innebär att vid en kostnad för koldioxidutsläpp på 320 EUR/ton eller mer så är kostnadseffektivt med ett koldioxidneutralt elsystem och den exakta nivån saknar då betydelse för beräkningarna men ovan nämnda mål om nettonollutsläpp år 2050 uppfylls.

Tabell 2. Antagen kostnad för koldioxid i beräkningarna.

År	Kostnad koldioxid [EUR/ton]
2030	150
2035	200
2040	250
2045	320
2050-2060	>320

Elproduktionstekniker. Investeringar i ett stort utbud av elproduktionstekniker är inkluderade som alternativ i beräkningarna, inklusive vindkraft, sol, kärnkraft, gasturbiner (med naturgas eller biogas som bränsle beroende på koldioxidpris), kraftvärmeverk och fossil kondenskraft med och utan koldioxidinfångning och lagring. Kostnader för elproduktionstekniker baseras på danska Energimyndigheten (Energistyrelsen, 2025) med undantag för kostnader för kärnkraft som är hämtade från regeringens utredning om finansiering av kärnkraft (Dillén, 2024). En komplett lista av tekniker samt antaganden för dessa ges i appendix 1, men för de för Sverige mest centrala gäller:

- **Vattenkraft.** Dagens vattenkraft antas finnas kvar, men modellen möjliggör inte nya investeringar i vattenkraft. Vattenkraftens möjlighet att hantera variationer i elsystemet begränsas av den installerade effekten, årstillrinningen och vattendomar. För att representera variationer i tillrinning till vattenkraftmagasinen används tillrinning från SMHI:s så kallade HBV-modell för hydrologiska system (Bergström, 1995) för åren 1991 och 1992. År 1991 var ett torrår i Sverige med en total tillrinning på 62,3 TWh medan 1992 var ett våtår med en total tillrinning på 73,3 TWh. Vattendomar begränsar

bland annat högsta och lägsta nivåer i reservoarer och älvar. Den minsta produktionsnivån per timme är satt till 10% av installerad effekt, samt att minimiproduktion per dygn är satt till 20% av maximal dygnsproduktion. Dessa bivillkor syftar till att bibehålla produktionsnivån under längre perioder med låga elpriser för att undvika att mindre reservoarer i älvsystemen översvämmas. För att undvika längre perioder av produktion på högsta effekt, något som är ett vanligt utfall i modeller av ELLI-typ, begränsas veckoproduktionen baserat på en studie av Ek Fälth m.fl. (2025). Till exempel är veckoproduktionen för prisområde 1 begränsad till 77% av maximal veckoproduktion, något som dock inte utesluter produktion på maxeffekt under delar av veckan. För att bibehålla hög produktion under längre perioder behöver det finnas vatten vid rätt kraftstationer, något som ibland kräver att vatten spills förbi mindre stationer. Detta spill aktiveras i modellen när veckoproduktionen är mindre än 10%-enheter under den maximala veckoproduktionen. Implementeringen av dessa bivillkor för vattenkraften är utvärderade av Öberg m.fl. (2025). Molin m.fl. (2016) har uppskattat potentialen för effekthöjningar till 3 400 MW för de 10 största kraftproducerande älvarna i Sverige. Vi har dock valt att inte inkludera denna potentiella möjlighet då det inte är klart om den kommer att rymmas inom vattendomarna och att vi vill undvika att överskatta vattenkraftens flexibilitet.

- **Vind- och solel.** För vindkrafts- och solelproduktion används historiska och modellerade väderdata från åren 1991 och 1992. Väderdata för vind- och solelproduktion varierar alltså både geografiskt och över tid. Vindhastighet och solinstrålning är tagna från Europeiska centret för medellånga väderprognoser (C3S 2017) med hjälp av verktyget utvecklat av Mattsson m.fl. (2021). En begränsad acceptans för landbaserad vindkraft är antagen för Sverige. Endast 5 % av den landyta som är möjlig för vindkraftsproduktion får användas (vägar, sjöar, våtmarker, naturreservat och tätbefolkade områden borträknade). Havsbaserad vindkraft kan byggas på max 40 m djup och minst 5 km från land. När naturreservat och skyddade områden är borträknade får 33 % av havsytan användas (givet minst 5 km från land och där djupet är max 40m). Områden med potential för vindkraft är för både land- och havsbaserad vindkraft indelad i fem klasser per region för att representera skillnader i vindresurs. Flytande havsbaserad vindkraft ingår ej som valbar teknik (då dess kostnader är höga och osäkra).
- **Kärnkraft.** Dagens kärnkraft antas livstidsförlängas med ytterligare 20 år till totalt 80 års livslängd. Kostnaden för livstidsförlängningen ingår inte i beräkningarna, men uppskattas och jämförs med intäkter för kärnkraftsproduktion i de olika fallen. Modellen kan också investera i ny kärnkraft i samtliga länder utom Tyskland. Kostnaderna för nyinvesteringar motsvarar alltså den som anges i Dillén (2024). Kärnkraften antas kunna variera sin produktionsnivå fritt mellan 70-100 % av installerad kapacitet. Kärnkraftens totala nyttjandegrad är begränsad till 82 % på årsbasis baserat på den högsta uppmätta tillgängligheten globalt sedan 2004 (IAEA, 2025), vilket är 4%-enheter högre än genomsnittet för svensk kärnkraft (Energiföretagen, 2023). Modellen inkluderar inte små och modulära reaktorer (SMR) då kostnaderna för denna teknik är okänd i dagsläget.

Efterfrågan på el, vätgas och värme. Figur 2 visar den antagna efterfrågan på el för de beräknade fallen. Mängden el till fjärrvärmesystemet är ett resultat av beräkningen. I övrigt är efterfrågan på el baserat på antaganden enligt nedan. För att ersätta fossila bränslen i transport, industri och värmesektorn fördubblas efterfrågan på el i den del av Europa som inkluderas i

beräkningarna. Även i Sverige antas en knapp fördubbling av efterfrågan på el i de beräknade fallen, från 140 TWh till 260 TWh exklusive el för produktion av järnsvamp för export (rosa staplar i figur 2). I Sverige står el för vätgasproduktion till industrin för en stor del av ökningen (ljusgröna staplar i figur 2). Följande har antagits avseende elefterfrågan:

- **Fix elefterfrågan.** I tillägg till befintlig elanvändning antas el användas till högtemperaturuppvärmning inom cementproduktion (plasma i roterugnar undersöks i CemZero-projektet där bland annat Heidelberg Materials² ingår), till batterifabriker (här har vi antagit att det ändå blir en fabrik i Norrbotten och att den som planeras i Västra Götaland blir av) samt el till processerna vid produktion av grönt stål, ammoniak och återvinning av plast. Cement- och plastindustrins produktionsvolym antas förbli oförändrad (på den nivå den hade innan elektrifieringen) medan stålindustrin väntas växa (Hybrit och Stegra ingår i beräkningarna). Elbehovet från industriella processer antas vara konstant över tid och uppgår till ca 3 GWh/h eller 26 TWh/år. Denna elanvändning, tillsammans med befintlig elanvändning, inklusive el till individuella värmepumpar, och en delmängd av el för transporter, utgör alltså en förutbestämd efterfrågan på el varje timme i beräkningarna.

- **El till vätgasproduktion.** Utöver den direkta konsumtionen av el inom industrin antas el även användas för att producera vätgas till reduktion av järnmalm (som planeras av LKAB och studerats av Toktarova m.fl., 2022a), för produktion av ammoniak, elektrobränslen och biobaserade bränslen samt för termokemisk plaståtervinning (som studeras av Borealis samt belysts av Toktarova m.fl., 2022b). Vätgasanvändningen inom stålindustrin antas motsvara reduktion av den järnmalm som behövs för att möta behovet av järn för produktion av grönt stål i Sverige (Hybrit och Stegra). Dagens plastindustri antas bibehålla dagens produktionsvolym men övergå till termokemisk återvinning medan raffinaderierna förväntas minska sin produktionskapacitet till 1/3 av nuvarande nivå när de går över till tillverkning av förnybara bränslen³. Den totala efterfrågan på vätgas är utifrån dessa antaganden strax över 6 GWh/h vilket motsvarar 54 TWh/år. Det är möjligt att förskjuta elkonsumtion för vätgasproduktion från perioder med höga elpriser till perioder med lägre elpriser under förutsättning att investeringar tas i vätgaslagring och extra elektrolysörkapacitet så att industrins behov av vätgas fortfarande tillgodoses varje timme. Kostnaderna för vätgaslagring motsvarar kostnader för storskaliga bergrumslager av den typ som testats inom HYBRIT. Kostnaderna för elektrolysörkapacitet motsvarar elektrolysörer av typen PEM. Samtliga kostnader för energilagring är hämtade från danska Energimyndigheten, se appendix för detaljer.

- **El för transporter.** Samtliga personbilar antas vara elektrifierade vilket innebär en efterfrågan på el på 12 TWh/år i Sverige. Bilarna antas ladda så fort de står parkerade längre än 1h (enligt körmönster framtaget med GPS mätningar av 426 bilar i sydvästra Sverige, se Kullingsjö och Karlsson, 2012). Av dessa bilar antas 30% kunna laddas flexibelt vilket här innebär att de kan välja att ladda eller inte ladda när de står parkerade

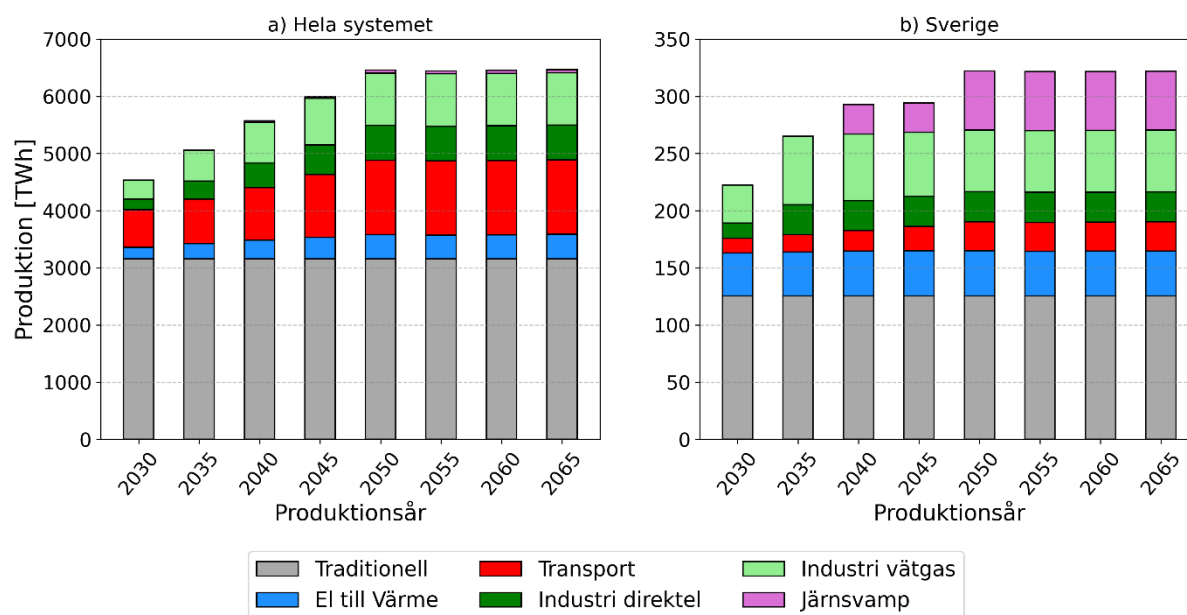
² Tidigare Cementa.

³ Ungefärligt värde baserat på bland annat Preems hållbarhetsrapport 2024, <https://cms.preem.com/Content/documents/rapporter/hallbarhetsredovisningar/2024/preem-ars-hallbarhets-rapport-2024.pdf>

1h eller mer men att de alltid måste ladda tillräckligt mycket för att försörja sitt transportbehov. Bilarna antas vara utrustade med 30 kWh batterier i genomsnitt och laddeffekten är begränsad till 3,7 kWh/h. Även lastbilar och bussar antas vara elektrifierade, vilket innebär ytterligare 13 TWh/år elbehov i Sverige. Bussar och lastbilar antas inte kunna laddas flexibelt.

-El till fjärrvärmesystemet. Dagens efterfrågan på fjärrvärme är inkluderat i modellen och kan mötas av rena värmeproduktionstekniker, biomassabaserad kraftvärme samt värmepumpar och elpannor. Det är möjligt att investera i värmelager vilket innebär att värmepumpar och elpannor kan producera värme under perioder med god tillgång på el till låg kostnad för att sedan spara värmen i värmelager och använda för att möta efterfrågan på värme vid ett annat tillfälle. För storskaliga värmepumpar antar vi ett genomsnittlig COP faktor på 4 (dvs 4 delar värme för varje del el) då en stor del av dessa använder sig av restvärmeströmmar som värmekälla (som kan förväntas vara av ungefär samma temperatur året om).

I samtliga länder i norra Europa antas en elektrifiering av stål-, ammoniak- plast- och cementindustrin samt transportsektorn. Utöver en efterfrågan på el från industrin samt transportsektorn antas el efterfrågas för att ersätta naturgas för uppvärmning i individuella hushåll i Tyskland, Polen, Nederländerna och Storbritannien. Hushållen antas använda sig av luft-luft-värmepumpar som ger ett COP värde mellan 1 och 4,8 beroende på utomhustemperatur baserat på sambandet som ges av Runhau m.fl. (2019).



Figur 2. Efterfrågan på el för norra Europa och Sverige för det beräknade fallen. Mängden el till fjärrvärmesystemet är ett resultat av beräkningen men ligger på ungefär samma nivå i samtliga fall. I övrigt är efterfrågan på el antaget före beräkningarna.

2.2 EHUB –elsystemmodell med hög geografisk upplösning

EHUB har utvecklats som komplement till ELLI för att bättre representera transmissionsnätets begränsningar att överföra kraft. I och med elektrifieringen av transport- och industrisektorn förändras placeringen av laster i elnätet. Samtidigt är förutsättningarna för ny elproduktion,

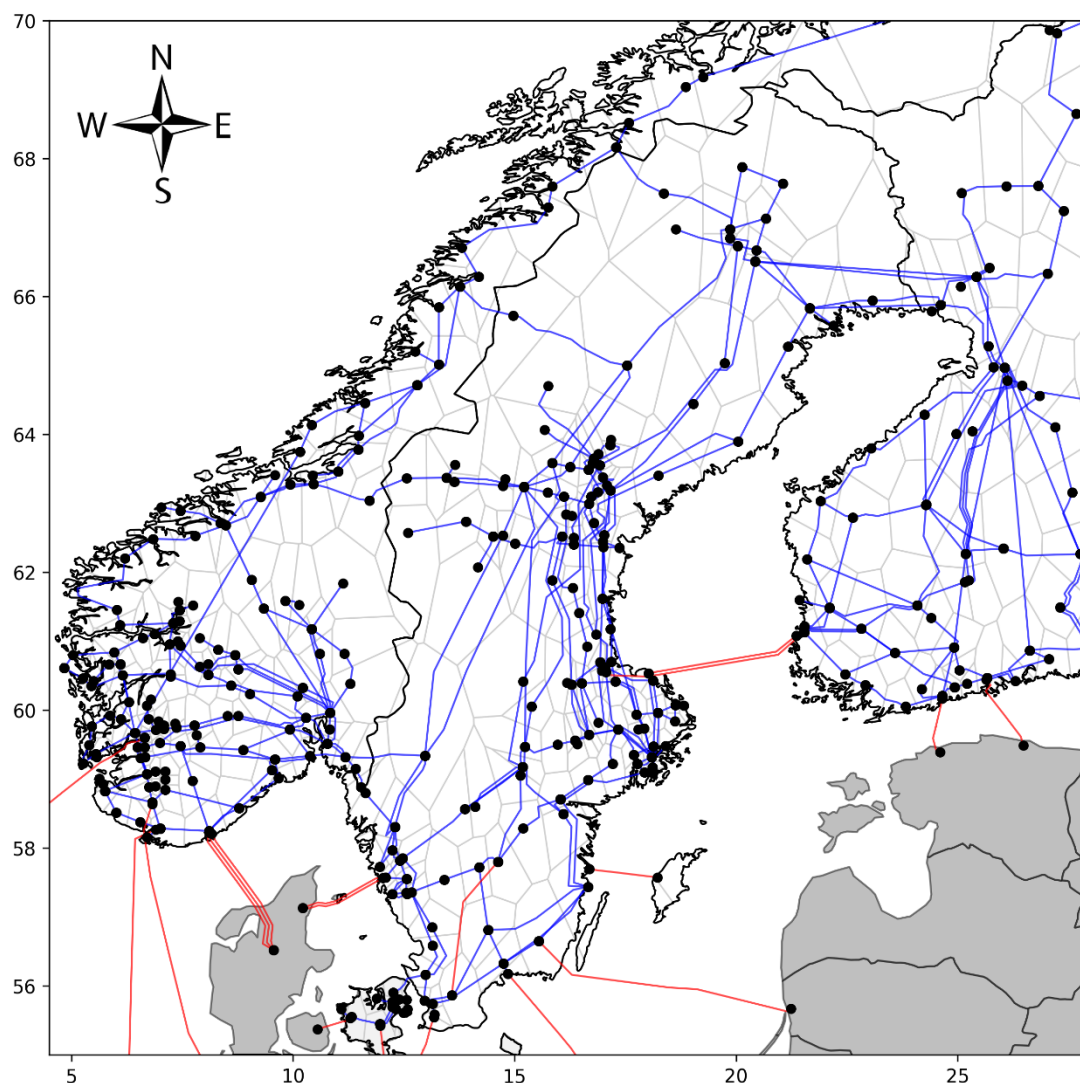
framför allt vind- och solkraft, olika i olika delar av landet. Det här innebär att det uppstår nya flöden och flaskhalsar i transmissionsnätet och att det gör skillnad var inom ett elområde som ny elproduktion och lagring placeras för att kunna möta lasten och göra det kostnadseffektivt. I likhet med ELLI är EHUB en modell som minimerar investeringskostnader och rörliga kostnader att möta efterfrågan på el, värme och vätgas. EHUB-modellen kan investera i samma elproduktions- och lagringstekniker som ELLI-modellen.

Geografiskt område. Området som modelleras omfattar det nordiska synkrona elsystemet, Sverige, Finland, Norge och östra Danmark (Själland), och är indelat i 400 noder motsvarande samtliga transformatorstationer anslutna till 400kV, 300kV och 220kV nätet, enligt figur 3.

Överföringskapacitet. Överföringskapaciteten mellan två noder har begränsats till dagens kapacitet plus de transmissionsnätsprojekt som förväntas vara genomförda innan 2040 (Nordic grid development plan och SVK grid development plan). Överföringskapaciteten ansätts utifrån ENTSO-E:s karta över elnätet tillsammans med antaganden om ledningstyp enligt tabell 3. Handel med el genom HVDC-kablar till omgivande regioner utanför modellen är begränsad till dagens kapacitet (ENTSO-E 2024) inklusive planerade HVDC-projekt, uppdaterat februari 2025. Handelspriset på el till och från omgivande regioner baseras på marginalkostnad för elproduktion från ELLI. I EHUB är överföring inom transmissionsnätet både begränsade av termisk kapacitet och skillnaden i spänningens fasvinkel mellan olika noder. Den beräknade överföringsförmågan motsvarar alltså vad som refereras till som ”flow-based”.

Tabell 3. Antaganden om ledningstyp för de beräknade fallen.

Spänningsnivå	Ledningstyp
220 kV	Duplex 774AL59
300 kV	Triplex 606-AL1/77-ST1A (Feral 380 Grackle)
400 kV	Triplex 910AL59



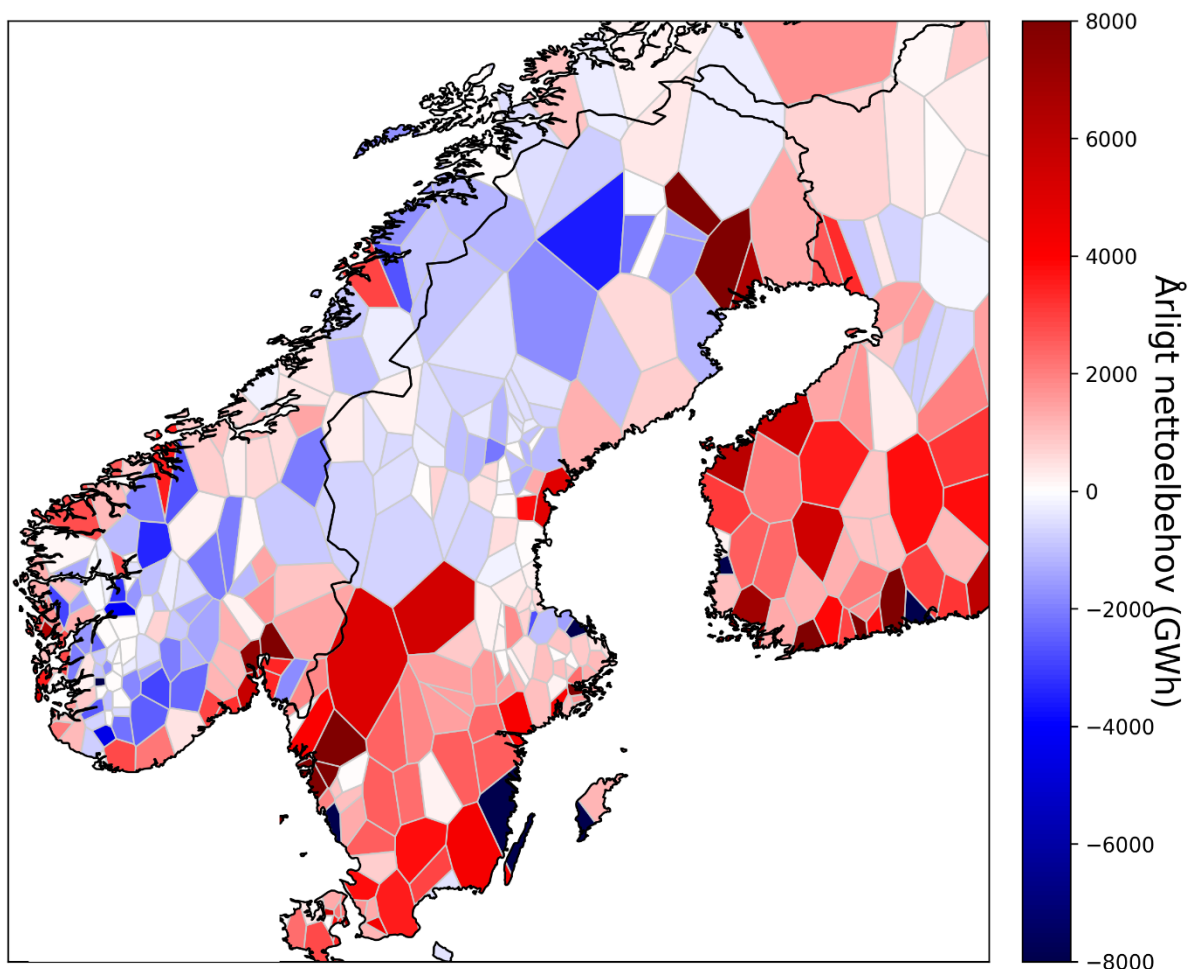
Figur 2. Geografiskt område som omfattas av beräkningarna i EHUB-modellen. Blå linjer motsvarar transmissionsnät och röda linjer HVDC-kablar. Grå landyta indikerar områden utanför modellen.

Tidsupplösning och tidsperiod. Beräkningarna görs för ett tidsnedslag, år 2050, med tidsupplösning på 3 timmar. 2019 används som väderår.

Kostnad för koldioxid. Eftersom analysen endast görs för år 2050, då vi bör ha uppnått ett koldioxidneutralt elsystem i Norden, så tillåts inte investeringar i produktionstekniker med fossilbaserade koldioxidutsläpp.

Elproduktionstekniker. Samma som ELLI-modellen, se ovan.

Efterfrågan på el, vätgas och värme. Samma som ELLI-modellen. I figur 4 visas den geografiska fördelningen av årligt nettoelbehov per nod. Årligt nettobehov definieras här som summan av det totala årliga elbehovet minus existerande produktionsvolym 2024 från vattenkraft och kärnkraft.



Figur 4. Årligt nettobehov per nod i de beräknade fallen.

2.3 Elnätssimuleringsmodell som beaktar aktiv och reaktiv effekt

Den förestående elektrifieringen av industri- och transportsektorerna innebär stora förändringar för elnätet i form av förändrad placering av last och produktion, förändring i fördelningen mellan olika elproduktionsslag samt en total ökning av både last och produktion ansluten till elnätet. De här förändringarna i last och produktion innebär inte bara ändrade flöden i elnätet utan också ett annat behov av frekvensreglering och spänningsreglering samt nya sätt att tillgodose dessa.

En elnätssimuleringsmodell används för att säkerställa att de flöden i elnätet som beräknas i EHUB är möjliga att realisera samt för att uppskatta de olika tre beräknade fallens behov av spänningsreglering. Modellen grundar sig på de icke-linjära ekvationerna för flöden av aktiv och reaktiv effekt givet produktion och konsumtion av el i varje nod i det Nordiska transmissionsnätet från EHUB. Elnätssimuleringsmodellen har utvecklats i samverkan med projektet Nordeuropeiska energiperspektiv (Nepp⁴).

⁴ <https://energiforsk.se/program/nepp/>

Specifikt analyserar vi den stationära reaktiva effektkompensation som behövs inom transmissionsnätet. Denna stationära kompensation tillhandahålls främst av shuntreaktorer och shuntkondensatorer. Behov av spänningsreglering uppstår i och med att el överförs i transmissionsnätet och skillnader mellan de tre fallen som analyseras uppstår på grund av att dessa resulterar i olika lokalisering av elproduktionen.

Analysen kommer under hösten 2025 kompletteras med en analys av behov av dynamisk kompensering av reaktiv effekt.

Elproduktion och elefterfrågan. Elnätssimuleringsmodellen utgår ifrån elproduktion och elefterfrågan från EHUB för varje nod och tidssteg och tillämpar samma nätinfrastruktur som EHUB (figur 3).

Elnätsbeskrivning och validering av flöden. Till skillnad från EHUB, som använder sig av förenklade linjära samband för att beskriva flöden i elnätet används här kompletta icke-linjära samband för växelström. Flödena i transmissionsnätet från EHUB utvärderas genom att jämföra dessa med flöden som beräknas i elnätssimuleringsmodellen. Dessutom kan förlustmodellen för EHUB (ett fast förhållande mellan förluster beroende på längden på varje kraftledning) valideras genom att jämföra EHUB-förlusterna med förlusterna som beräknas av elnätssimuleringen.

Beräkning av behovet av kompensering av reaktiv effekt i stationärt tillstånd. I elnätssimuleringarna antar vi att alla noder har obegränsad förmåga att kompensera för reaktiv effekt, och att spänningen i alla noder hålls på sina nominella värden (1 p.u.). Elnätssimuleringen ger behovet av reaktiv effekt (antingen produktion eller konsumtion) i varje nod för att hålla spänningen på 1 p.u. I verkligheten är spänningsnivån i transmissionsnätet tillåten att variera mellan 0.9875 p.u. och 1.05 p.u. i stationärt tillstånd. Antagandet om en enhetlig spänning på 1 p.u. kan därmed leda till en viss överskattning av behovet av kompensering av reaktiv effekt. Högsta nivån för produktion och förbrukning av reaktiv effekt per nod ger behovet av shuntreaktorer och shuntkondensatorer som sedan aggregeras till elområdesnivå.

2.4 Undersökta fall och känslighetsanalyser

I arbetet har tre fall analyserats:

Referens. I referensfallet har vi inget krav på ny kärnkraft i Sverige (men ny kärnkraft tillåts från 2040) och investeringar i havsbaserad vindkraft tillåts längs hela den svenska kusten inklusive i södra Östersjön (givet de kriterier som anges ovan).

Begränsning i havsbaserad vindkraft. Det här fallet motsvarar referensfallet med skillnaden att havsbaserad vindkraft inte tillåts i södra Östersjön i enlighet med det beslut som nu gäller, vilket innebär en övre gräns på 6 GW havsvind i SE3 och 2 GW i SE4. Den övre gränsen motsvarar en situation där samtliga projekt på västkusten får tillstånd att byggas.

Ny Kärnkraft. I det här fallet kräver vi minst 3 GW ny kärnkraft i Sverige 2040 och ytterligare 3 GW kärnkraft 2050⁵. Precis som i fallet med begränsad havsvind tillåts

⁵ Anledningen till valet av 3 + 3 GW kärnkraft är att detta beslutades i ett projekt inom ramen för projektet Nordeuropeiska energiperspektiv (Nepp).

inte investeringar i havsvind i södra Östersjön. 3 GW är tänkt att motsvara ungefär 2 till 3 reaktorer. Regeringen har ett mål om 2 nya reaktorer till 2035 vilket nog får ses som väldigt optimistiskt. Vi har därför valt att anta att ny kärnkraft kan finnas tillgänglig 2040. Antagandet om totalt 6 GW ny kärnkraft vid år 2050 innebär att det tillsammans med befintlig livstidsförlängd kärnkraft kan tänkas svara mot i storleksordningen 10 reaktorer – ett antal som kommunicerats som långsiktigt önskvärt av regeringen.

I samtliga tre fall antar vi att befintlig kärnkraft livstidsförlängs med 20 år till totalt 80 års livslängd. Vidare antar vi att industrins ställer om till 2035, vilket får betraktas som optimistiskt men också i linje med vad som kommunicerats, men att reduktion av järnmalm för export uteblir. I nio känslighetsanalyser med ELLI-modellen har vi sedan testat vad det innebär för den kostnadsoptimala produktionsmixen i de tre fallen om en livstidsförlängning av befintlig kärnkraft uteblir, om export av järnsvamp genomförs samt en kombination av dessa.

3. Resultat

Resultaten är indelade i sex avsnitt som belyser olika aspekter som är centrala för ett tillförlitligt och kostnadseffektivt elsystem. Resultatdelen avslutas med en summering av kostnader för produktion och lagring för att möta efterfrågan på el, värme och vätgas varje timme med kostnader för gasturbiner, batterier och shuntreaktorer och kondensatorer för fallen med begränsad havsvind med och utan ny kärnkraft 2050 för att ge en så komplett överblick som möjligt över lösningar för Sveriges elektrifiering.

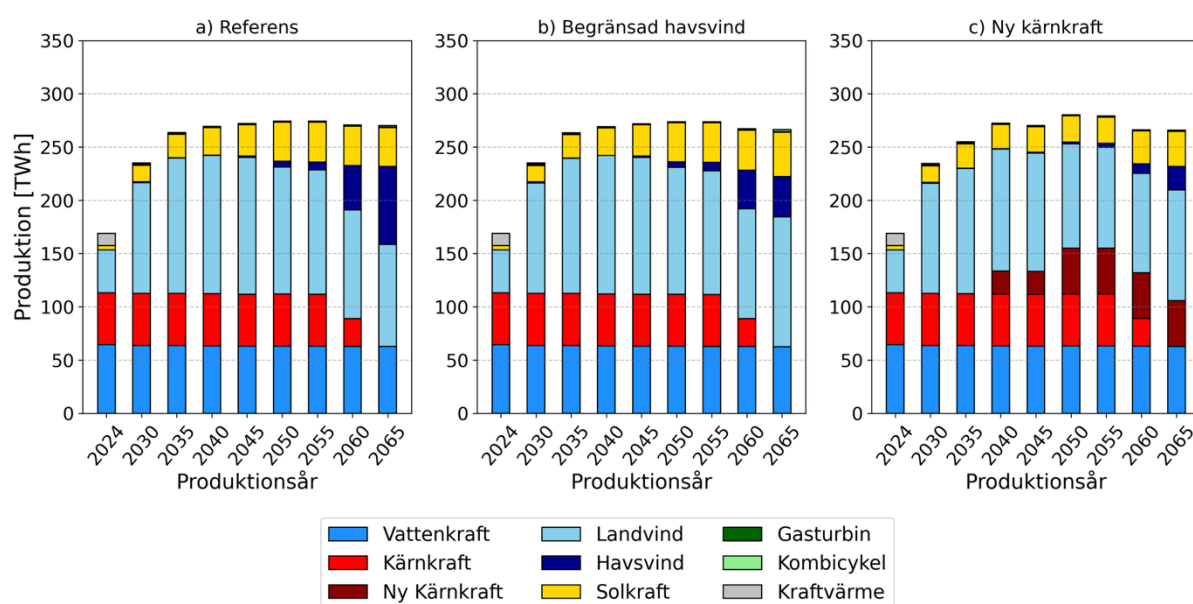
Det första avsnittet, **Elproduktion och kostnader för att möta efterfrågan varje timme**, belyser utvecklingen av elsystemet över tid i termer av produktionsmix, kostnaden för samhället att möta efterfrågan, utbyggnadstakt och elpriser. Avsnittet följs av en känslighetsanalys där vi ser på effekterna av en ytterligare efterfrågeökning till följd av järnsvampproduktion i Sverige för export liksom konsekvenserna av att inte livstidsförlänga befintlig kärnkraft. I avsnittet **Timbalans, lagring och flexibilitet** redovisas kostnadseffektiva investeringar i lagring för uthålliga och återkommande variationer i elproduktionen liksom behovet av gasturbiner för att möta effektbehovet för de tre beräknade fallen. Denna analys kompletteras med avsnittet **Överföringsbegränsningar och behov av lokal flexibilitet** där vi tittar på behovet av gasturbiner och batterier liksom fördelning av produktionen från vind- och solkraft som konsekvens av begränsningar i transmissionsnätet. Ytterligare behov av flexibilitet kan uppstå för att kunna möta även **Extrema nettolastperioder** som förekommer enstaka år och är något som analyseras i avsnittet med samma namn.

För ett tillförlitligt elsystem behövs också en rad systemtjänster. Behovet av systemtjänster samt resurser för att möta dessa behov beror av elsystemets sammansättning så som andelen synkront ansluten elproduktion (till exempel kärnkraft och vattenkraft) och omriktaransluten elproduktion (vind- och solkraft). Bongiorno och Karlsson (2024) sammanfattar en lista på nödvändiga egenskaper hos ett tillförlitligt elsystem samt hur dessa kan mötas med synkront ansluten respektive omriktaransluten elproduktion. I avsnittet **Spänningshållning och behov av reaktiv effektkompensering** kvantifierar vi behovet av shuntreaktorer och shuntkondensatorer för reaktiv effektkompensering i stationärt tillstånd i de tre basfallen år 2050. Vi planerar att komplettera detta med beräkningar av behovet av reaktiv effektkompensering vid fel under hösten 2025. I avsnittet **Behov av batterier för frekvensreglering** gör vi en uppskattning av behovet av batterier för att hantera variationer inom timmen för de tre basfallen år 2050. Avsnitten runt systemtjänster ska ses som en första

ansats att adressera dessa för framtida fall och är under utveckling i samarbete med elkratteknisk expertis på KTH och Chalmers.

3.1 Elproduktion och kostnader att möta efterfrågan på el

Figur 5 visar produktionsmixen från ELLI-modellen för referensfallet, fallet med begränsad havsvind och ny kärnkraft för åren 2024-2065 under antagandet att befintlig kärnkraft livstidsförlängs och att LKAB inte producerar järnsvamp för export. Ökningen av efterfrågan på el fram till år 2035 möts framför allt av landbaserad vindkraft med stöd från solen i samtliga fall. Den landbaserade vindkraften går från en årsproduktion om 40 TWh 2024 till 110-120 TWh år 2035. I referensfallet och fallet med begränsad havsvind ser elsystemet i all väsentlighet lika ut från år 2035 till år 2055, varefter havsvinden ersätter befintlig kärnkraft som nått slutet av sin livstid. Utan stopp för havsbaserad vindkraft i södra Östersjön ersätts också en del av den landbaserade vindkraften som nått sin tekniska livslängd med havsbaserad vindkraft mot slutet av perioden. Det beror på att kostnaden för havsbaserad vindkraft förväntas sjunka kraftigare än för landbaserad vindkraft över tid (Energistyrelsen, 2025) samtidigt som havsvinden har en högre utnyttjningstid tack vare mer jämna och kraftiga vindar till havs. Förskjutningen från landbaserad vindkraft till havsbaserad vindkraft innebär också en förskjutning av elproduktion från norra till södra Sverige. Kostnaden att möta efterfrågan på el är snarlik i referensfallet och begränsad havsvindfallet under förutsättning att landbaserad vindkraft kan byggas ut i den omfattning som här beskrivs. Under andra halvan av seklet kan havsbaserad vindkraft i södra Östersjön avlasta utbyggnaden av landbaserad vindkraft.



Figur 5. Produktionsmix över tid i för de tre beräknade fallen. Från ELLI-modellen.

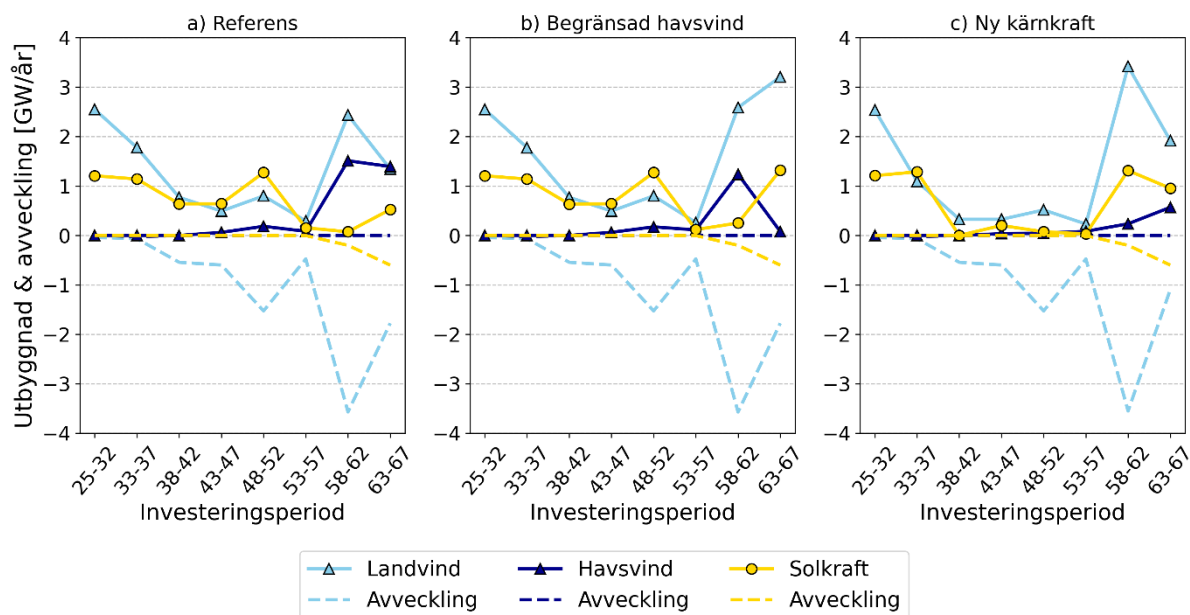
Precis som för den havsbaserade vindkraften ökar den andel av efterfrågan som möts av solkraft över tid trots att efterfrågan på el planar ut. Detta till följd av en reduktion i investeringskostnad över tid både för solkraft och för batterier som balanserar solens dygnsvariationer.

Både i referensfallet och fallet med begränsad havsvind hålls jämn elproduktion om ca 270 TWh/år från 2035 och framåt vilket innebär en nettoexport om ca 10 TWh/år. I fallet med ny kärnkraft innebär dock det faktum att kärnkraft kommer in i elsystemet 2040 att den kostnadseffektiva utbyggnaden av vind- och solkraft före 2040 bromsas något vilket medför att Sverige importerar ca 10 TWh/år från den tid då den nya efterfrågan på el kommit på plats fram till dess att första etappen av kärnkraftsprogrammet är färdigt. Det bör noteras att modellresultaten troligen underskattar nivån på uteblivna investeringar i vindkraft och sol till följd av ett beslut om ny kärnkraftsutbyggnad med tillhörande finansieringsgaranti (alltså hur en verklig marknad skulle reagera⁶). I och med att efterfrågan på el är förutbestämd i modellen så måste investeringar tas för att möta denna innan ny kärnkraft kommit på plats. Vid år 2050, när totalt 6 GW ny kärnkraft är på plats, har vi därför också en något högre årsproduktion i Sverige än i fallen utan ny kärnkraft under en period om ca 10 år innan befintlig kärnkraft avvecklas och produktionsnivån åter ligger på samma nivå som i de övriga fallen. I modellresultaten ersätter alltså ny kärnkraft framför allt investeringar i vind- och solkraft i Sverige och har liten påverkan på importbalansen på längre sikt. 6 GW ny kärnkraft i kärnkraftfallet innebär en merkostnad för samhället att möta efterfrågan på el motsvarande ca 1600 MEUR/år jämfört med fallet med begränsad havsvind vilket motsvarar i genomsnitt c:a 37 EUR/MWh för ny kärnkraft.

Med en förväntat kraftig ökning av efterfrågan på el till 2035 för att ställa om den energiintensiva industrin följt av en ny period av oförändrad efterfrågan på el behövs en initialt kraftig ökning av elproduktionskapacitet följt av en period med mindre investeringar. När sedan elproduktionen som byggts ut till 2035 behöver bytas ut samtidigt som den livstidsförlängda kärnkraften fasas ut uppstår en ny period med stort behov av ny elproduktionskapacitet. Figur 6 ger utbyggnadstakten av elproduktionskapacitet för de tre huvudfallen och illustrerar tydligt dessa två intensiva investeringstoppar för landbaserad vindkraft för åren 2025-2037 och 2058-2067. Utbyggnadstakten för landbaserad vindkraft är något högre än de historiskt högsta nivåerna runt 2 GW/år som vi hade i Sverige åren 2021-2023 och behöver här också upprätthållas under en längre tidsrymd. I referensfallet, utan begränsningar för havsbaserad vindkraft i södra Östersjön, dämpas investeringstoppen under åren 2058-2067 för landbaserad vindkraft tack vare en parallell utbyggnad av havsbaserad vindkraft. I referensfallet och fallet med begränsad havsvind har solkraft en relativt jämn utbyggnadstakt om 1 GW/år under hela perioden 2025-2052, medan den i kärnkraftsfallet har investeringstoppar i början och slutet av den undersökta perioden i likhet med landbaserad vindkraft.

I de fall internationella företag driver utbyggnaden utgör investeringstopparna sannolikt inget problem i och med att Sverige är en relativt liten marknad och dessa företag har andra marknader att agera på under åren 2037-2058. För lokala aktörer och tillståndsgivande myndigheter indikerar dock topparna en mycket ojämn arbetsbelastning. Utan livstidsförlängd kärnkraft eller med en satsning på järnsvamp i Kiruna ligger utbyggnadstakten av vind- och solkraft på en mer jämn, hög, nivå under hela tidsperioden (se avsnitt 3.2). För samtliga huvudfall och känslighetsanalyser ligger dock utbyggnaden av landvind under perioden 2025-2037 på 2-2,5 GW/år.

⁶ Detta är intrycket vi fått från intervjuer och diskussioner med aktörer på energimarknaden.



Figur 6. Utbyggnad och pensionering av elproduktionskapacitet för de tre beräknade fallen. Från ELLI-modellen.

Figur 7 ger den storleksordnande marginalkostnaden för el, vilket motsvarar elpriset på en perfekt energy-only marknad, för de tre huvudfallen för åren 2035, 2050 och 2065 för elområde SE3. I referensfallet och havsvindfallet är elpriset år 2035 runt 54-60 EUR/MWh, medan det i kärnkraftsfallet är något högre, 62-67 EUR/MWh, som konsekvens av den högre importnivån. Det är framför allt antalet högpristimmar i mellersta och norra delen av Sverige som är högre i väntan på ny kärnkraft i kärnkraftsfallet, medan elpriset i elområde SE4 är ungefär lika i samtliga fall. Redan år 2035 varierar elpriserna kraftigt över tid, med 1000-1500 nollpristimmar, 1000-2000 timmar med elpiser runt 100 EUR/MWh och 500-1000 timmar med elpriser över 100 EUR/MWh. Elprisvariationerna är betydande i samtliga elområden men avtagande norrut. År 2050, när den nya kärnkraften kommit på plats, är antalet högpristimmar färre i kärnkraftsfallet som en konsekvens av att den totala årsproduktionen är något högre med ny kärnkraft på plats än i fallen utan ny kärnkraft. År 2065, när den totala årsproduktionen är lika i fallen med och utan ny kärnkraft är även elprisbildningen liknande, med något fler högpris- och lågpristimmar utan ny kärnkraft. Det tidsviktade medelelpriset för fallet med ny kärnkraft är något lägre år 2065 (53,3 EUR/MWh) än för motsvarande år i referensfallet (56,7 EUR/MWh). I kärnkraftsfallet betalar dock konsumenten också en kostnad för ny kärnkraft om drygt 3 EUR/MWh från år 2040 samt 6 EUR/MWh från år 2050 (800 MEUR/år under perioden 2040 – 2050 samt från år 2050, 1600 MEUR/år fördelat på årskonsumtionen om 260 TWh/år), vilket motsvarar medelelpriset för fallet med begränsad havsvind men utan ny kärnkraft (60,3 EUR/MWh). Det lägsta elpriset uppnås alltså i referensfallet vilket indikerar att det år 2065 finns ett värde att kunna realisera havsbaserad vindkraft i södra Östersjön.

I och med det varierande elpriset⁷ kommer olika elförbrukande kategorier med olika förbrukningsprofiler uppleva olika kostnad för den el de använder. Figur 8 visar det konsumtionsviktade medelelpriset för den undersökta perioden för 7 olika typer av elkonsumerande laster i fallen med begränsad havsvind med och utan ny kärnkraft. Elkonsumentkategorin “baslast” motsvarar det tidsviktade medelelpriset, dvs en konsument som konsumerar lika mycket el varje timme. Konsumentkategorin “traditionell” har en konsumtion fördelad över tid som historisk efterfrågan på el. El till individuella värmepumpar upplever de högsta elpriserna i och med att den efterfrågan är koncentrerad till vintern då elpriset generellt är högre. Vi har här inte antagit någon flexibilitet hos individuella värmepumpar att flytta sin efterfrågan i tid. Forskning har visat att individuella värmepumpar kan skjuta sin last i ca 3-4 timmar med bibehållen komforttemperatur (Spretitzhofer, 2018). En sådan flexibilitet skulle kunna reducera det upplevda elpriset något. Storskaliga värmepumpar upplever ett betydligt lägre elpris tack vare möjligheten att genom investeringar i överkapacitet i värmepumpar samt värmelager kunna skjuta elanvändningen längre tidsperioder (se avsnitt 3.3). Lägst elpriser upplever elbilar med flexibel laddning och elanvändning för vätgasproduktion. Flexibiliteten i elanvändning för vätgasproduktion kommer till en kostnad för överkapacitet i elektrolysörer och vätgaslagring.

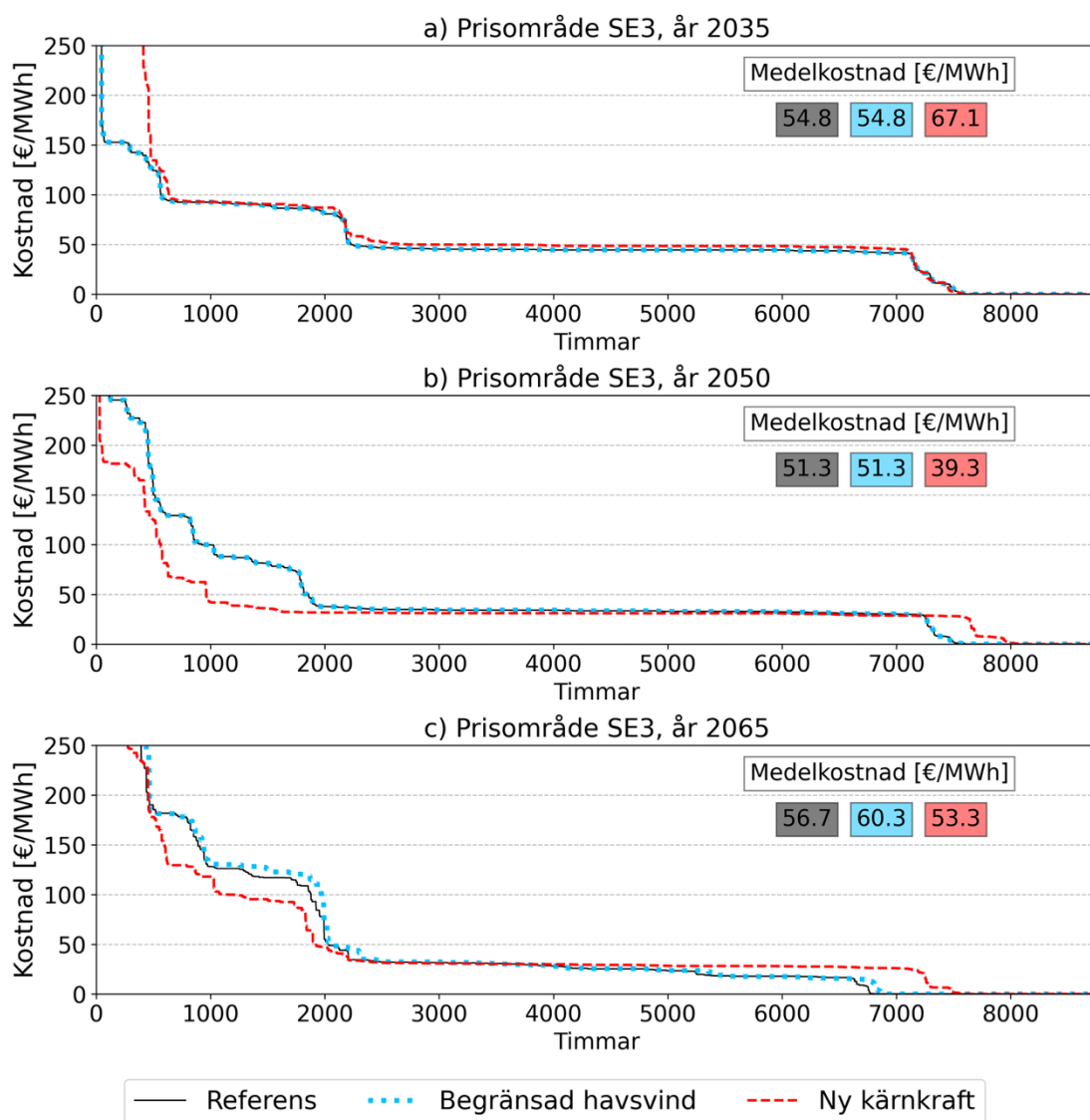
Även de olika elproducerande teknikerna kommer att producera när tillgången på el i förhållande till efterfrågan, och därmed marginalkostnaden för el, är olika och därmed uppleva olika elpriser beroende på när i tid elen produceras. Figur 9 visar produktionsviktat elpris för fem olika produktionstekniker. I elsystem med stor andel vind- och solkraft blir elpriset lägre när dessa elproduktionstekniker ligger på höga produktionsnivåer vilket innebär att de upplever lägre elpriser än baslastproduktion som kärnkraft. Högst elpris upplever vattenkraften som flexibelt kan anpassa sin produktionsnivå efter behov. Gasturbiner, som bara producerar vid riktigt hög nettolast, upplever ett så pass högt produktionsviktat elpris att de ligger utanför skalan på y-axeln. Med ny kärnkraft i elsystemet blir det produktionsviktade elpriset lägre under en 10-årsperiod när kärnkraften kommit på plats. Det är framför allt elpriset upplevt av vattenkraften och kärnkraften som påverkas av ny kärnkraft. Det produktionsviktade elpriset som upplevs av kärnkraften under perioden blir så lågt som 40 EUR/MWh vilket innebär att en omfattande del av kärnkraftens intäkter, drygt 60 %, behöver komma från annat håll, t.ex. från ett prissäkringsavtal liknande det som föreslås av Dillén (2024) ofta benämnt CfD (efter engelskans Contract for Difference). Omräknat till den så kallade Levelized Cost of Electricity (LCOE⁸) blir denna 91 EUR/MWh för kärnkraften. Detta innebär att det behövs ytterligare ett bidrag på 51 EUR/MWh för att kärnkraften ska täcka sina kostnader. Givet en årlig produktion på 41,1 TWh för de 6 GW kärnkraft som antas vara på plats till år 2050 blir det årliga underskottet 2000 M€ för denna investering under perioden 2047 till 2057, vilket motsvarar en extra kostnad om ca 8 EUR/MWh (c:a 8 öre/kWh) under samma period om den fördelas jämnt på varje konsumerad MWh el. De konsumtionsviktade elpriserna i figur 8 e-h ska alltså höjas motsvarande nivå. Det bör dock nämnas att en ränta på 5% är ansatt ur ett samhällsperspektiv, och att räntan för individuella tekniker varierar beroende på risk. En ränta på 10% för

⁷ I detta arbete inkluderas inte skatter eller andra avgifter då studien är kostnadsbaserad dvs vi studerar den samhällsekonomiska kostnaden. Vi använder dock termen elpris då resultaten representerar en ideal energy-only-marknad.

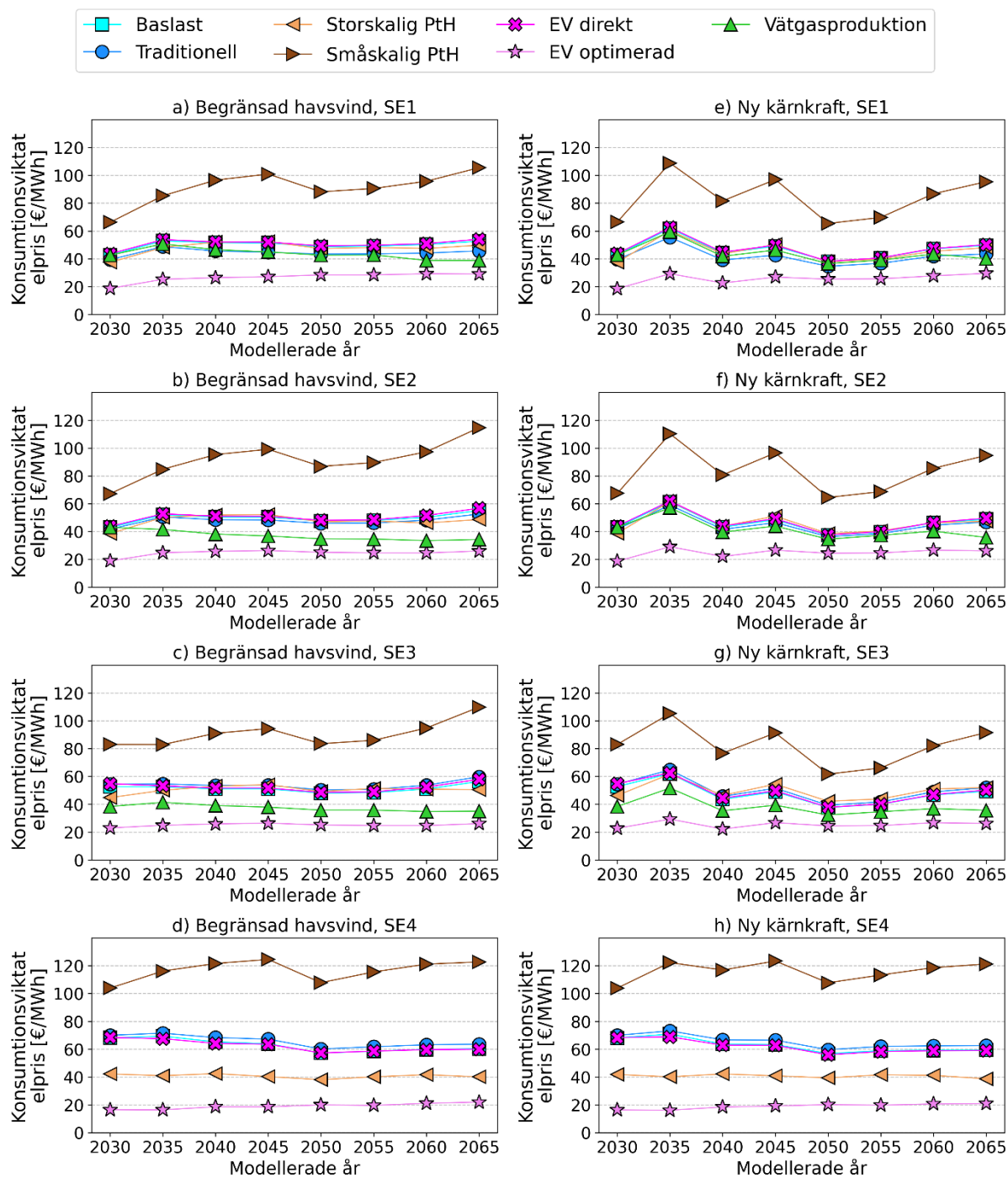
⁸ Levelized Cost Of Electricity är den annualiserade investeringskostnaden dividerat med årsproduktionen och adderat med den rörliga kostnaden. Investeringskostnad, 6181 €₂₀₂₀/kW; fast driftskostnad, 123 €₂₀₂₀/MW; rörlig kostnad, 12.1 €₂₀₂₀/MWh_{el}; tillgänglighet, 82%; €₂₀₂₄/€₂₀₂₀, 1.22; annuitet, 0.05 (livslängd 60 år, ränta: 5%)

kärnkraften genererar en LCOE på 141 €/MWh, och således ett än större behov av intäkter utöver det från den energy-only-marknad som modelleras.

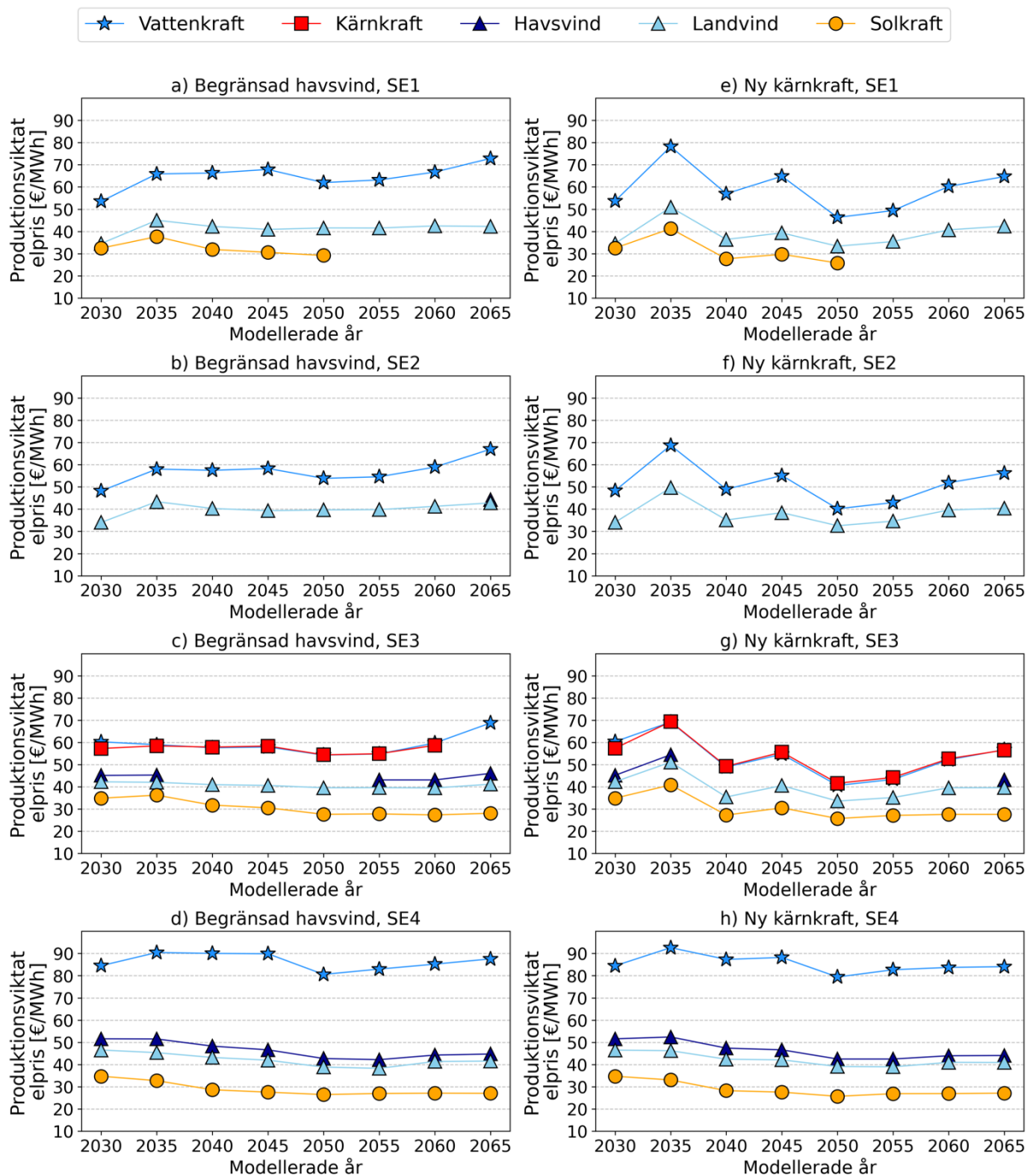
Kostnaden för livstidsförlängning av befintlig kärnkraft är inte inkluderad i beräkningarna, men med ett antagande om att investeringskostnaden för livstidsförlängning av ny kärnkraft motsvarar en fjärdedel av investeringskostnaden för ny kärnkraft och att livstiden för denna investering är 20 år blir LCOE för livstidsförlängd kärnkraft ca 56 EUR/MWh. Livstidsförlängd kärnkraft ser därmed ut att få sina kostnader täckta på den modellerade energy-only-marknaden med undantag för 5-årsperioderna runt åren 2040, 2050 och 2055 i fallet med ny kärnkraft.



Figur 3. Storleksorterad marginalkostnad för el för elprisområde SE3 samt tidsviktad medelkostnad för referensfallet (grå), havsvindfallet (blå) och kärnkraftfallet (röd).



Figur 8. Konsumtionsviktat medelpris för olika laster, för fallet med begränsad havsvind och ny kärnkraft. PtH = power to heat vilket här motsvarar värmepumpar. EV = Electric Vehicle vilket här motsvarar personbilar.

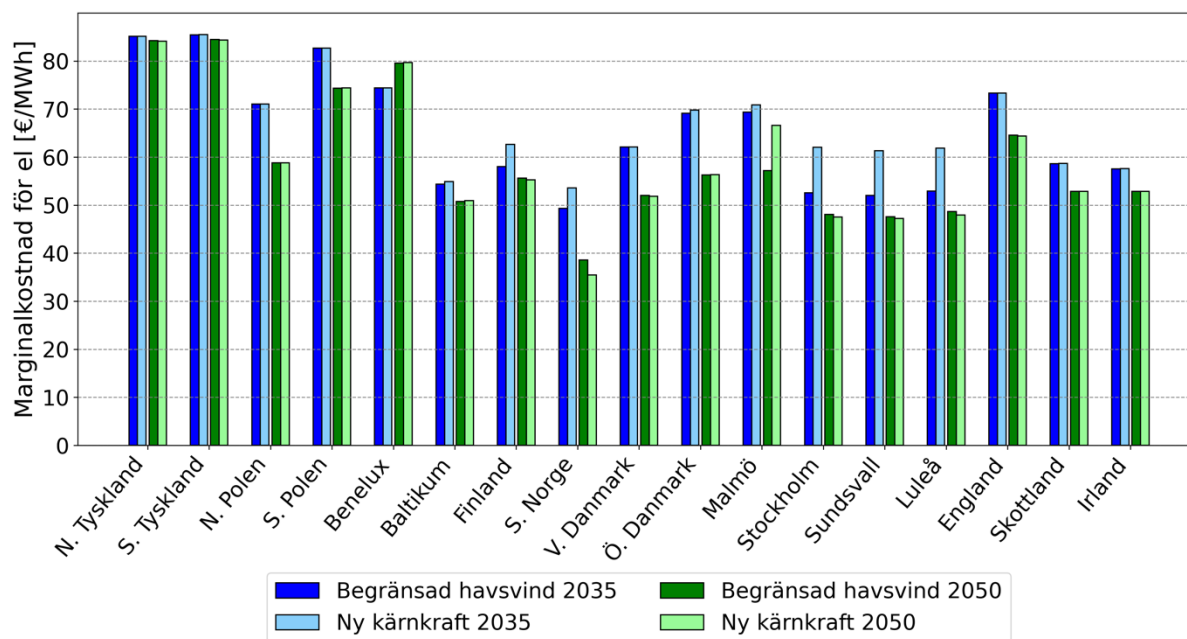


Figur 9. Produktionsviktat medelelpris för fallet med begränsad havsvind och ny kärnkraft.

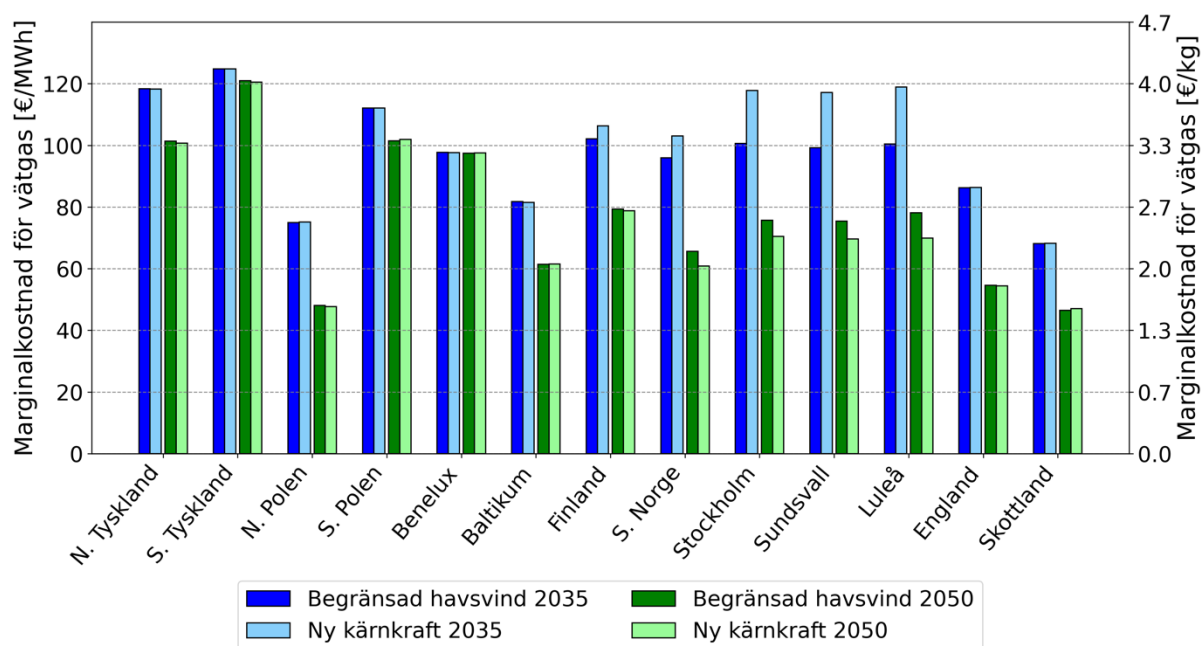
Trots en högre nivå på elpriser jämfört med de vi upplevt historiskt så fortsätter Sverige vara bland de länder med lägst medelelpriser i Norra Europa. Figur 10 ger elpriset för baslastkonsumenter i en rad nordeuropeiska länder för fallen med begränsad havsvind med och utan ny kärnkraft. I kärnkraftsfallet år 2050 är merkostnaden för kärnkraft på 8 EUR/MWh el konsumerad inkluderad. I fallen utan ny kärnkraft är det bara Norge och Baltikum som uppvisar lika låga elpriser runt 2035 och även om en rad länder med goda förutsättningar för havsbaserad vindkraft, som Danmark och Irland, närmar sig svenska elpriser 2050 så fortsätter Sverige vara fördelaktigt för baslastkonsumenter tack vare goda förutsättningar för landbaserad vindkraft tillsammans med vattenkraftens flexibilitet.

Figur 11 ger vätgaspriset från ELLI-modellen för samma nordeuropeiska länder. Priset förutsätter inhemskt producerad vätgas (vätgas producerad i samma elprisområde som den enligt antaganden efterfrågas av industrin) med elektrolys och tar hänsyn till investeringar i elektrolysör och lagring men också möjligheten att undvika höga elpriser genom flexibilitet. Priset för vätgas är generellt högre än elpriset för baslastkonsumenter på grund av kostnader för vätgasinfrastruktur och verkningsgradsförluster. I länder med mycket varierande elpriser kan dock vätgaspriset vara lägre än medelpriset för en baslastkonsument. Exempel på detta är England och norra Polen med mycket goda förutsättningar för havsbaserad vindkraft. Sveriges konkurrenskraft när det gäller el för vätgasproduktion är inte lika uppenbar som när det gäller el för baslastproduktion. Det beror på att flexibiliteten i vattenkraften jämnar ut skillnaden mellan låga och höga elpriser i Sverige. Men vätgaspriset sticker inte heller ut som särskilt högt i jämförelse med andra länder utom i fallet med ny kärnkraft 2035.

För den industri som endast är ute efter el till låg kostnad i syfte att producera vätgas är Sverige alltså inte ett självklart val. Men för den industri som både är baslastkonsument av el och vätgaskonsument eller med råvaruresurs i Sverige fortsätter Sverige erbjuda goda förhållanden för konkurrenskraft, särskilt i fallen utan ny kärnkraft.



Figur 10. Medelpris för en baslastkonsument i fallet med begränsad havsvind och ny kärnkraft för ett antal områden i norra Europa. Från ELLI-modellen.



Figur 11. Genomsnittligt vätgaspris i fallet med begränsad havsvind och ny kärnkraft för ett antal områden med antaget storskalig vätgasproduktion i norra Europa. Från ELLI-modellen.

3.2 Känslighetsanalys – elproduktion och kostnader att möta efterfrågan på el, värme och vätgas

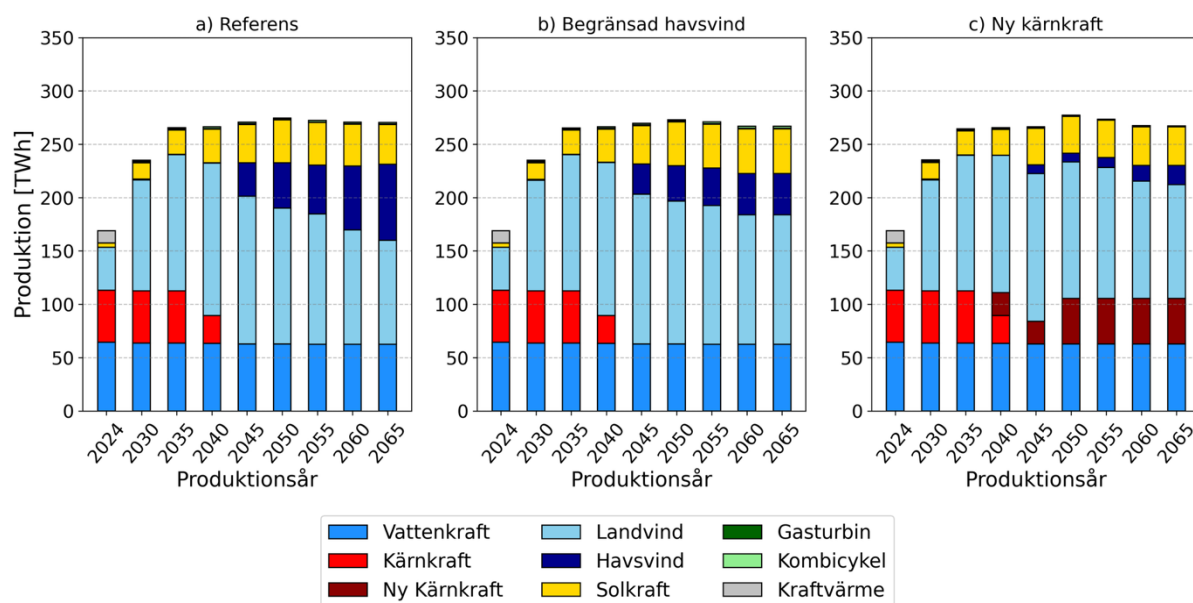
Två av de största osäkerheterna runt förutsättningarna för det svenska energisystemets elektrifiering rör livstidsförlängningen av befintlig kärnkraft samt huruvida svensk järnmalm kommer att reduceras till järnsvamp i Sverige för export. I den här känslighetsanalysen tittar vi närmare på hur detta påverkar den kostnadseffektiva produktionsmixen.

Figur 12 visar produktionsmixen för de tre fallen om en livstidsförlängning av befintlig kärnkraft uteblir. Även om kärnkraften inte livstidsförlängs så uppgår den svenska elproduktionen till omkring 260 TWh/år i samtliga fall som undersöks, givet den antagna ökningen av efterfrågan. Utan livstidsförlängning når referensfallet och havsvindfallet en helt förnybar produktionsmix vid år 2045. Solel och havsbaserad vindkraft är de produktionsslag som framför allt ersätter kärnkraften. Om ny kärnkraft finns på plats från år 2040 ersätter den utfasad kärnkraft. Det är gynnsamt att matcha utbyggnaden av ny kärnkraft med avvecklingen av befintlig kärnkraft både i tid och rum för att undvika en period av förändrade flöden i elnätet och förändrat behov av flexibilitet. Därför är merkostnaden för samhället med ny kärnkraft lägre utan livstidsförlängning av befintlig kärnkraft (31 EUR/MWh ny kärnkraft) än med livstidsförlängning av befintlig kärnkraft (37 EUR/MWh ny kärnkraft (jämför figurerna 5c och 12c).

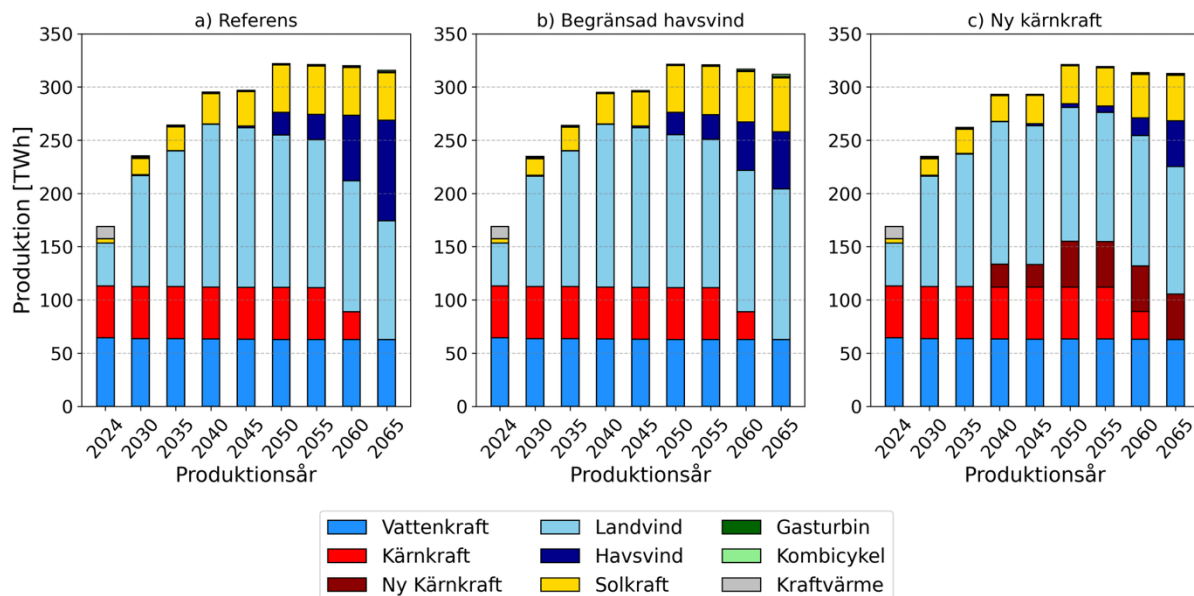
Om LKAB:s reduktion av järnmalm till järnsvamp i Kiruna blir verklighet så fortsätter efterfrågan på el att öka efter 2035 och når en högsta nivå på ca 320 TWh/år vid 2050, se figur 13. Med livstidsförlängning av ny kärnkraft men utan ny kärnkraftsutbyggnad möts den ökade efterfrågan från järnsvampstillverkningen jämfört med fallen i figur 5 (som vi benämner basfall) av havsbaserad vindkraft och av solkraft. Detta gäller både i fallet utan (figur 13a) och med (figur 13b) begränsning i havsbaserad vindkraft. I fallet med begränsning i havsbaserad vindkraft (figur 13b) så förskjuts elproduktionen norrut precis som i basfallen (figur 5). Om kärnkraften byggs ut (figur 13c) så möts som väntat den ökade efterfrågan framför allt av

kärnkraft. Merkostnaden för ny kärnkraft är lägre än i basfallen men högre än i fallen utan livstidsförlängning av kärnkraften, 34 EUR/MWh ny kärnkraft.

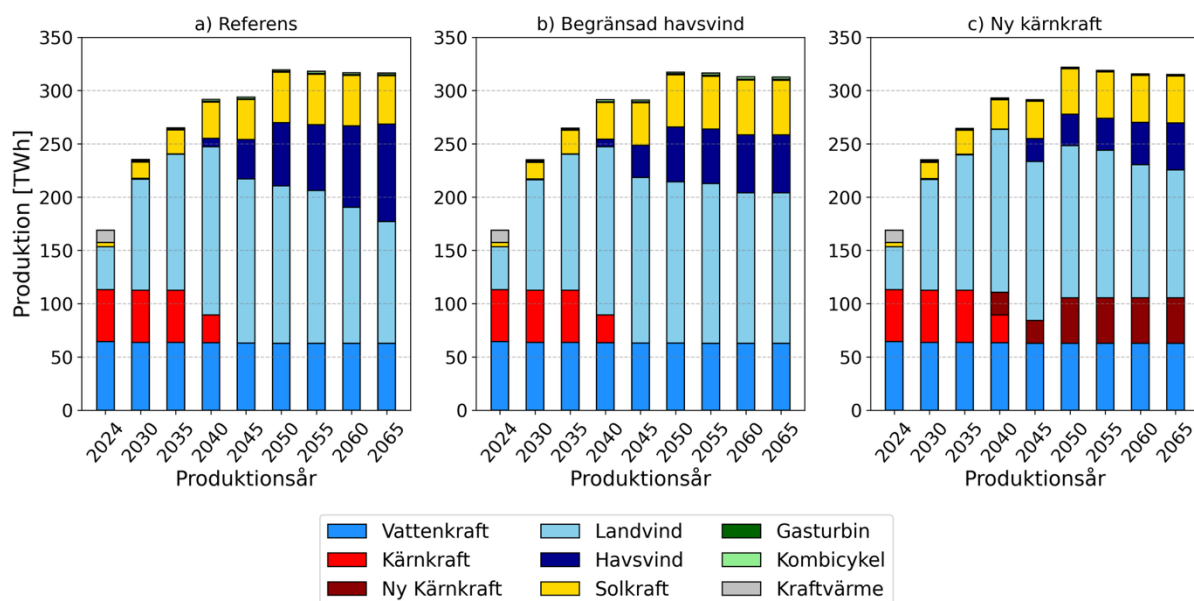
I ett läge med satsning på järnmalmsreduktion i Sverige men utan livstidsförlängning av kärnkraft får vi ett stort behov av ny elproduktion ända fram till år 2050, se figur 14. Efter år 2040 domineras elproduktionsmixen av variabel förnybar elproduktion i samtliga fall. I referensfallet utan begränsningar av havsvind i södra Östersjön byggs en hel del havsvind i södra Östersjön vilket minskar trycket på att hitta lämpliga siter för landbaserad vindkraft. Totala kostnaden att möta efterfrågan på el i referensfallet och fallet med begränsad havsvind är dock snarlik och 1200 MEUR/år lägre än med ny kärnkraft. Merkostnaden för ny kärnkraft utan livstidsförlängning av befintlig kärnkraft och med ökad efterfrågan för produktion av järnsvamp är alltså 1200 MEUR/år eller 30 EUR/MWh ny kärnkraft.



Figur 12. Årlig elproduktion i Sverige utan livstidsförlängd kärnkraft i a) referensfallet, b) med begränsningar på havsvind i södra Östersjön och c) med begränsningar på havsvind i södra Östersjön och ny kärnkraft. Från ELLI-modellen.



Figur 4. Årlig elproduktion i Sverige med livstidsförlängd kärnkraft och med järnmalmsreduktion i Kiruna a) referensfallet, b) med begränsningar på havsvind i södra Östersjön och c) med begränsningar på havsvind i södra Östersjön och ny kärnkraft. Från ELLI-modellen.



Figur 14. Årlig elproduktion i Sverige utan livstidsförlängd kärnkraft men med järnmalmsreduktion i Kiruna i a) referensfallet, b) med begränsningar på havsvind i södra Östersjön och c) med begränsningar på havsvind i södra Östersjön och ny kärnkraft. Från ELLI-modellen.

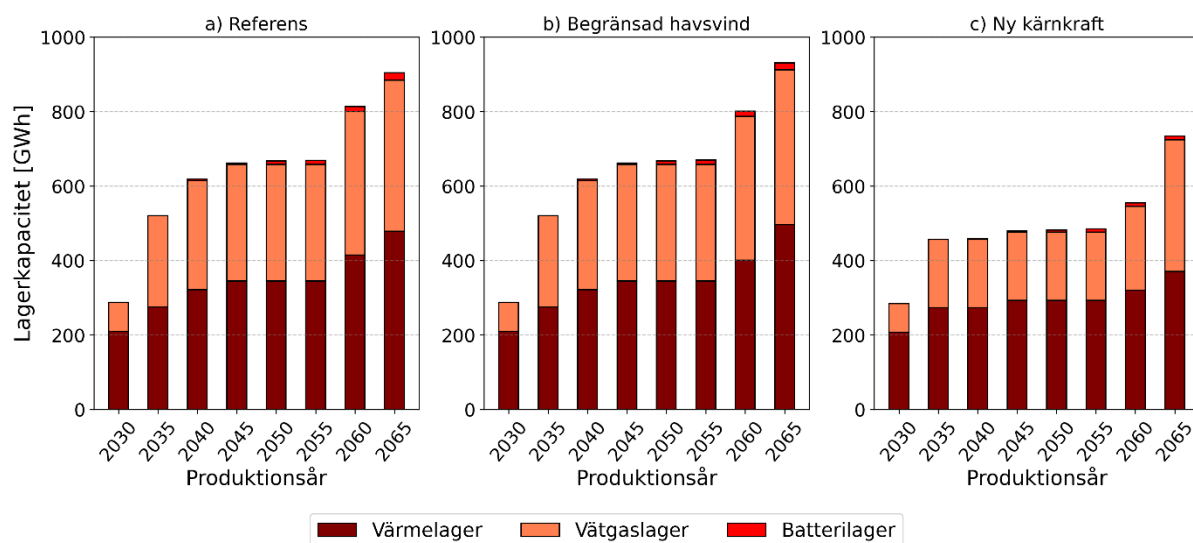
3.3 Timbalans, lagring och flexibilitet

Figur 15 ger den kostnadseffektiva nivån av energilagring i Sverige för de tre basfallen. Energi lagras framför allt i form av underjordiska vätgaslager (LRC⁹) och värmelager i

⁹ Lined Rock Cavern

fjärrvärmenäten och den kostnadseffektiva lagerstorleken ökar över tid. Mot slutet av perioden används även stationära batterier för att hantera timbalansen i och med att solen utgör en större del av produktionsmixen. Stationära batterier har förstås en plats i elsystemet redan idag men då framförallt för frekvensreglering som adresseras i avsnitt 3.7.

I referensfallet och fallet med begränsad havsvind uppgår både den kostnadseffektiva vätgas- och värmelagernivån till drygt 300 GWh år 2050. Även i kärnkraftfallet är värmelagernivån knappt 300 GWh år 2050 medan vätgaslagernivån är lägre, knappt 200 GWh. Efter 2055 ökar den kostnadseffektiva energilagernivån när befintlig kärnkraft ersätts av vind- och solkraft. Samtidigt är det viktigt att konstatera att alla tre fallen – inklusive det med ny kärnkraft – kräver betydande mängder lager i ett kostnadseffektivt system.



Figur 15. Kostnadseffektiva lagerinvesteringar i basfallen.

Investeringar i vätgaslagring sker framför allt i elområdena SE1 och SE3. I referensfallet och fallet med begränsad havsbaserad vindkraft dimensioneras vätgaslagret så att efterfrågan på vätgas från industrin kan mötas med lagret i 3-4 dagar medan elektrolysören dimensioneras så att lagret kan fyllas på ca 3 dagar. Lagerstorleken ökar ytterligare när befintlig kärnkraft ersätts med vind- och solkraft, under perioden 2055-2060, och når då en lagerstorlek som kan möta efterfrågan i ca 4-5 dagar. Vätgaslagring är även kostnadseffektivt i elområde SE2, men då i betydligt mindre skala för att möta efterfrågan i ca 2 dagar.

Värmepumpskapaciteten är oförändrad över tid samtidigt som den kostnadseffektiva värmelagringskapaciteten ökar över tid i referensfallet och havsvindfallet. Initialt kan värmelagren ersätta värmeproduktion i fjärrvärmesystems värmepumpar under 24 timmar medan värmelagren mot slutet av perioden kan ersätta värmeproduktion i värmepumpar i ca 48 timmar. I elområde SE4 dimensioneras värmelagren något större för att kunna ersätta värmepumpen i initialt 48 timmar för att mot slutet av perioden kunna möta behovet i 72 timmar (3 dygn).

Figur 16 exemplifierar hur de olika flexibilitetsbidragen bidrar till att efterfrågan på el kan mötas varje timme under 600 timmar (dvs 25 dygn) under hösten 2050 i elområde SE3 för referensfallet. Motsvarande bild för referensfallet år 2065, när befintlig kärnkraft fasats ut,

finns i appendix A2. I figur 16a återges den traditionella efterfrågan på el adderat med direktel till industrin och laddning av elbilar (svart) tillsammans med baslastproduktionen från kärnkraft (orange). Den efterfrågan på el som ges i figur 16a antas inte kunna flyttas i tid utöver de 30 % av elbilarna som kan laddas flexibelt. Att denna efterfrågan inte kan flyttas i tid är ett medvetet konservativt antagande: Det finns tekniskt sett goda möjligheter att flytta på efterfrågan på el från individuella värmepumpar och för laddning av elbilar åtminstone 3-6 timmar men i och med att vi saknar uppskattning på vad aktörerna skulle vilja ha betalt för att flytta dessa laster i tid så har vi avstått från att räkna in flexibiliteten från individuella värmepumpar och gjort ett konservativt antagande gällande elbilar (där alltså endast 30% av elbilarna kan flytta sin laddning i tid).

När det gäller kärnkraftsproduktionen (befintlig, livstidsförlängd kärnkraft) tillåts den i beräkningarna att fritt förändra lastnivån mellan 70-100% av installerad kapacitet och när vindkraften producerar på hög nivå (topparna i den blå kurvan i Figur 16b) så reducerar kärnkraften sin elproduktion (orange kurva i figur 16a). Vid dessa timmar ligger elpriset under kärnkraftens rörliga kostnader.

Den väderberoende elproduktionen i figur 16b följer tillgången på vind och solinstrålning. Solelproduktionen (gult) har ett regelbundet produktionsmönster med dag-nattvariationer. Amplituden på solelproduktionen varierar med molnigheten. Bredden på solproduktionstopparna är dock den samma under hela den visade perioden men ändras med årstid. Vindkraftsproduktionen (blå) följer inte något regelbundet mönster. Variationerna i vindkraftsproduktion har längre uthållighet än variationerna i solelproduktion och efterfrågan. Det finns perioder med flera dygn av hög vindkraftsproduktion som följs av perioder med flera dygns lägre vindkraftsproduktion.

För att förstå vilken roll de flexibla komponenterna i elsystemet behöver bidra med definierar vi först nettolasten. Denna motsvarar förbrukningen subtraherad med bidraget från vind och solel. I kurvan i figur 16c ges nettolasten reducerad med kärnkraftsproduktionen. Det är denna kvarvarande last som de flexibla komponenterna i elsystemet behöver hantera. När nettolasten subtraherad med kärnkraftsproduktionen i figur 16c är positiv behövs tillskott på el medan vi har överskott på el när denna last är negativ. Värt att notera är att perioder med riktigt hög kvarvarande last till följd av hög efterfrågan och låg väderberoende elproduktion, endast förekommer under några enstaka timmar i taget. I Figur 16d ges nettolasten reducerad med kärnkraftsproduktionen och handel med omgivande regioner exklusive norra Sverige. Handel med omgivande regioner reducerar den högsta nettolasttoppen eftersom timmen med lägst vindkraftsproduktion inte inträffar samtidigt i ett stort geografiskt område tack vare geografiska utjämnningseffekter. (Däremot är vindkraftsproduktionen förmodligen låg även i vår omgivning.) Utöver detta har handel ingen tydligt reducerande effekt på variationerna i elområde SE3.

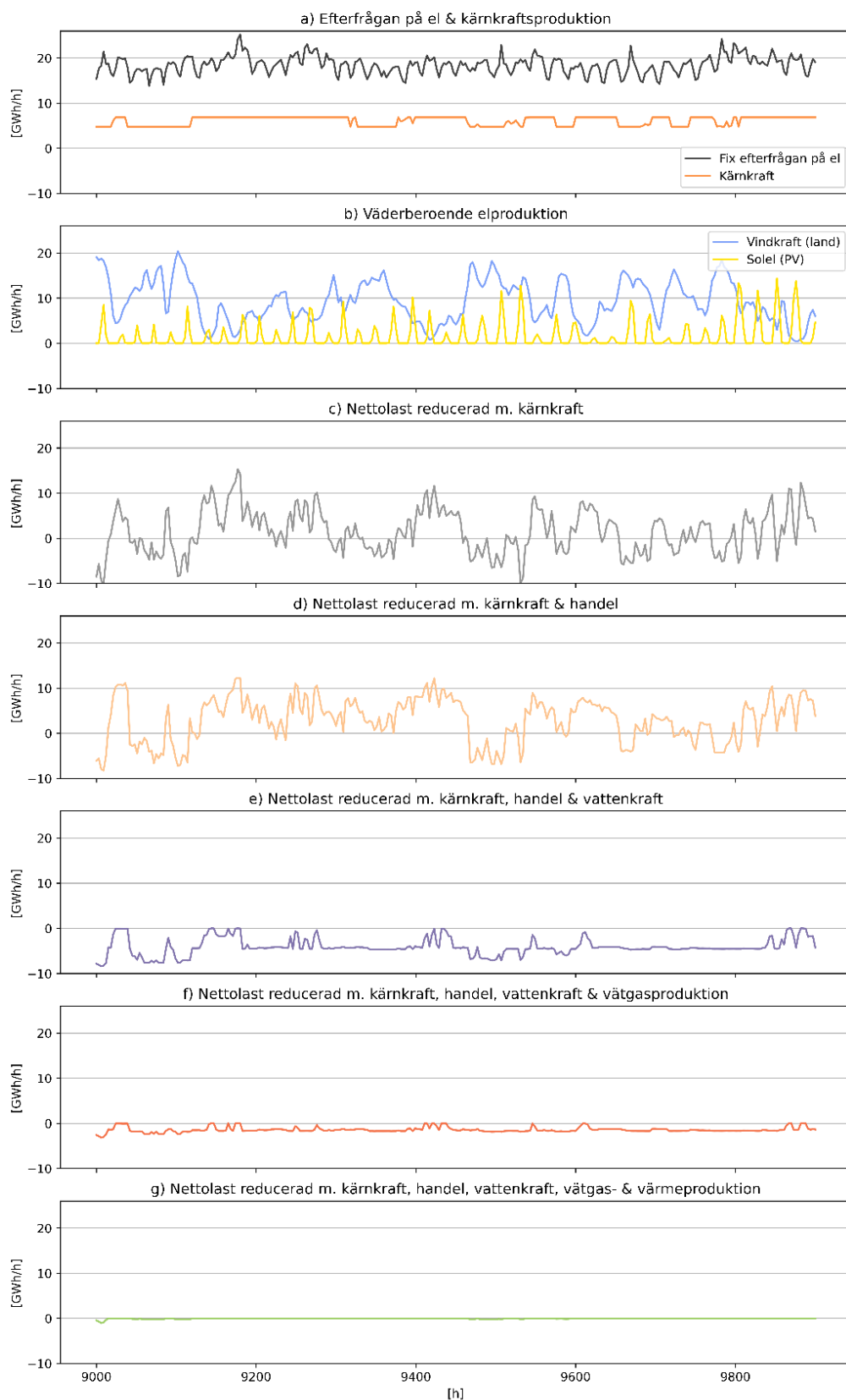
I figur 16e är lokal vattenkraft samt handel med norra Sverige inräknad. Tillgången på vattenkraft, både lokal samt genom handel med norra Sverige, har en tydligt reducerande effekt på perioder med positiva nettolastvariationer. Variationer med både kort och lång uthållighet minskas tack vare vattenkraftens förmåga att både förändra produktionen från timme till timme men också spara vatten under flera dygn. Den kvarvarande nettolasten är övervägande negativ för att samspela med flexibel elkonsumtion i elektrolysörer och värmepumpar. Elektrolysörerna reducerar de uthålliga perioderna med negativ nettolast men undviker elkonsumtion under perioder med liten/ingen negativ nettolast. Värmepumparna i fjärrvärmenäten har färre produktionstimmar än elektrolysörerna och tar hand om den

kvarvarande negativa nettolasten. Det är viktigt att poängtera att det inte handlar om att elektrolysörer och värmepumpar använder överskottsel. Den nivå av vindkraft- och solcellproduktion som ger omfattningen av negativ nettolast som figur 16e visar skulle inte vara kostnadseffektiv om inte den användes för att producera vätgas och värme. Elektrolysörer och värmepumpar stimulerar investeringar i vindkraft utan att konsumera el när vindkraftproduktionen är medellåg till låg vilket innebär att den vindkraft som trots allt produceras under de timmarna kan användas till efterfrågan på el som inte kan flyttas i tid.

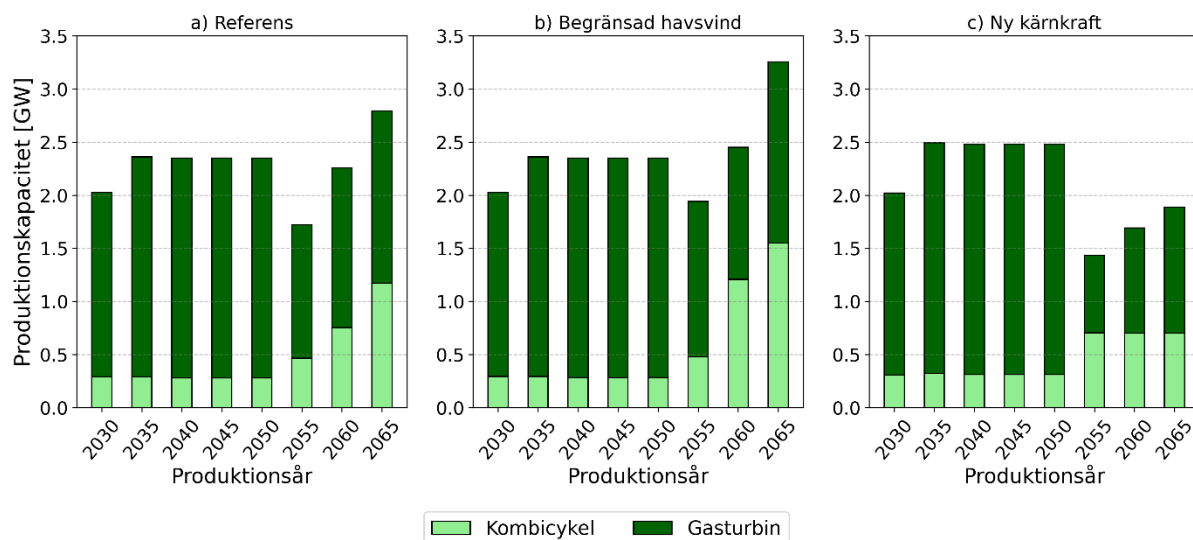
I figur 16g visas nettolasten reducerad med kärnkraftsproduktion, handel, vattenkraft, elektrolysörer och värmepumpar. Nettolasten ligger på noll. Således, genom kombinationen av vind- och solkraft, som i viss mån kompletterar varandra, med flexibilitet i vattenkraft, vätgasproduktion och värmeproduktion kan efterfrågan på el mötas varje timme. I modelleringen drivs investeringar i överkapacitet i elektrolysörer och värmepumpar samt i vätgaslagring och värmelager av variationerna i värdet av elen. Modelleringen kan därför sägas likna en perfekt energy-only marknad.

Figur 17 visar installerad kapacitet av fristående ("öppna") gasturbiner (OCGT) och kombicykel (CCGT) – alltså ihop med ångcykel - för de modellerade grundfallen. Gasturbinerna antas använda naturgas som bränsle fram till år 2045 då de övergår till biogas på grund av kostnaden för koldioxid. I elområde SE4 tas även investeringar i gasturbiner, både i CCGT och OCGT, för att möta efterfrågan varje timme. Elområde SE4 har mindre tillgång till flexibilitet på produktions – och användarsidan än övriga elområden i Sverige och totala gasturbinkapaciteten som motiveras av detta uppgår till 2,3 GW under perioden 2035-2050 i referensfallet och fallet med begränsad havsvind medan kärnkraftfallet har en något större gasturbinkapacitet på 2,5 GW. Den högre nivån i kärnkraftfallet beror på att detta fall ger lägre investeringar i produktion och lagring fram till år 2035. När gasturbinerna från 2035 går i pension görs lägre återinvesteringar i kärnkraftfallet jämfört med de övriga fallen. Det ska dock understrykas att beräkningarna inte inkluderar en beredskap för om kärnkraften inte är tillgänglig, dvs. att reservkraft behövs även för att ta hänsyn till den typen av tillfällen.

I beräkningarna kompletteras den modellerade energy-only marknaden av en effektreserv som tas i bruk vid elpriser över 1500 EUR/MWh, vilket motsvarar LCOE för en gasturbin med 24 fullasttimmar som drivs med biogas med ett biomassapris på 40 EUR/MWh (bränslekostnad på ca 80 EUR/MWh). Effektreserven motiverar investeringar i 1,1 GW gasturbiner i elområde SE3 i referensfallet och fallet med begränsad havsvind år 2050 medan ingen effektreserv används i övriga elområden eller i kärnkraftsfallet. Effektreserven används för att leverera 1,47 GWh el år 2050 och kostnaden för effektreserven (rörlig + investeringskostnad) i fallen utan kärnkraft är ca 53 MEUR/år. Den gasturbinkapacitet som drivs in i elsystemet, genom den modellerade energy-only marknaden eller som en effektreserv är, tillsammans med ett bränslelager, även en kostnadseffektiv lösning för längre perioder med låg vindkraftsproduktion som förekommer mycket sällan, t.ex. vart 30:e år Ullmark (2025). Mer om detta i avsnitt 3.5 Extrema nettolastperioder. Behovet av effektreserv skulle också kunna mötas genom smart styrning av individuella värmepumpar till mycket låg kostnad.



Figur 15. Efterfrågan på el som inte kan flyttas i tid, väderberoende elproduktion och flexibilitet i tre veckor i elområde SE3 för referensfallet 2050.



Figur 17. Installerad kapacitet av gasturbiner (OCGT) och kombicykel (CCGT) för basfallen. Från ELLI-modellen.

3.4 Överföringsbegränsningar och behov av lokal flexibilitet

Konsekvenserna av transmissionsnätbegränsningar på den kostnadseffektiva produktionsmixen analyseras genom att jämföra resultat från ELLI modellen med resultat för EHUB modellen för basfallen år 2050. I termer av årsproduktion och installerad effekt är resultaten från EHUB (se appendix A3) mycket lika resultaten från ELLI som redovisats i ovanstående avsnitt. Det innebär att begränsningar i transmissionsnätet inom varje elområde har liten påverkan på kostnadseffektiva investeringar i elproduktion. Den här slutsatsen gäller dock under förutsättning att fördelningen av elproduktionskapacitet inom elområdet kan göras med hänsyn tagen till transmissionsnätets kapacitet.

De resultat som trots allt förändras påtagligt av den mer detaljerade beskrivningen av transmissionsnätets kapacitet som görs i EHUB modellen är investeringar i solex och värmepumpar med tillhörande värmelager. Den kostnadseffektiva kapaciteten solex reduceras från 30 GW till 7 GW i referensfallet och i fallet med begränsad havsbaserad vindkraft och från 20 GW till 6 GW i kärnkraftsfallet. I och med att solexproduktionen koncentreras till ett fåtal timmar per dygn krävs stor överföringskapacitet för att transportera den geografiskt. Den lägre solexproduktionen som erhålls med EHUB modellen innebär en lägre total årsproduktion i Sverige jämfört med resultaten från ELLI modellen. I kärnkraftsfallet kompenseras dock detta med en högre utnyttjningstid på kärnkraften (vilken begränsas till 82 % i ELLI modellen utifrån historiska data).

Behovet av värmepumpskapacitet och värmelager blir ungefär dubbelt så stort i resultaten från EHUB modellen med dess högre geografiska upplösning jämfört med ELLI modellen. För värmepumpar och värmelager innebär elområdesindelningen i ELLI modellen inte bara ett antagande om obegränsad elnätscapacitet inom elområdet, utan också ett antagande om gemensamt fjärrvärmenät vilket innebär ett utjämnande av variationer i efterfrågan på värme och en möjlighet till delning av värmelagerkapacitet. Aggregeringen av fjärrvärmesystemen innebär att behovet av värmepumpar och värmelager underskattas i ELLI. Dessutom har ett COP-värde (el till värme) på 3 använts i EHUB modellen och 4 i ELLI modellen på grund av olika antaganden om tillgång till spillvärmekällor vilket innebär ett högre behov av värmepumpskapacitet i EHUB. Både resultat från ELLI och EHUB indikerar att behovet av

värmepumpskapacitet är oberoende av om investeringar tas i ny kärnkraft eller inte och behovet av värmelager påverkas endast i mindre omfattning av ny kärnkraft (se figur 6).

I motsats till vad som förväntas är investeringarna i gasturbinkapacitet lägre i EHUB än ELLI. Samtidigt är investeringarna i batterikapacitet högre i EHUB. Investeringar i gasturbinkapacitet och batterikapacitet är mycket känsliga för val av väderår (Ullmark m.fl., 2025) där 2019 används som väderår i EHUB, medan 1991 och 1992 används i ELLI. Dessutom använder sig ELLI av kronologiska tidskluster istället för 3-timmars medelvärde vilket förbättrar förutsättningarna att identifiera behovet av effekt. Skillnaderna i batteri- och gasturbinkapacitet är mindre än 1 GW för referensfallet och havsvindfallet mellan modellerna.

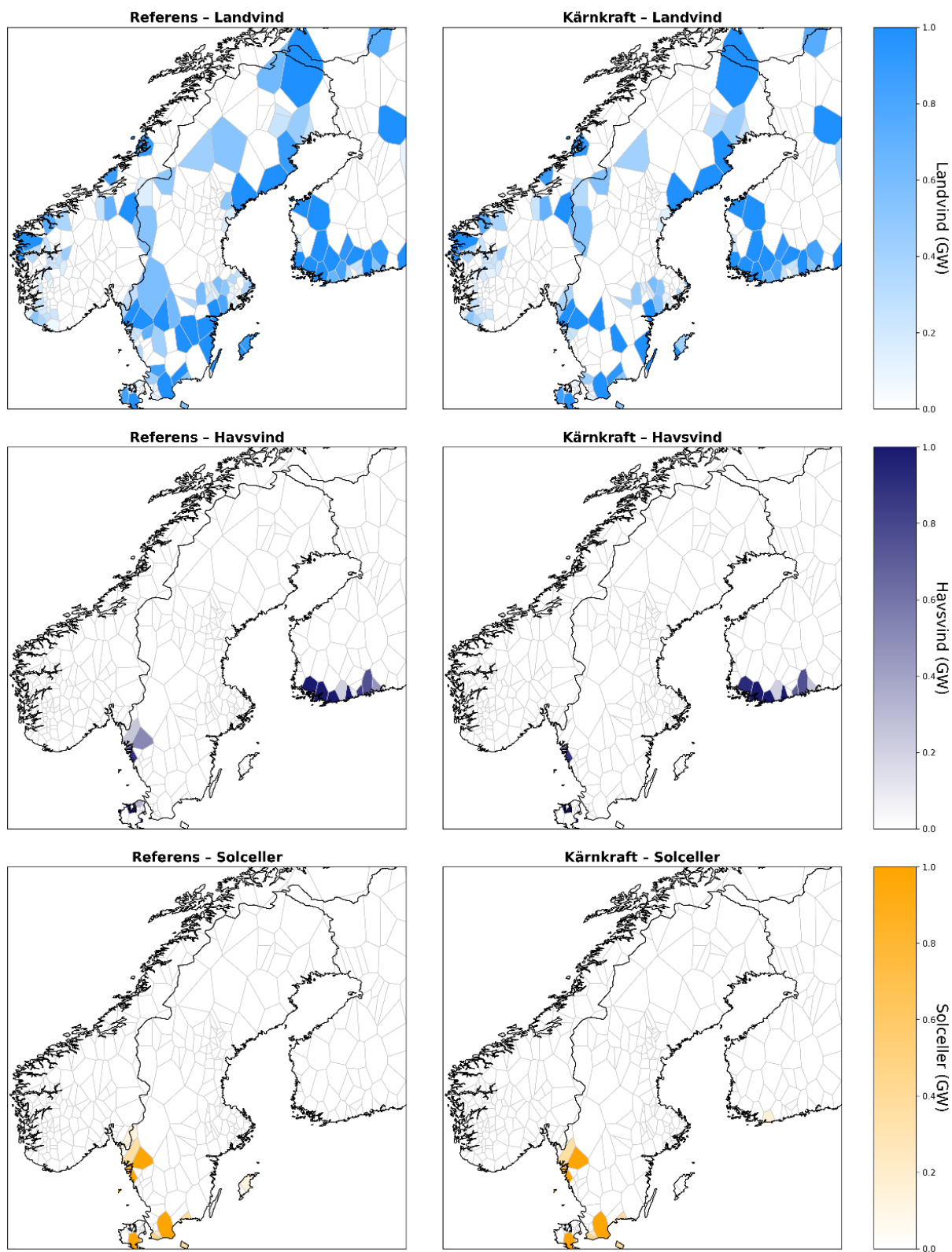
I kärnkraftfallet är skillnaderna mellan resultaten i EHUB och ELLI större, med 2 GW mer gasturbinkapacitet, 2 GW mer landbaserad vindkraft och 14 GW mer solkraft i resultaten från ELLI jämfört med EHUB. Det beror på att i beräkningarna från ELLI krävs att kärnkraftfallet ska kunna möta efterfrågan också 2035 innan ny kärnkraft är på plats vilket leder till en viss överkapacitet 2050 då nivån på installerad kärnkraft når sin topp för att sedan åter reduceras när befintlig kärnkraft fasas ut på grund av åldersskäl. I och med detta behöver elsystemet klara både perioder med 6,8 GW kärnkraft (befintlig) och 12 GW kärnkraft (befintlig + ny) trots oförändrad last. I EHUB byggs i stället systemet för att passa just 12 GW kärnkraft. På grund av detta, och på grund av det lägre värdet av sol i EHUB, blir merkostnaden för ny kärnkraft väsentligt lägre i EHUB, runt 770 MEUR/år eller 18 EUR/MWh ny kärnkraft.

Figur 18 visar den installerad produktionskapaciteten av landbaserad vindkraft, havsbaserad vindkraft och solkraft för referensfallet och fallet med ny kärnkraft fördelat geografiskt på de olika transformatorstationerna i transmissionsnätet som erhålls från EHUB modellen. Den havsbaserade vindkraften har därför allokerats till dess anslutande transformatorstationen på land, därav att även den havsbaserade vindkraften illustreras i celler på land. I Sverige förekommer landbaserad vindkraft i hela södra Sverige samt i nordligaste Norrland i de beräknade fallen, vilket reflekterar fördelningen av efterfrågan på el. Havsbaserad vindkraft förläggs framför allt till västkusten med bäst vindresurs medan solkraft förekommer nära efterfrågan på el runt Västra Götaland och i Skåne.

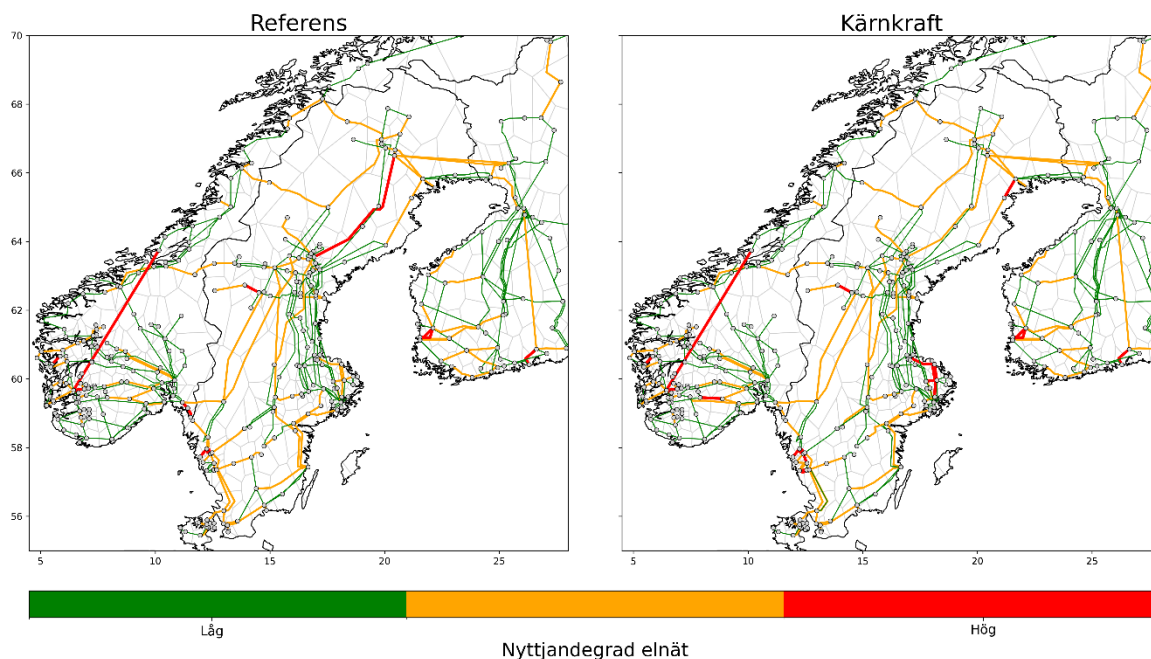
Ny kärnkraft påverkar framför allt investeringar i vindkraft i elområde SE3, medan vindkraftsinvesteringar i norra Norrland och Skåne, liksom investeringar i solkraft, är opåverkade.

Figur 19 visar utnyttjningsgraden av transmissionsnätet i referensfallet och fallet med ny kärnkraft resulterande från EHUB modellen. Tack vare en fördelning av ny elproduktion anpassad till lokalisering av ny efterfrågan på el samt transmissionsnätets kapacitet så kan flaskhalsproblematik begränsas trots att inga nya investeringar utöver planerade förstärkningar tillåts. Det bör dock poängteras att även om nyttjandegraden är på låg- och medelhög nivå så innebär det inte att det inte finns tillfällen med mycket hög belastning. Största skillnaden mellan fallen är mer belastning på överföring mellan norra och södra Sverige i fallet utan ny kärnkraft medan belastningen på transmissionsnätet runt Stockholmsområdet är större i fallet med ny kärnkraft.

I verkligheten styrs förstås placering av ny elproduktion av en rad ytterligare faktorer, inte minst begränsad acceptans, vilket kan orsaka flaskhalsproblematik och behov av investeringar i transmissionsnät utöver de redan planerade förstärkningarna.



Figur 18. Fördelning av landbaserad vindkraft, havsbaserad vindkraft och sol på transformatorstationerna i transmissionsnätet i referensfallet och fallet med ny kärnkraft.



Figur 19. Nyttjandegrad av transmissionsnätet i referensfallet och kärnkraftfallet.

3.5 Extrema nettolastperioder

Variationerna i väderberoende elproduktion är i viss mån olika mellan olika år vilket innebär att det kan förekomma variationer som inte inkluderas i de väderår för vilka beräkningarna genomförts. Vid beräkningar av investeringar med ett fåtal väderår behöver dessa väderår representera variationer i väderberoende elproduktion med hänsyn taget till hur ofta olika variationer förekommer för att få en kostnadseffektiv elsystemsammansättning vilket innebär att mer extrema nettolastsituationer oftast inte representeras.

Eftersom extrema nettolastperioder förekommer sällan hanteras de mest kostnadseffektivt av åtgärder med låg investeringskostnad, så som gasturbiner, medan en hög rörlig kostnad är ett mindre problem. Det innebär också att kostnaden för att hantera extrema nettolastsituationer är liten jämfört med den totala kostnaden att möta efterfrågan på el och har begränsad påverkan på produktionsmixen som helhet. Huruvida det behövs extra kapacitet av gasturbiner utöver det som erhålls i ELLI och EHUB modellerna för att hantera extrema nettolastperioder kan därför bedömas efter att elsystemsammansättningen beräknats med ELLI och EHUB.

Vid beräkning av elsystemsammansättningen används tre olika väderår i den här rapporten. För ELLI modellen åren 1991 och 1992 och för EHUB modellen används år 2019 (se avsnitt 2). Den kostnadseffektiva systemsammansättningen från de båda beräkningarna är i stora drag lika (se avsnitt 3.4), vilket ger en robusthet i resultaten i förhållande till val av väderår. Investeringar i gasturbiner och batterier skiljer sig dock åt mellan de båda modellerna vilket indikerar att den variabilitet i nettolast som de här teknikerna är tänkta att hantera i viss mån är olika. I det här avsnittet analyserar vi variabiliteten i nettolast för ett stort antal väderår för fallet med begränsad havsvind för att utvärdera våra väderårs representation av variabiliteten och behov av kompletterande investeringar utöver de som fås från ELLI och EHUB, till följd av extrema nettolastsituationer.

Variabilitet karakteriseras av sin amplitud, uthållighet och förekomst. Det är också dessa egenskaper som avgör hur variationerna kan hanteras kostnadseffektivt. Figur 20 visar

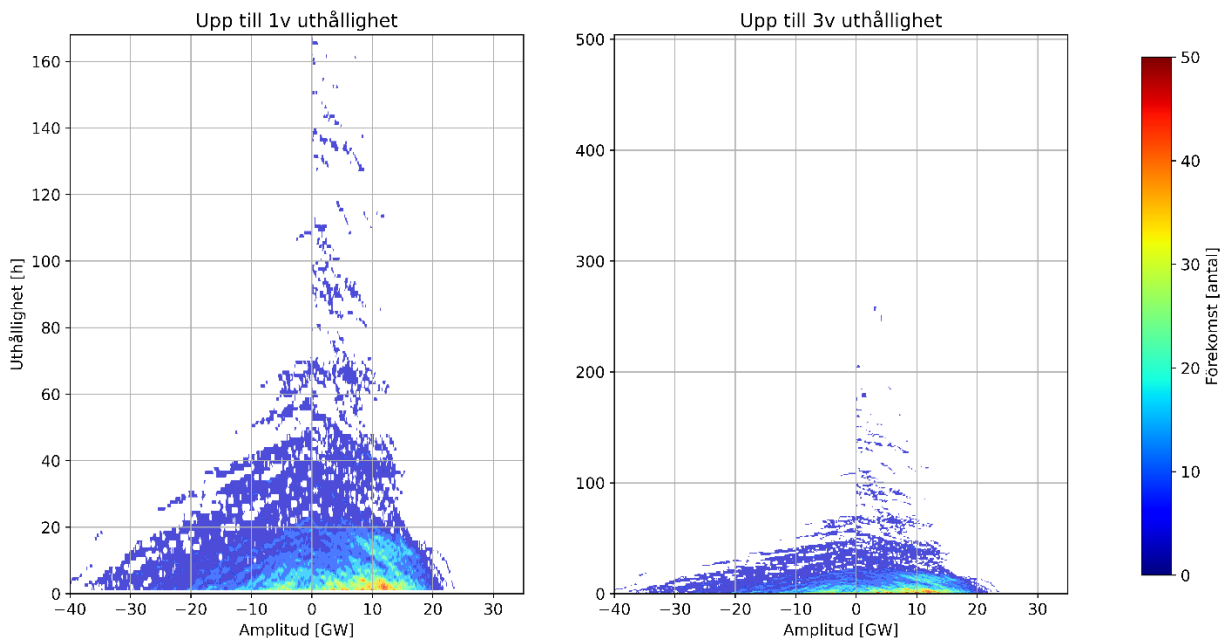
nettolasten för det begränsade havsvindfallet för modellår 2050 och väderår 1991-1992 i dessa tre dimensioner och för olika skalor (y-axeln) för uthålligheten; den vänstra 1 vecka (168 timmar) och den högra 3 veckor (500 timmar). Motsvarande bild för fallet med ny kärnkraft finns i appendix 4. Nettolasten motsvarar den efterfrågan som inte kan flyttas i tid reducerat med väderberoende elproduktion samma timme. Det är dessa variationer som varit utgångspunkt för systemsammansättningen som beräknats i ELLI. Figuren till vänster visar att de vanligaste nettolastvariationerna (indikerat med temperaturskalan och täthet på punkter) är under 20 GW (skalan på x-axeln) och pågår ungefär högst 12 timmar (y-axeln). Vidare är det tydligt att amplituden (x-axeln) på nettolastvariationerna avtar med uthålligheten (y-axeln). Denna trend fortsätter också för längre tidsskalor vilket visas i bilden till höger med en y-axel motsvarande 3 veckor.

För att undersöka hur nettolasten för samma fall skulle se ut andra väderår har vi beräknat denna både för åren 2010-2019, för vilken uppmätt historisk lastdata finns att tillgå och som visas i figur 1, och för åren 1980-2019 vilken visas i figur 22 med syntetisk lastdata beräknad enligt Mattsson (2021). Samma syntetiska lastdata har använts för 1991 och 1992 för de beräknade fallen. Totala antalet förekomster ökar förstås när vi ökar antalet år vilket ger en fylligare nettolastprofil, liksom antalet förekomster som är 50 eller fler (rödmarkerade). Den övergripande formen på nettolasten är dock densamma som i figur 19, med en avtagande amplitud när uthålligheten ökar. Den yttre konturen på nettolastkurvan definierar vad elsystemet behöver klara av. För väderåren i beräkningarna (1991 och 1992) förekommer det nettolasttillfällen på upp till 24 GW men dessa tillfällen är korta och ovanliga (temperaturskalan). Nettolastperioder på 14 GW kan pågå i knappt tre dygn. Nettolastprofilen baserad på 10-års väderdata (figur 21) och uppmätt last och 40 års väderdata (figur 22) och syntetisk last har en högsta effekt på 26 respektive 27 GW. Det kan jämföras med högsta nivån på efterfrågan på el som inte kan flyttas i tid (här antagen som historisk efterfrågan, direkt till industrin efter elektrifiering samt 70 % av elen till transportsektorn) för de 40 väderåren uppgår till 29,5 GW. Vi kan alltså behöva hantera nettolastsituationer som är 3 GW högre än för våra beräkningar inom en tidsperiod på 40 år. Detta gäller för samtliga beräknade fall.

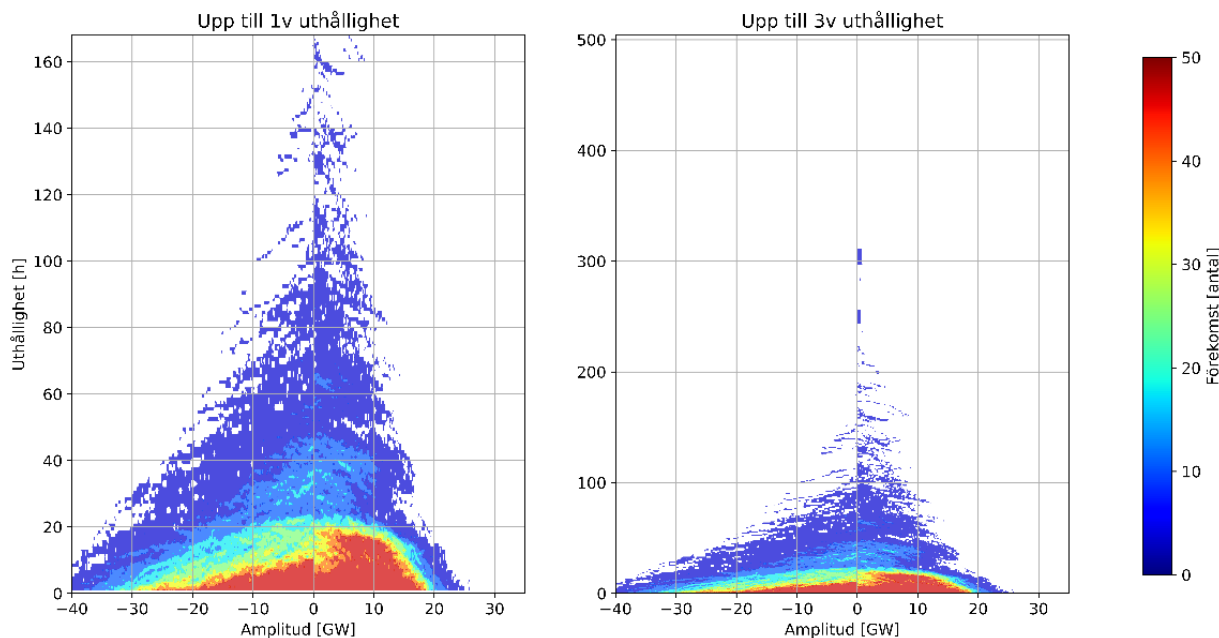
I beräkningarna ingår dock inte flexibel styrning av individuella värmepumpar och precis som för ELLI-modellen antas endast 30 % av elbilarna ladda flexibelt år 2050 (se metodavsnittet). Både styrning av elbilar och individuella värmepumpar passar bra för nettolastvariationer med hög amplitud men kort uthållighet. Studier har visat att uppvärmning av villor kan pausas 3 till 4 timmar när det är kallt ute utan att inverka menligt på inomhuskomforten (Spreitzhofer, 2018). Med allt större batterier i elbilarna kan också dessa vänta med att ladda utan att påverka möjligheten att möta transportbehovet. Den totala efterfrågan från elbilar i de undersökta fallen motsvarar en effekt på 3,4 GW medan kapaciteten hos individuella värmepumpar motsvarar en effekt på ca 5 GW. Utöver detta finns möjlighet att reducera effektuttaget i ljusbågsugnar, kvarnar, virkestorkar och pumpar inom industrin för enstaka tillfällen under en 40-årsperiod. Det bör därmed vara möjligt att möta efterfrågan även för nettolastperioder med än mer extrem amplitud än i de beräknade fallen utan tillägg av ytterligare gasturbinkapacitet.

Det finns också andra tillfällen längs med konturen på nettolastkurvan som kan vara utmanande för elsystemet. Till exempel indikerar både nettolasten för 10 år och 40 år förekomster av en efterfrågan på 17 GW under en period på knappt 3 dygn (72h). En nettolast på 17 GW med en uthållighet på flera dygn kan mötas av vattenkraft och befintlig kärnkraft. Efter utfasningen av befintlig kärnkraft (referensfallet och begränsad havsvindfallet efter år 2055) kan vattenkraften behöva kompletteras. Till exempel kan extrema nettolastvariationer med lång

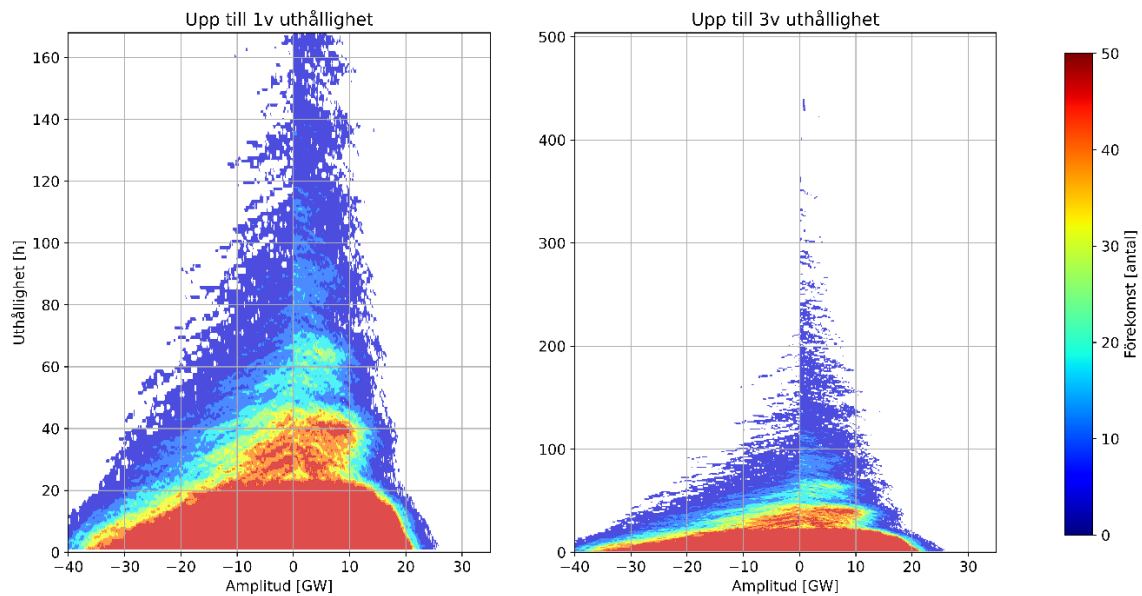
uthållighet åtgärdas kostnadseffektivt genom att de gasturbiner som finns i elsystemet kompletteras med bränslelager där storleken på lagret anpassas till uthålligheten av nettolastsituationen i enlighet med resultat från tidigare studier (Ullmark m.fl., 2025).



Figur 20. Nettolastprofil för fallet med begränsad havsvind för modellår 2050 och väderår 1991 och 1992 med syntetiska lastdata som använts i beräkningarna.



Figur 21. Nettolastprofil för fallet med begränsad havsvind för modellår 2050 och väderår 2010-2019 med uppmätt lastdata.



Figur 22. Nettolastprofil för fallet med begränsad havsvind för modellår 2050 och väderår 1980-2019 med syntetisk lastdata.

3.6 Spänningshållning och behov av kompensering av reaktiv effekt

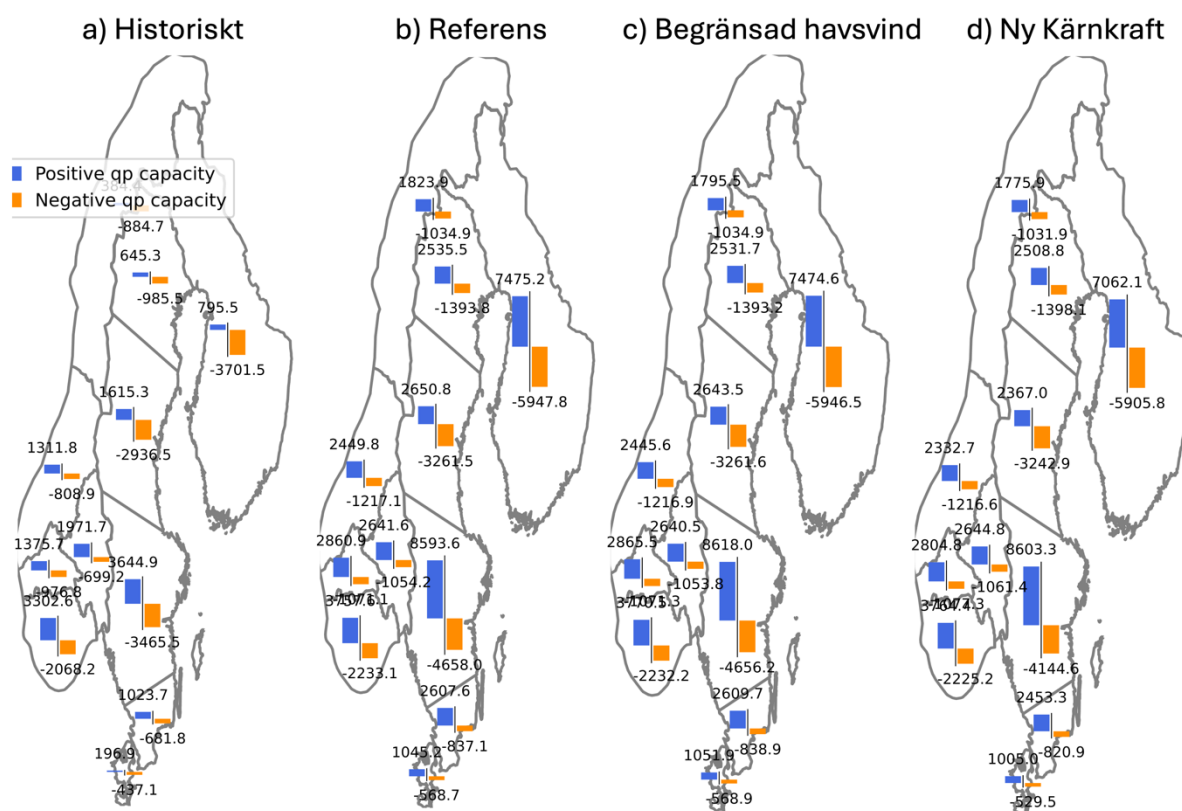
Spänningshållning är en grundläggande förmåga i ett fungerande elnät och styrs genom inmatning och uttag av reaktiv effekt. Reaktiv effekt kan inte överföras över stora avstånd så därför görs spänningsregleringen lokalt där den behövs. Det behövs en långsam och kontinuerlig justering av den reaktiva effekten vid stationärt tillstånd. För detta är det lämpligt att använda så kallade shuntreaktorer och shuntkondensatorer. Spänningsreglering kan också behövas plötsligt vid fel och görs då av elproduktionsenheter. Såväl synkront ansluten elproduktion som omriktaransluten elproduktion bidrar till den här dynamiska spänningsregleringen och förmågan att bidra regleras i nätkoden för anslutna produktionsenheter.

En orsak till behov av kompensering av reaktiv effekt är elöverföring över långa sträckor. I och med att lokalisering av både last och elproduktion ändras i samband med elektrifieringen av industri- och transportsektorerna så kommer även behoven av kompensering av reaktiv effekt att ändras.

Figur 23 a-d visar det beräknade behovet av kompensering av reaktiv effekt i stationärt tillstånd historiskt (baserat på last- och produktionsdata från år 2022) samt för de tre basfallen aggregerat på elområdesnivå från elnätssimuleringsmodellen. Behov av kompensering av reaktiv effekt på nodnivå ges i appendix A5. Som figur 23 visar så ökar behovet av reaktiv effektkompensering i basfallen jämfört med det historiska. Framförallt ökar behovet av kompensering av positiv reaktiv effekt. Det här behovet uppstår vid hög belastning på långa transmissionsledningar. I och med elektrifieringen ökar den totala mängden elproduktion och last mycket mer än överföringskapaciteten i transmissionsnätet och belastningen ökar. I och med att en stor del av elproduktionen som introduceras är väderberoende varierar belastningen av transmissionsnätet över tid och dess totala nyttjandegrad (se figur 19) är fortsatt medel till låg samtidigt som lasten vid de högsta belastningstillfällena är högre. Tabell 4 summerar de maximala behoven av inmatning och uttag av reaktiv effekt för de 400 noderna i elnätssimuleringsmodellen. I kärnkraftfallet behövs mindre kompensering av reaktiv effekt än

i fallen utan ny kärnkraft men skillnaden är liten och motsvarar ca 28 MEUR totalt (antagna kostnader för shuntreaktorer och shuntkondensatorer finns i appendix A1). Med en antagen livstid om 30 år så är kostnaden för dessa komponenter i fallen utan ny kärnkraft 2 MEUR/år högre för kompensering av reaktiv effekt än för fallet med ny kärnkraft.

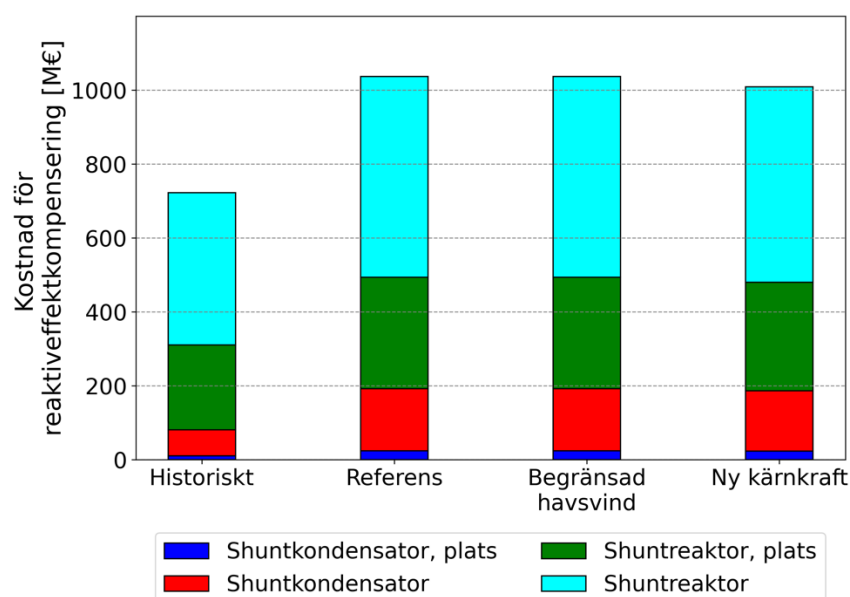
Shuntkondensatorer, som framför allt är det som ökar i de beräknade fallen jämfört med de historiska fallen, har en lägre kostnad än shuntreaktorer (se tabell i appendix) vilket håller nere kostnadsökningen för kompensering av reaktiv effekt (se figur 24). Medan det totala behovet av kompensering av reaktiv effekt ökar med 77-82% för de beräknade fallen så ökar kostnaden för kompensering bara med 40-44%.



Figur 23. Behov av reaktiveffektkompensering i MVar för ett historiskt år samt basfallen modellår 2050.

Tabell 4. Behov av reaktiveffektkompensering i det Nordiska elsystemet för ett historiskt år samt basfallen modellår 2050.

	Historiskt (2022)	Referens	Begränsad havsvind	Ny kärnkraft
Behov av reaktiv effektinmatning (Shuntkondensatorer)	16 268	38 442	38 447	37 322
[MVar]				
Behov av reaktivt effektuttag (Shunt reaktorer)	17 646	23 277	23 275	22 654
[MVar]				



Figur 24. Kostnad för kompensering av reaktiv effekt i stationärt tillstånd för det Nordiska systemet. Site-specifika kostnader benämns här med "plats". Behov av investeringar från Elnätssimuleringsmodellen.

3.7 Batterier för frekvenshållning inom timmen

I de tidigare kapitlen har vi visat hur efterfrågan på el kan mötas varje timme i ett möjligt framtida svenskt elsystem. I ett tillförlitligt elsystem måste också efterfrågan på el mötas inom timmen. I det nordiska elsystemet har vi en frekvens på 50 Hz. Om efterfrågan på el överstiger produktion och import så sjunker frekvensen. I det läget behövs åtgärder för dämpa förändringen av frekvensen och sedan för att återställa frekvensen.

En obalans kan uppstå plötsligt på grund av att ett fel uppstår i en produktionsanläggning. En obalans kan också uppstå på grund av att väderberoende kraftproduktion inte levererar i enlighet med prognos. Det sistnämnda förloppet är långsammare. Elsystemet behöver ha reserver tillgängliga för att kunna hantera båda typer av förlopp. Omfattningen av reserver för att hantera plötsliga förlopp bestäms av den största enheten som levererar el i systemet. I det

nordiska systemet är det typiskt ett kärnkraftverk eller en överföringskabel och det dimensionerande felet ligger i dagens system på 1450 MW. Omfattningen av frekvensreserver som behövs för att hantera ett fel är därmed densamma för samtliga beräknade fall men de verktyg som finns tillgängliga för att hantera ett sådant fel skiljer sig åt. Mängden långsammare reserver som måste hantera prognosfel ökar med andelen väderberoende elproduktion i elsystemet.

Vid en plötslig obalans mellan produktion och efterfrågan på el dämpas förändring i frekvensen traditionellt av rotationsenergi i stora generatorer och turbiner i till exempel vattenkraftverk och kärnkraftverk. Rotationsenergin i generatorerna bromsar förändringen av frekvens vid tillfällena då produktion inte möter efterfrågan. Vindkraftverk och solceller är kopplade till elnätet via kraftelektronik, så som omriktare som omformar likström till växelström, och kan inte bidra med rotationsenergi på samma sätt som vattenkraft, kraftvärme och kärnkraft. Ett elsystem som i stor utsträckning försörjs med vind- och solkraft har därmed lägre rotationsenergi och sämre förmåga att bromsa en ändring av frekvensen. Det är dock viktigt att notera att den svenska vattenkraften har miljökrav som innebär att viss elproduktion alltid förekommer. Historiskt har vattenkraften legat på en produktionsnivå om minst 2 GW. I ett framtida svenskt elsystem med mer omriktarbaserad elproduktion så kommer det därmed ändå alltid finns viss fysisk roterande massa.

Om aktiv effekt kan tillföras väldigt snabbt ($<500\text{ms}$), vilket är möjligt med till exempel batterier och moderna styrsystem, behövs inte lika stor rotationsenergi i elsystemet. Precis som solceller levererar batterier likström som omvandlas till växelström i omriktare (eng. "converters") för att sedan levereras ut till elnätet. Med ett lämpligt kontrollsystem i omriktaren kan batterier bidra till att dämpa förändringar i frekvens och återställa frekvensen. Idag finns 100 MW batterier i Sverige medan det dimensionerande felet i Norden är 1450 MW. Om vi antar att Sverige ska klara av att mata in aktiv effekt med batterier motsvarande en tredjedel av det dimensionerande felet och att uthålligheten för dessa behöver vara upp till 20 minuter så motsvarar det en kostnad på ca 3,6 MEUR/år med 2050 års batteripriser (livslängd på 25 år och 5 % kalkylränta).

Eftersom frekvensen delas inom ett synkront elsystem, så som det nordiska, och aktiv effekt kan bidra med frekvenshållning från godtycklig plats i elnätet (givet tillräcklig överföringskapacitet) så lämpar sig marknadsbaserade lösningar väl för frekvenshållande åtgärder. Redan idag har Svenska Kraftnät marknader för en rad systemtjänster med syfte att bidra till frekvenshållningen så som FRR, FCR och FFR. "Fast Frequency Response" FRR är det senaste tillskottet till dessa produkter med en aktiveringstid om $<1\text{s}$ och med syfte att hålla frekvensen även vid låg tillgänglig rotationsenergi. Batterier är i nuläget den enskilt största tillföraren av FFR i det svenska elsystemet.

Behovet av frekvensreglering på lite längre tidsskalor beror på prognosfel och ramper i väderberoende elproduktion och efterfrågan på el. Varken förändringen i produktionsnivå för vind- eller solkraft eller förändringen i efterfrågan på el ändras stegvis från en timme till en annan. Om vi har en högre efterfrågan på el men också en högre vindkraftsproduktion timme $t+1$ jämfört med timme t så kan, i ett extremfall, efterfrågan öka redan första minuten efter timme t till nivån för timme $t+1$ medan vindkraftsproduktionen kanske inte ökar förrän den femtionionde minuten. Då uppstår en obalans inom timmen som måste hanteras. Hur stor obalansen blir beror på förändringen i vind- och solkraftsproduktion från en timme till nästa. En enkel väderprognos som utgår ifrån att väderberoende elproduktion timme $t+1$ är samma som timme t motsvarar en obalans i samma storleksordning. Tabell 5 ger den maximala

rampningen av vindkrafts- och solelproduktion för fallet med begränsad havsbaserad vindkraft och ny kärnkraft beräknat utifrån installerad effekt från ELLI i fallen med begränsad havsvind med och utan ny kärnkraft år 2050, och 10 års väderdata (2010-2019).

Produktionen från solkraft står för de största ramperna i båda fallen. För att räkna på den totala risken för obalans inom timmen har ramperna summerats för varje timme och därefter reducerats med spill samma timme (överskott av solel och vindkraftsproduktion som inte används för att möta efterfrågan och därmed kan användas för att täcka obalansen). Till detta läggs frekvensregleringsbehovet till följd av förändringar i efterfrågan på el som beräknas utifrån högsta lastnivån enligt UCTE Operational Handbook¹⁰. Vi får då en uppskattning av frekvensregleringsbehovet för de båda beräknade fallen. Behoven är snarlika mellan fallen för elområde SE4, SE2 och SE1 medan det är högre i SE3 i fallet utan ny kärnkraft då den installerade kapaciteten vind- och solkraft i detta elområde är betydligt högre än i fallet med ny kärnkraft.

Behovet av frekvensreglering för att hantera ramper i väderberoende elproduktion är ca 3 GW högre i fallet utan ny kärnkraft. I och med att den här typen av obalanser kräver en åtgärd med kort aktiveringstid men har max en timmes uthållighet är investeringar i batterier en lämplig åtgärd. Med 2050 års batteripriser och en C-faktor på 1 motsvarar det en merkostnad på 36 MEUR/år i fallet utan ny kärnkraft. Totalt sett, för att använda batterier både för att mata in aktiv effekt på korta tidsskalor och för att hantera ramper i väderberoende elproduktion, innebär det en merkostnad för fallet utan kärnkraft om 40 MEUR/år.

Tabell 5. Maximala ramper av vindkrafts- och solelproduktion inom en timme samt behov av frekvensreglering till följd av lastvariationer beräknat enligt UCTE Operational Handbook. Totalen motsvarar maximala summan varje timme reducerat med spill samma timme.

	Begränsad havsvind				Kärnkraft			
	SE1	SE2	SE3	SE4	SE1	SE2	SE3	SE4
Vindkraft (land) [GW]	2,53	5,00	1,32	1,33	2,53	3,44	1,17	1,33
Vindkraft (hav) [GW]	0,55	0	0	0	0,18	0	0	0
Solel (PV) [GW]	3,61	7,74	0	0	3,61	3,89	0	0
Last [GW]	0,12	0,28	0,039	0,019	0,12	0,28	0,039	0,019
Totalt [GW]	3,28	5,68	1,36	1,35	3,38	2,73	1,21	1,35

3.8 Behov av åtgärder och totala kostnader för elsystemet

Merkostnaden för samhället med 6 GW ny kärnkraft för att möta efterfrågan på el varierar från 770 MEUR/år i EHUB till 1600 MEUR/år i ELLI eller 18 EUR/MWh kärnkraft respektive 37 EUR/MWh kärnkraft. Kostnaderna är dock inte direkt jämförbara eftersom resultaten från ELLI motsvarar den genomsnittliga merkostnaden under hela perioden medan siffrorna från EHUB ger nivån för ett tidsnedslag (2050). Merkostnaderna för ny kärnkraft kan till viss del reduceras genom att matcha investeringarna i ny kärnkraft med pensioneringen av befintlig

¹⁰ <https://www.ucte.org/activities/systemoperation/operationhandbook/>

kärnkraft eller ökning av efterfrågan på el så att en någorlunda konstant andel av efterfrågan möts av el från kärnkraft.

Den lägre nivån på kostnad från EHUB är ett resultat av beräkningar för ett enda år i framtiden där alla investeringar i elsystemet kunnat anpassa sig till den givna nivån ny kärnkraft. Dessutom används ett väderår med en lång vinterperiod med låg vindkraftsproduktion som bas för beräkningarna. Samtidigt är den högre nivån ett resultat av beräkningar med begränsad beskrivning av transmissionsnätets kapacitet vilket innebär att värdet av solel överskattas. Med en bättre beskrivning av distribuerad flexibilitet, så som laddning av elbilar och flexibel användning av individuella värmepumpar, skulle värdet av solel i EHUB bli högre. Den verkliga merkostnaden för ny kärnkraft för samhället förväntas därför ligga i spannet mellan resultaten från beräkningarna i de båda modellerna.

Tabell 6 sammanställer centrala komponenter i basfallen och deras kostnader från de olika avsnitten i rapporten. Från tabellen är det tydligt att elproduktionen behöver kompletteras med en rad komponenter. Kostnaderna för dessa beror i stor utsträckning på möjligheten till styrning av distribuerad flexibilitet så som individuella värmepumpar och elbilar, men kan vara väsentliga i frånvaro av dessa. Samtidigt är kostnaden för elproduktion och lagring från de initiala beräkningarna klart dominerande och kostnaden för kompletterande komponenter motsvarar inte merkostnad för ny kärnkraft.

Tabell 6. Sammantagna komponenter och kostnader för fallet med begränsad havsvind och fallet med ny kärnkraft. När det gäller kostnader för effektreserv, spänningshållning och balansering inom timmen är dessa baserade på beräkningar från år 2050.

	Begränsad havsvind	Kärnkraft	Merkostnad kärnkraft [MEUR/år]
Produktion och lagring	+200TWh vätgas- och värmelager, +7 GW havsvind + 7GW solet	+6GW kärnkraft	770-1600 MEUR/år
Effektreserv	+1,1 GW gasturbinkapacitet i SE4	Inget behov	-53 MEUR/år
Extrema nettolastsituationer	Beräkningarna kan underskatta behovet av effekt med ca 3 GW. Styrning av individuella värmepumpar och elbilsladdning kan kompensera för detta.	Beräkningarna kan underskatta behovet av effekt med ca 3 GW. Styrning av individuella värmepumpar och elbilsladdning kan kompensera för detta.	0
Flexibilitet för att hantera flaskhalsar inom elområdet på 200-400kV nivå	Med strategisk placering av elproduktion är detta behov inte dimensionerande.	Med strategisk placering av elproduktion är detta behov inte dimensionerande.	0
Spänningshållning	Ökad andel shuntkondensatorer till följd av tillfällena med hög belastning på långa transmissionsledningar.	Ökad andel shuntkondensatorer till följd av tillfällena med hög belastning på långa transmissionsledningar.	-2 MEUR/år
Frekvenshållning och balansering inom timmen	Total batterikapacitet för hantering av ramper i VRE inom timmen i samtliga elområden ca 12 GW/12GWh Batterier för snabb inmatning av aktiv effekt 0,5 GW/ 0,2 GWh	Total batterikapacitet för hantering av ramper i VRE inom timmen i samtliga elområden ca 9 GW/9GWh	-40 MEUR/år

4. Diskussion

Det är viktigt att notera att beräkningarna som redovisas i denna rapport inte representerar marknaden dvs det är inte en elmarknadsanalys. Istället baseras de på kostnader där de system som erhålls från de olika modellerna svarar mot den för samhället lägsta kostnaden, givet de antaganden som görs. Detta är också fallet för andra sådana här modeller. Detta kan liknas av att alla aktörer har fullständig information och agerar på en perfekt marknad. I verkligheten råder det stor osäkerhet runt när olika typer av efterfrågan och elproduktion kommer på plats. Osäkerheten får särskilt stor påverkan på elsystemet när den gäller enskilda stora enheter så som elektrifiering av basindustrin eller investeringar i ny kärnkraft. Sådana projekt har

påverkan på lönsamheten för andra investeringar som kommer att behöva större marginaler innan investeringar tas för att kompensera för risken med investeringen. Detta fångas alltså inte i modellberäkningarna. Som nämnts ovan är det dock troligt att ett finansieringssystem där vetskapen om att framtida kärnkraft kommer åtnjuta gynnsamma subventioner kommer inverka negativt på investeringar i annan elproduktion fram till dess att kärnkraften finns på plats. En sådan effekt liknar alltså den effekt som fås i den modellering som presenteras ovan.

I detta arbete antar vi också att vi känner till kostnader för ny kärnkraft i Sverige liksom kostnadsutvecklingen för havsbaserad vindkraft, solceller och batterier. I själva verket råder stora osäkerheter framför allt runt de två förstnämnda. Kostnaderna som vi använder för ny kärnkraft i Sverige bör ses som ett fall där allt går enligt plan. I själva verket har nya kärnkraftsatsningar i Europa hittills inte gått enligt plan, med betydligt högre kostnader som konsekvens. Till exempel har de nya EPR-reaktorerna Olkiluoto 3, Flamanville 3 och Hinkley Point C alla blivit kraftigt försenade och 2-4 ggr dyrare än kostnadsuppskattningar vid byggstart. När det gäller havsbaserad vindkraft höjde den danska energimyndigheten nyligen den uppskattade kostnaden väsentligt, bland annat till följd av ökade råvarupriser, och det diskuteras flitigt huruvida den högre kostnadsnivån som använts i deras rapport, och i våra beräkningar, är en tillfällig höjning som reaktion på rådande världsläge eller inte.

Vi antar även att det är möjligt att bygga ut ny elproduktion i snabb takt. Utbyggnadstakten av landbaserad vindkraft för att möta efterfrågan till 2035 motsvarar att vi håller den utbyggnadstakten för landbaserad vindkraft i Sverige från och med nu och 10 år framåt. Samtidigt vet vi att utbyggnadstakten sedan perioden 2023 har minskat, vilket sätter ännu större press på kommande år. Vi har pågående projekt (NEWSTEPS finansierat av Energimyndigheten) där vi samarbetar med forskare som fokuserar på utbyggnadstakter och behov av styrmedel för olika utvecklingsvägar där vi kommer att studera konsekvenserna av en långsammare utveckling.

Vidare antar vi att det inte råder någon osäkerhet runt produktionsnivån av väderberoende elproduktion. Det innebär att behov av lagring kan ha underskattats. Lager som agerar på korta tidsskalor påverkas ytterst lite av detta då produktionsprognosen är god över korta tidshorisonter. Lagring över längre tidsperioder påverkas däremot i större utsträckning. Både kostnaderna antagna för vätagaslagring och värmelager är med avsikt pessimistiska. Det råder stor osäkerhet runt kostnaderna för vätagaslagring i bergrum eftersom det finns få exempel på detta och vi har därför använt en kostnad som ligger i överkant i förhållande till litteraturen. Kostnaden för värmelager motsvarar värmelager i tank, vilket är en välbeprövad teknik med kostnader långt över vad som är möjligt med till exempel groplager. Kostnaden för flexibilitet är således knappast underskattad. Perfekt information om tillrinning till vattenkraftens magasin är kanske den förenkling som har störst påverkan på resultaten inom denna kategori och har som konsekvens att vi får vattenvärden som är ganska lika över hela året vilket också reflekteras som återkommande prisnivåer i elpriset.

Analyserna av behovet av stödtjänster är förenklade och bör ses som en första grov ansats. Vi har flera pågående samarbeten för att vidareutveckla detta. På KTH utvecklar man en metod att studera behovet av frekvensreglering som vi hoppas kunna använda oss av för framtida analyser. I samarbete med forskare på elkraftteknik på Chalmers fortsätter vi analyserna av reaktiv effektkompensering och kommer att gå vidare från stabila tillstånd till n-1 analyser under hösten (I de förenklade nätanalyserna med EHUB begränsas överföringen till 70 % som marginal för att klara n-1.). Vidare planeras arbeten för att studera impedans och nätstyrka i framtida elsystem. För bibehållen nätstyrka investerade t.ex. Australiens TSO AEMO i 4

stycken synkronkompensatorer för leverans om 620 MVA totalt (Appelby, 2019). Kostnaden för investeringen var ca 110 MEUR eller ca 8 MEUR /år (antaganden om 25 års livslängd och 5% kalkylränta). Precis som för gasturbiner, batterier och shuntreaktorer är det av stor vikt att kartlägga behovet av synkronkompensatorer och få dessa investeringar på plats, men även om investeringskostnaden inte är försumbar så förändrar den inte det faktum att kostnaden för de extra kompletterande komponenter som behövs utan ny kärnkraft är betydligt mindre än merkostnaden för ny kärnkraft.

5. Slutsatser

Resultaten visar att tack vare tillgången på vattenkraft och goda förutsättningar för landbaserad vindkraft har Sverige möjlighet att även i fortsättningen erbjuda låga elpriser för baslastkonsumenter relativt andra länder i norra Europa. Detta förutsätter dock att vi klarar av att bygga ut ny elproduktion, framför allt landbaserad vindkraft, i tillräckligt snabb takt samtidigt som vi tillvaratar möjligheter till flexibilitet i elsystemet och anpassar strategier för frekvens- och spänningshållning till ett elsystem med större andel omriktaransluten elproduktion (så som vindkraft och solex).

Resultaten visar att den landbaserade vindkraften fortsätter byggas ut i samma takt som rekordåren 2021-2023 fram till 2035 i samtliga tre fall. Utbyggnaden sker i huvudsak söder om Stockholm med tonvikt mot Västsverige och Värmland, längs Norrlandskusten och i nordligaste Norrlands inland. Detta för att nå stora industrikonsumenter med hänsyn till begränsningar i transmissionsnätet. Anslutningar av nytt elbehov och ny produktion innebär tidvis hög belastning på ledningar över långa sträckor vilket medför ett ökat behov av shuntkondensatorer för spänningsreglering.

På västkusten kompletteras den landbaserade vindkraften med havsbaserad vindkraft. Effekten av begränsningen på havsbaserad vindkraft i södra Östersjön är marginell så länge det finns möjlighet till lokalisering av landbaserad vindkraft. Att möjliggöra havsbaserad vindkraft i södra Östersjön kan dock minska trycket på utbyggnad av vindkraft på land och möta efterfrågan på el till samma konkurrenskraftiga elpriser som landbaserad vindkraft under andra halvan av seklet. Beräkningarna visar att solex är ett värdefullt komplement till vindkraften och vidare utbyggnad av solex hjälper till att hålla nere samhällets kostnad att möta efterfrågan på el men utbyggnaden begränsas av överföringskapaciteten i transmissionsnätet. Detta indikerar att solexen är beroende av lokal flexibilitet för att möta en betydande andel av efterfrågan på el.

Beräkningarna visar att variationer i vindkraftens elproduktion kan hanteras av vattenkraft, flexibel elanvändning för produktion av vätgas och värme och handel med omgivningen. Överinvesteringar i elektrolysör och värmepumpar tillsammans med vätgaslagring och värmelagring kan motiveras av en välfungerande energy-only marknad som därmed behöver värnas från ingripanden (samtidigt som det behövs olika former av PPA:er med riskdelning). I tillägg till detta behövs en effektreserv som upphandlar gasturbinkapacitet för tillfällen med ovanligt hög nettolast. Analysen visar att tillfällen med ovanligt hög nettolast har kort uthållighet vilket innebär att behovet av gasturbiner skulle kunna minskas genom styrning av distribuerad flexibilitet så som individuella värmepumpar (inte inkluderat i beräkningarna). Modellresultaten indikerar att hushåll med individuella värmepumpar är den konsumentkategori som är mest utsatt för perioder av höga elpriser. Flexibel styrning kan avhjälpa en del av detta men kan behöva kompletteras med anpassade elavtal. Analysen indikerar ett betydande behov av att hantera variationer inom timmen till följd av ramper i förnybar elproduktion, både i fallen med och utan ny kärnkraft. I linje med utvecklingen på

frekvensregleringsmarknaderna, där batterier bidrar med allt större andel, har vi i beräkningarna utgått ifrån att batterier används för att möta det här behovet.

För att klara elektrifieringen av industrin och transportsektorn krävs alltså inte bara ny elproduktion utan också vätgaslager, värmelager, gasturbiner, batterier, styrning av värmepumpar och elbilar och shuntreaktorer och shunkondensatorer. Behovet av kompletterande komponenter är större i ett elsystem utan ny kärnkraft (referensfallet och fallet med begränsad havsvind) än i ett elsystem med ny kärnkraft (kärnkraftsfallet) men kostnaden för dessa komponenter är betydligt mindre än den merkostnad som ny kärnkraft innebär för samhället. Om ny kärnkraft ses som motiverat av andra skäl än tekniska och kostnadsmässiga så kan merkostnaden för ny kärnkraft reduceras genom att förlägga dess idrifttagande till tidpunkten för pensionering av befintlig kärnkraft.

6. Litteratur

Appleby, S., Rositano, P., (2019) ADDRESSING THE SYSTEM STRENGTH GAP IN SA, Report by ElectraNet,

Bergström, S. (1995) The HBV model. In: Singh VP (ed) Computer Models of Watershed Hydrology. Water Resources Publications, Highlands Ranch, Colorado, p 443-476

Bongiorno, M., Karlsson, D., Balans och stabilitet i elektriska kraftsystem, PM 2024-04-17, Chalmers tekniska högskola, April 2024.

Copernicus Climate Change Service (C3S) (2017): ERA5: Fifth generation of ECMWF atmospheric reanalyses of the global climate . Copernicus Climate Change Service Climate Data Store (CDS), 2022-05. <https://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#!/home>

Ek Fälth, H., Hedenus, F., Reichenberg, L., Mattson, N. Through energy droughts: Hydropower's ability to sustain a high output. Renewable and Sustainable Energy Reviews 214 (2025). <https://doi.org/10.1016/j.rser.2025.115519>

Energiföretagen. Kärnkraftens funktion och produktion. 2023. <https://www.energiforetagen.se/energifakta/elsystemet/produktion/karnkraft/karnkraftens-funktion-och-produktion/>

Energimyndigheten, Vad avgör ett vattenkraftverks betydelse för elsystemet, ER 2014:12, ISSN 1403-1892, (2014)

Energistyrelsen. Technology Data Catalogue for Electricity and District Heating . <https://ens.dk/en/analyses-and-statistics/technology-data-generation-electricity-and-district-heating> (2025).

ENTSO-E System Needs Study - Opportunities for a more efficient European power system in 2030 and 2040. Brussels, Belgium: 2022

Dillén M., Carlén, B., Martin, E., Mellström, L., Mohlander, I., Nyström, J., Nyström, P., Promemoria: Finansiering och riskdelning vid investeringar i ny kärnkraft (2024)

Göransson, L., Goop, J., Odenberger, M. & Johnsson, F. Impact of thermal plant cycling on the cost-optimal composition of a regional electricity generation system. *Applied Energy* 197, 230–240 (2017).

IAEA – Power Reactor Information System (PRIS). World Statistics – Load Factor Trend. 2025. <https://pris.iaea.org/PRIS/WorldStatistics/WorldTrendinAverageLoadFactor.aspx>

Kullingsjö, L.-H.; Karlsson, S. The Swedish Car Movement Data Project; EEVC: Brussels, Belgium, 2012.

Mattsson, N., Verendel, V., Hedenus, F. & Reichenberg, L. An autopilot for energy models – Automatic generation of renewable supply curves, hourly capacity factors and hourly synthetic electricity demand for arbitrary world regions. *Energy Strategy Reviews* 33, (2021).

Molin, J., Hagner, E., Marklund, J., Bruce, J., Jakob Helbrink, EN KVANTITATIV ANALYS AV POTENTIALEN FÖR EFFEKTUTBYGGNAD I BEFINTLIGA SVENSKA VATTENKRAFTVERK, Rapport Sweco (UPPDRAKSNUMMER 5472418000), 2016.

Norges Vassdrags- og energidirektorat, Virkningen av klimaendringer på tilsiget til vannkraften i Norge, Rapport, bokmål nr 50-2019, (2019) ISBN: 978-82-410-1975-3

Nouvel, R., Cotrado, M., Pietruschka, D., European mapping of seasonal performances of air-source and geothermal heat pumps for residential applications, *Proceedings of International Conference CISBAT 2015*, Proceedings, sid. 543-548. DOI: <https://doi.org/10.5075/epfl-cisbat2015-543-548>

Pineda, S. & Morales, J. M. Chronological time-period clustering for optimal capacity expansion planning with storage. *IEEE Transactions on Power Systems* 33, 7162–7170 (2018).

Ruhnau, O., Hirth, L. & Praktiknjo, A. Time series of heat demand and heat pump efficiency for energy system modeling. *Sci Data* 6, 189 (2019). <https://doi.org/10.1038/s41597-019-0199-y>

Scharff, R., Göransson, L., Walter, W., Berg, P., Hundecha, Y., Löfblad, E., Klimatförändringarnas inverkan på vattenkraftens produktions- och reglerförmåga, 2023, Energiforsk, Stockholm, ISBN 978-91-7673-924-2.

Spreitzhofer, J., Vermarktung der Flexibilität eines Wärmepumpen-Pools am österreichischen Regelenenergiemarkt, PhD thesis, TU Wien, 2018

Svenska Kraftnät, Långsiktig marknadsanalys 2021, Ärendenr:Svk2019/3305 Version:1.0, (2021), <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2021/langsiktig-marknadsanalys-2021.pdf>

Svenska Kraftnät, hämtat 2022-11-02, <https://www.svk.se/aktorsportalen/bidra-med-reserver/om-olika-reserver/ffr/>

Taljegård, M., Walter, W., Göransson, L., Odenberger, M., & Johnsson, F., Impact of electric vehicles on the cost-competitiveness of generation and storage technologies in the electricity

system, *Environmental Research Letters*, 1748-9326 (ISSN), Vol. 14 Nummer doi:10.1088/1748-9326/ab5e6b (2019)

Taljegård, M., Göransson, L., Odenberger, M., & Johnsson, F., To Represent Electric Vehicles in Electricity Systems Modelling-Aggregated Vehicle Representation vs. Individual Driving Profiles, *Energies*, 1996-1073 (ISSN), Vol. 14. (2021)

Toktarova, A., Walter, V., Göransson, L. & Johnsson, F. Interaction between electrified steel production and the north European electricity system. *Applied Energy* **310**, 118584 (2022a).

Toktarova, A., Göransson, L., Johnsson, F., Thunman, H., Thermochemical recycling of plastics – Modeling the implications for the electricity system. *Journal of Cleaner Production* **374**, 133891 (2022b)<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.133891>

Ullmark (2022) Optimization modeling of frequency reserves and inertia in the transition to a climate-neutral electricity system. Licentiatavhandling. Chalmers Tekniska Högskola. <https://research.chalmers.se/publication/530495>

Ullmark, J., Göransson, L., Johnsson, F. (2025). Representing net load variability in electricity system capacity expansion models accounting for challenging weather-years. *Energy*, 316. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2024.134346>

Walter, V., Göransson, L. (2020). Impacts of variation management on cost-optimal investments in wind power and solar photovoltaics. *Renewable Energy Focus*, 32: 10-22. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ref.2019.10.003>

Öberg, S., Göransson, L., Ek Fälvh, H., Rahmlow, U., Johnsson, F. Evaluation of hydropower equivalents in electricity capacity expansion models. *Renewable Energy* (2025). https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=5013603

7. Nyligen publicerade refereegranskade arbeten som bildar grunden till denna rapport

Bertilsson J., Göransson L., Johnsson F. Impact of Energy-Related Properties of Cities on Optimal Urban Energy System Design (2024) *Energies*, 17 (15), art. no. 3813, DOI: 10.3390/en17153813.

Bertilsson, J., Göransson, L., Johnsson, F., Location, Location, Location: Optimal Placement of New Electricity Production in the Nordic Energy System amidst Large-Scale Electrification, Artikel inskickad för vetenskaplig publicering, under refereegranskning.

Hodel H., Göransson L., Chen P., Carlson O. Which wind turbine types are needed in a cost-optimal renewable energy system? (2024) *Wind Energy*, 27 (6), pp. 549 – 568, DOI: 10.1002/we.2900

Hodel H., Chen P., Göransson L., Carlson O. Modelling and Validation of the Nordic Transmission System based on Open Data (2024) *IET Conference Proceedings*, 2024 (16), pp. 111 – 116, DOI: 10.1049/icp.2024.3778

Toktarova A., Göransson L., Thunman H., Johnsson F. Thermochemical recycling of plastics – Modeling the implications for the electricity system, (2022) *Journal of Cleaner Production*, 374, art. no. 133891, DOI: 10.1016/j.jclepro.2022.133891

Ullmark J., Göransson L., Johnsson F. Frequency reserves and inertia in the transition to future electricity systems (2024) *Energy Systems*, 15 (4), pp. 1527 – 1560, DOI: 10.1007/s12667-023-00568-1

Göransson L. Balancing Electricity Supply and Demand in a Carbon-Neutral Northern Europe (2023) *Energies*, 16 (8), art. no. 3548, DOI: 10.3390/en16083548

Granfeldt C., Strömberg A.-B., Göransson L. A Lagrangian relaxation approach to an electricity system investment model with a high temporal resolution (2023) *OR Spectrum*, 45 (4), pp. 1263 – 1294, DOI: 10.1007/s00291-023-00736-w

Beiron J., Göransson L., Normann F., Johnsson F. A multiple system level modeling approach to coupled energy markets: Incentives for combined heat and power generation at the plant, city and regional energy system levels (2022) *Energy*, 254, art. no. 124337, DOI: 10.1016/j.energy.2022.124337

Kermani M., Chen P., Göransson L., Bongiorno M. Optimal Energy Control, Hosting BESS and EVs through Multiport Converter in Interconnected MGs (2022) 2022 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2022 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe, IEEEIC / I and CPS Europe 2022, DOI: 10.1109/IEEEIC/ICPSEurope54979.2022.9854791

Toktarova A., Göransson L., Johnsson F. Electrification of the energy-intensive basic materials industry – Implications for the European electricity system (2025) *International Journal of Hydrogen Energy*, 107, pp. 279 – 295, DOI: 10.1016/j.ijhydene.2024.08.016

Beiron J., Göransson L., Normann F., Johnsson F. Flexibility provision by combined heat and power plants – An evaluation of benefits from a plant and system perspective (2022) *Energy Conversion and Management: X*, 16, art. no. 100318, DOI: 10.1016/j.ecmx.2022.100318

Toktarova A., Göransson L., Johnsson F. The implications of the basic materials industry electrification on the cost of hydrogen (2023) 36th International Conference on Efficiency,

Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems, ECOS 2023, pp. 1182 – 1192, DOI: 10.52202/069564-0108

Kermani M., Chen P., Göransson L., Bongiorno M. A comprehensive optimal energy control in interconnected microgrids through multiport converter under N–1 criterion and demand response program (2022) *Renewable Energy*, 199, pp. 957 – 976, DOI: 10.1016/j.renene.2022.09.006

Walter V., Göransson L., Taljegard M., Öberg S., Odenberger M. Low-cost hydrogen in the future European electricity system – Enabled by flexibility in time and space (2023) *Applied Energy*, 330, art. no. 120315, DOI: 10.1016/j.apenergy.2022.120315

Ullmark J., Göransson L., Johnsson F. Representing net load variability in electricity system capacity expansion models accounting for challenging weather-years (2025) *Energy*, 316, art. no. 134346, DOI: 10.1016/j.energy.2024.134346

Bertilsson J., Göransson L., Johnsson F. Impact of Energy-Related Properties of Cities on Optimal Urban Energy System Design (2024) *Energies*, 17 (15), art. no. 3813, DOI: 10.3390/en17153813

Walter V., Göransson L. Trade as a variation management strategy for wind and solar power integration (2022) *Energy*, 238, art. no. 121465, DOI: 10.1016/j.energy.2021.121465

Ullmark J., Göransson L., Johnsson F. Potential Revenue from Reserve Market Participation in Wind Power- and Solar Power-Dominated Electricity Grids: The Near-Term, Mid-Term, and Long-Term (2024) *International Journal of Energy Research*, 2024, art. no. 8470441, DOI: 10.1155/2024/8470441

8. Appendix

Appendix A1: Kostnadsantaganden

Tabell A1.1 Kostnadsantaganden för elproduktionstekniker baserat på Danska energimyndigheten (Energistyrelsen 2025) med d för kärnkraften från Dillén (2024). Samtliga kostnader ges i EUR2020. Resultaten i rapporten har räknats om till EUR2024 med en omvandlingsfaktor om 1,22 motsvarande inflationen under samma period.

Teknik	Livslängd [år]	Investeringskostnad 2035 [kEUR/MW(h)]	Investeringskostnad 2050 [kEUR/MW]	O&M variabel [EUR/MWh]	O&M fix [kEUR/MW]	Verkningsgrad
CCGT	25	874	850	0,8	29,56	0,58
OCGT	25	587,5	550	0,4	19,8	0,41
Biomassa_KVV	25	3510	3360	2,1	102	0,27
Biomassa_VP	25	445	430	3,76	36,1	1,15
Biogas_VP	25	55	50	1,17		1,04
Kärnkraft	80	6181	6181	7,1	123	0,33
Vindkraft (land)	30	1128,2	1090,3		16,66	
Vindkraft (hav)	30	2250	1990		34	
Bio-kol CCS	40	4215,7	3983,7	2,1	107,6	0,4
Solceller (park)	40	350	290		9,5	
Solceller (tak)	40	769,6	635,81		10,7	
Värmepump (fjv)	25	810	810		2,13	
Electrolysör (PEM)	25	525	325		12	0,585
Elpanna (fjv)	25	60	60			0,99
Vätgaslager (tank)	25	38,5	22			0,99
Vätgaslager (bergrum)	30	11	11			1
Vätgaslager (salt)	100	1,9	1,3			0,99
Batteri (energi)	25	130	80	1,9		0,9
Batteri (effekt)	25	140	60			1
Värmelager (tank)	40	3	3			0,998

Tabell A1.2 Bränslekostnader i beräkningarna.

	Kostnad 2035 [EUR/MWh]	Kostnad 2050 [EUR/MWh]
Biomassa	40	40
Uran	1,65	1,65
Naturgas	11,9	11,5
Biogas	77,14	77,14
Kol	5,4	4,3

Tabell A1.3 Fullasttimmar för tekniker med investeringar i referensfallet.

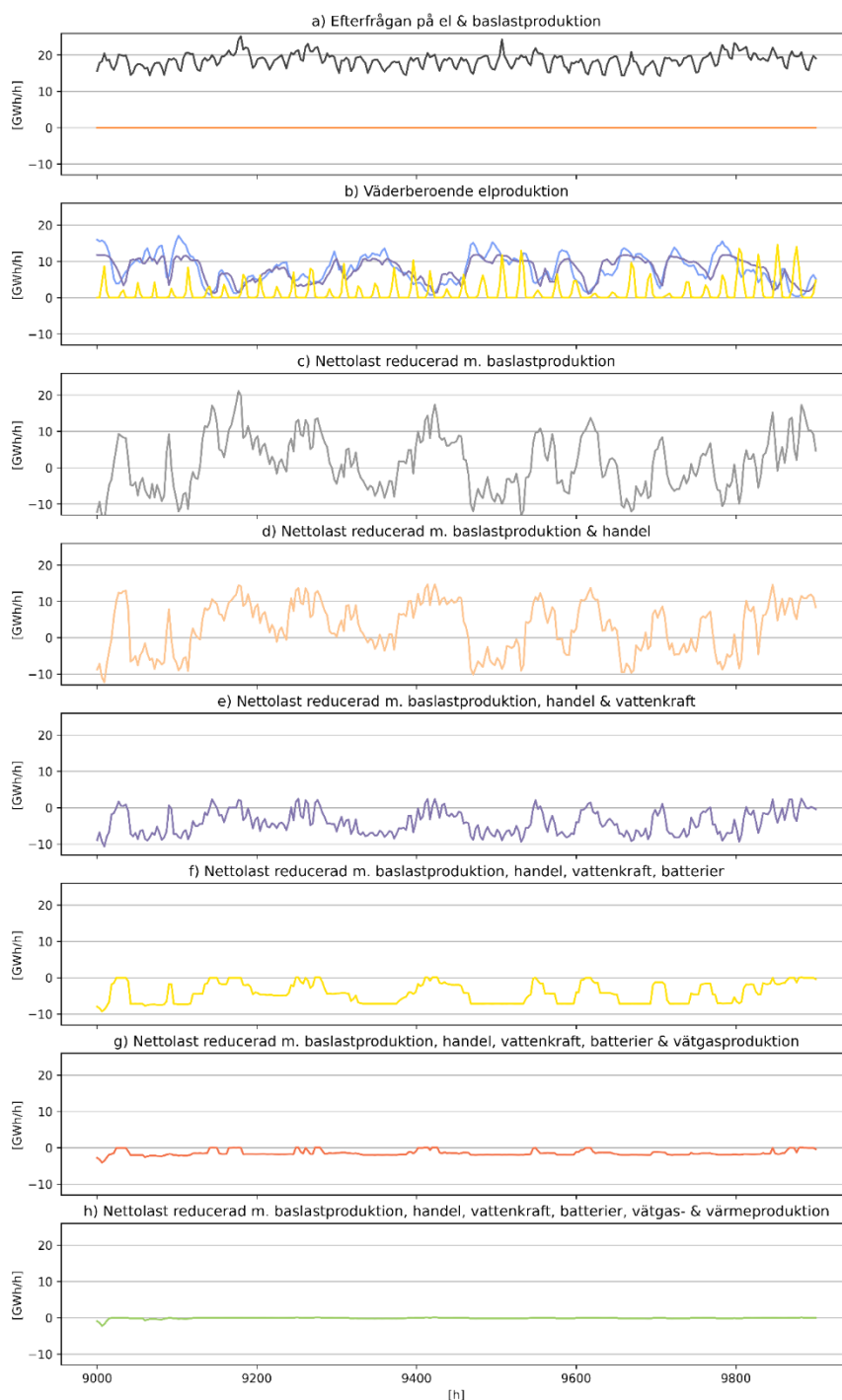
	Danmark (östra)	Danmark (västra)	Finland	Norge (södra)	SE4	SE3	SE2	SE1
Vindkraft (land klass 2)	-	-	-	-	-	-	-	-
Vindkraft (land klass 3)	-	-	2651	2618	2676	2726	2610	2655
Vindkraft (land klass 4)	3675	3661	3317	3303	3262	3327	3302	3337
Vindkraft (land klass 5)	4024	4102	4153	4102	3897	4023	4079	4112
Vindkraft (hav klass 4)	-	-	-	-	-	-	-	-
Vindkraft (hav klass 5)	4758	5017	4633	4922	4693	-	-	-
Solceller (park klass 1)	613	-	994	-	1188	1170	-	980
Solceller (park klass 2)	1351	1298	1274	1275	1295	1289	-	-

Table A1.2 Cost assumptions for shunt capacitors and shunt reactors.

	Shunt reactors	Shunt capacitors
Cost calculation	Cost of 70MSEK (45 MSEK equipment cost + 25 MSEK installation) is assumed for a 165 MVar Shunt reactor based on an industry contact estimation.	A cost of 1.186 MSEK as the Grundkostnad and a cost of 51.04 kSEK per MVar are used based on the EI Normvärdeslista elnät 2024–2027. We assume installations of 165 MVar size (same as for shunt reactors).
Effective cost in ref case [kSEK per MVar]	424.24	58.23

Appendix A2: Hantering av nettolasten i referensfallet 2065

I referensfallet finns ingen kärnkraft längre kvar i elsystemet 2065. Figur A2.1 visar hur efterfrågan kan mötas varje timme även i detta elsystem. För att möta efterfrågan varje timme ökar storleken på vätgaslager så att det kan möta efterfrågan uppemot 15 dygn. Dessutom tillkommer stationära batterier om ca 1.2 GW för att hantera den ökade andelen sol i elsystemet.



Figur A2.1. Efterfrågan på el som inte kan flyttas i tid, väderberoende elproduktion och flexibilitet i tre veckor i elområde SE3 för referensfallet 2065.

Appendix A3: EHUB investeringar

Tabell A3.1 Produktionskapaciteter i GW från modellkörning med EHUB, med livstidsförlängd kärnkraft utan järnsvamp:

	KÄRN- KRAFT	LAND- VIND	HAVS- VIND	VATTEN- KRAFT	PV	GASTURBIN	GASTURBIN- CCGT
REFERENS	6,8	39,4	1,7	16,1	7,8	1,1	0,0
BEGRÄNSAD HAVSVIND	6,8	39,4	1,6	16,1	7,8	1,2	0,0
KÄRNKRAFT	12,8	29,5	0,9	16,1	5,9	0,1	0,1

Tabell A3.2 Lagerkapaciteter i GWh från modellkörning med EHUB, med livstidsförlängd kärnkraft utan export av järnsvamp:

	VÄRMELAGER	VÄTGASLAGER	BATTERILAGER
REFERENS	612,4	332,4	8,5
BEGRÄNSAD HAVSVIND	612,9	332,5	8,6
KÄRNKRAFT	612,3	258,1	6,3

Tabell A3.3 Övrig kapacitet i GW (GW tillförd el för elektrolysör och värmepump) från modellkörning med EHUB, med livstidsförlängd kärnkraft utan export av järnsvamp:

	ELEKTROLYSÖR	GASTURBIN	BAT_KAP	VÄRMEPUMP	ELPANNA
REFERENS	9,5	1,1	2,5	3,9	0,4
BEGRÄNSAD HAVSVIND	9,5	1,2	2,6	3,9	0,4
KÄRNKRAFT	8,3	0,1	1,5	3,9	0,2

Appendix A4: Extrema nettolastvariationer i kärnkraftsfallet

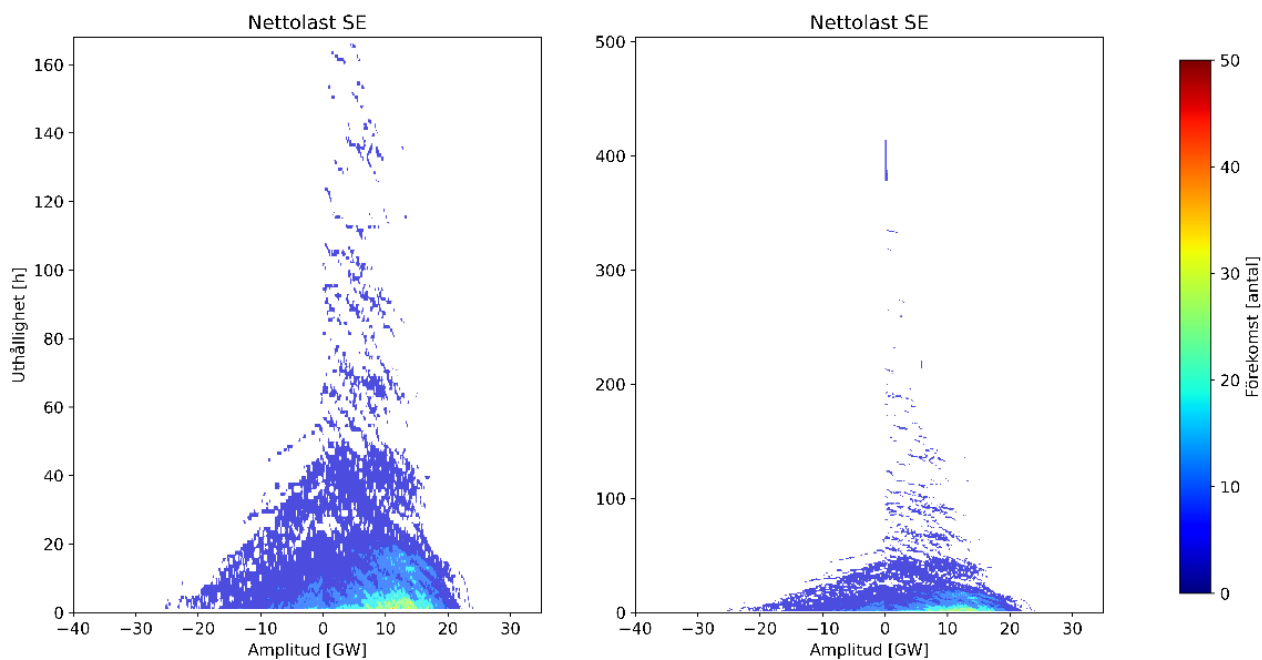


Figure A4.1. Nettolastprofil för fallet med ny kärnkraft för modellår 2050 och väderår 1991 och 1992 med syntetiska lastdata som använts i beräkningarna.

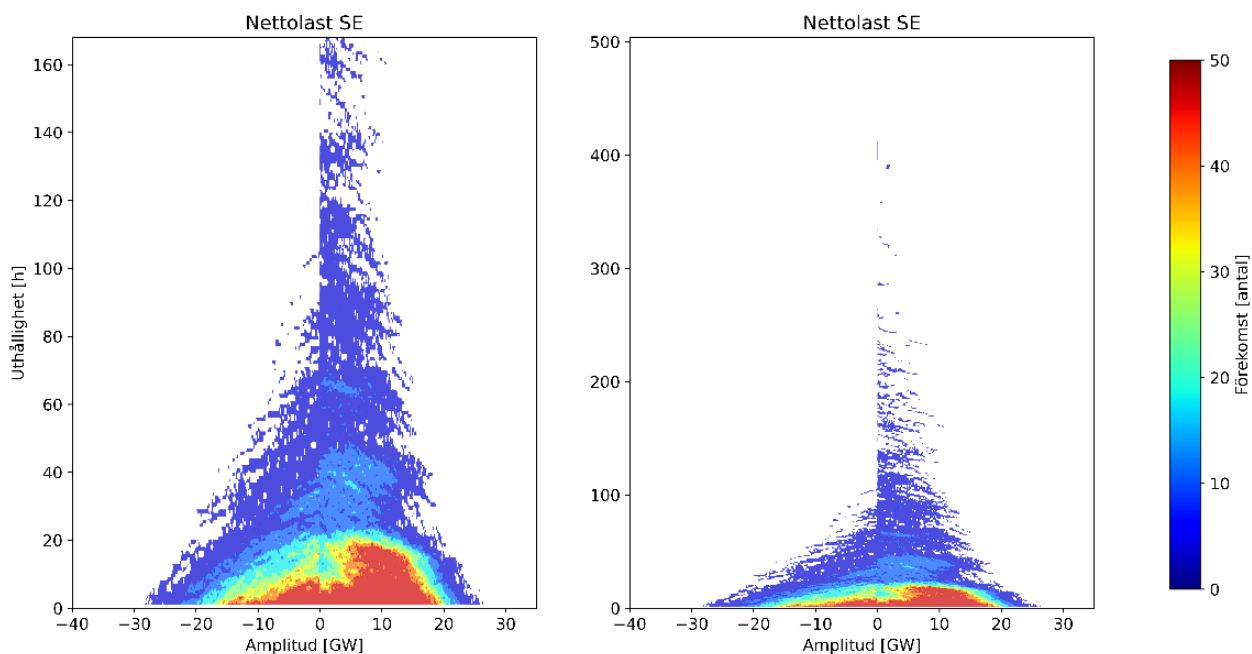
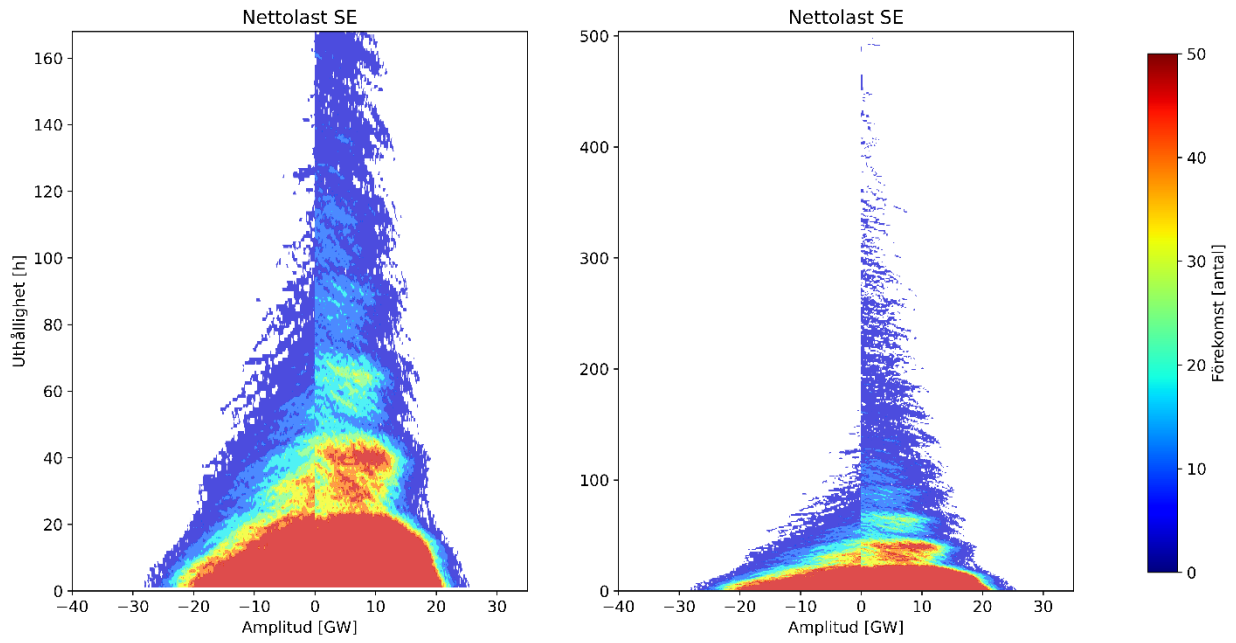


Figure A4.2. Nettolastprofil för fallet med ny kärnkraft för modellår 2050 och väderår 2010-2019 med uppmätt lastdata.



Figur A4.3 Nettolastprofil för fallet med ny kärnkraft för modellår 2050 och väderår 1980-2019 med syntetisk lastdata.

Appendix A5: Geografiskt upplöst behov av kompensering av reaktiv effekt i stationärt tillstånd

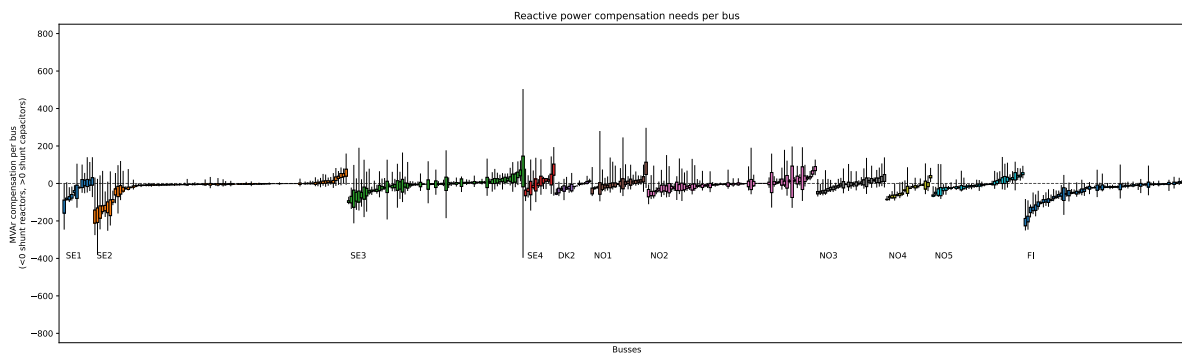
Figur A5.1-A5.4 visar behovet av kompensering av reaktiv effekt för varje nod i MVAr, sorterat utifrån deras medelvärde och elområde. Boxplottarna indikerar fördelningen av behovet över tid. Värden under nollnivån indikerar att shuntreaktorer behövs för att konsumera reaktiv effekt. Det innebär att ledningen är belastad under sin SIL-nivå (Surge Impedance Loading). Värde över nollnivå innebär ett behov att tillföra reaktiv effekt på grund av en belastning över SIL-nivån på ledningen.

I figurerna för de framtida fallen är antalet noder färre än för det historiska fallet, framförallt i SE2. Det beror på den klustring av noder som vi har gjort för att minska beräkningskomplexiteten vid modellering av vattenkraft i EHUB. Eftersom det i första hand är noder som kräver låg kompensation i båda riktningarna tas bort, bör denna klustring endast ha en mycket liten inverkan på de totala resultaten av behov av kompensation av reaktiv effekt.

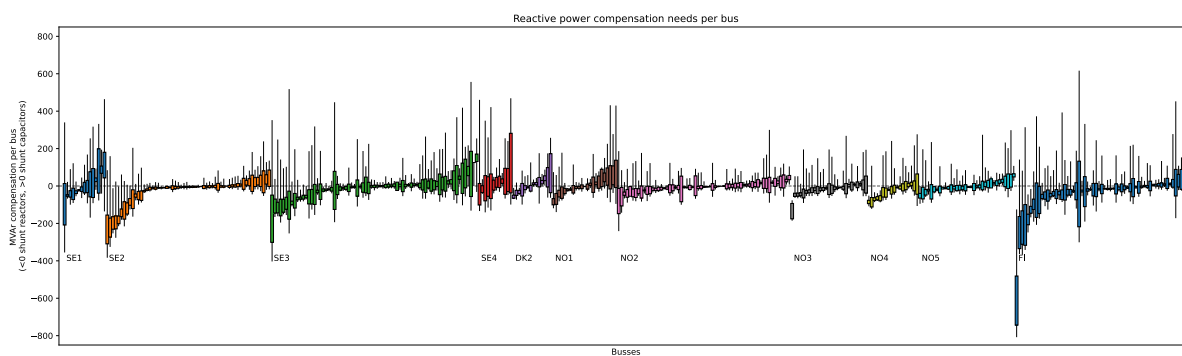
Överlag ser vi en betydande ökning i behov av kompensering av reaktiv effekt i de beräknade 2050-fallen jämfört med historiskt, vilket inte är så överraskande eftersom efterfrågan på el och elproduktionen nära nog fördubblas medan elnätet i stort sett är oförändrat.

Behovet av kompensering av reaktiv effekt är liknande i samtliga 2050-fall, med enstaka timmar med mycket stort behov av positiv kompensering av reaktiv effekt. Detta indikerar att det finns några timmar med höga ledningsbelastningar för vilka shuntkondensatorer behövs.

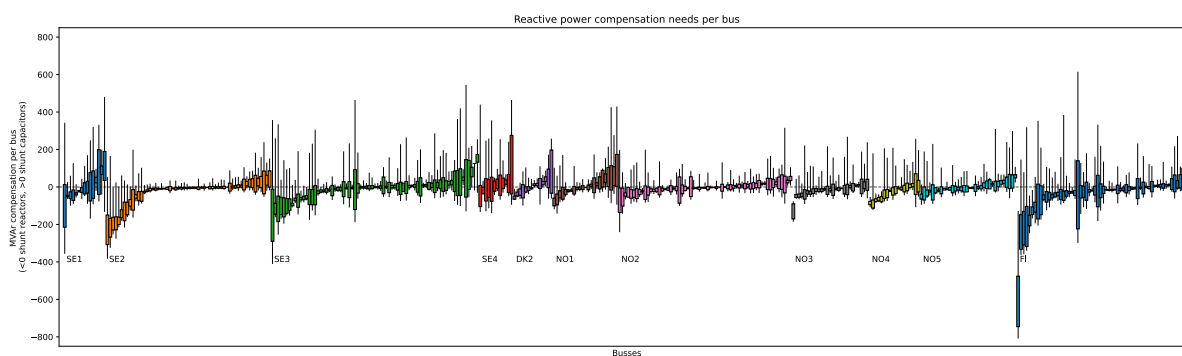
Vi förväntar oss inte några noder som är i konstant behov av negativ reaktiv effektkompensering, det vill säga som alltid kräver reaktiv effektförbrukning via shuntreaktorer. Dock förekommer sådana noder i figurerna i t.ex. Finland. Det indikerar att ledningen alltid är lågt belastad och kan vara en konsekvens av felaktig implementeringen av nya ledningar eller felaktiga antaganden om ledningstyp i modellen.



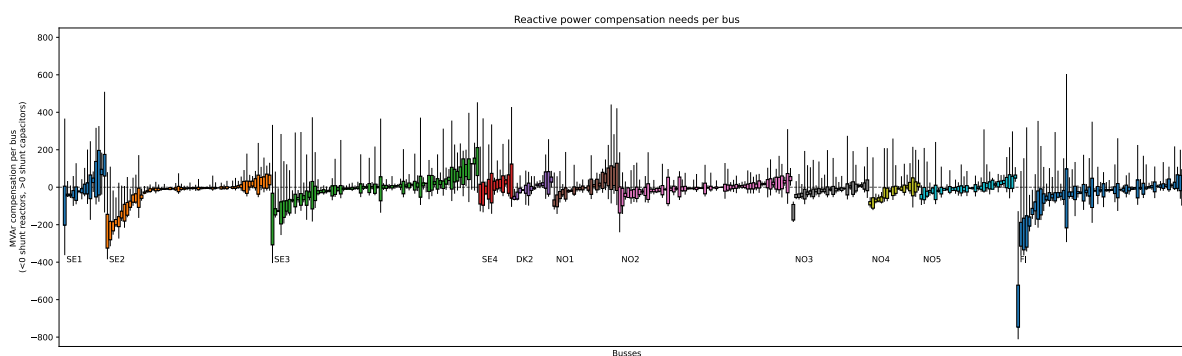
Figur A5.1 Fall baserat på historisk data (2022)



Figur A5.2 Referensfallet år 2050



Figur A5.3 Begränsad havsvindfallet år 2050



Figur A5.4 Kärnkraftfallet 2050