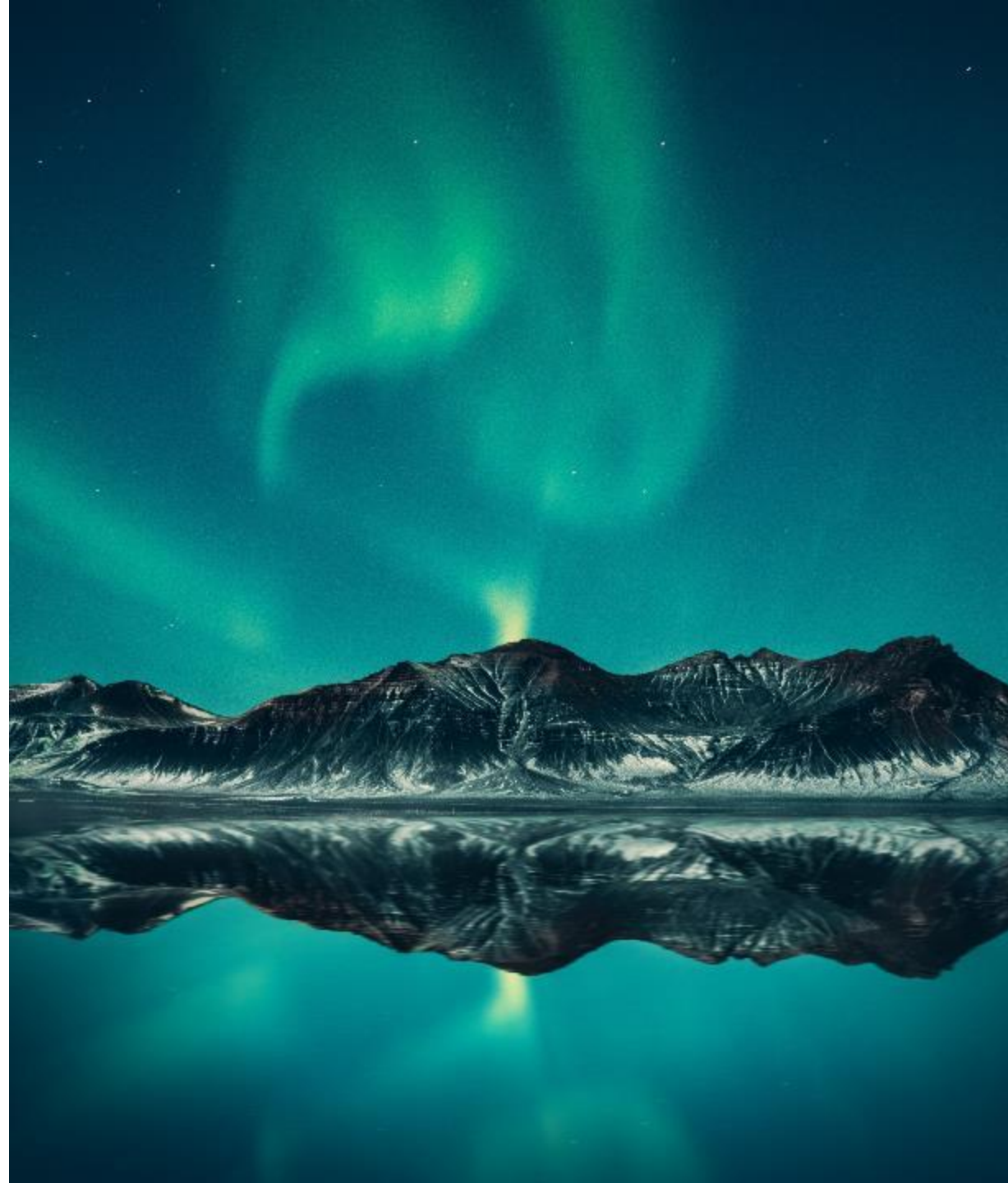


SÅ FÅR INDUSTRIEN TILLRÄCKLIGT MED EL TILL 2035

Delresultat från modellering av hur
elsystemet i Sverige kan utvecklas innan
ny kärnkraft kan finnas på plats

ISBN: 978-91-89918-16-0



Innehållsförteckning

Om Nepp	2
Sammanfattning av resultaten så här långt	7
Projektets antaganden och förutsättningar	12
Fördjupning av resultaten	17
Länk till källor	33

Om Nepp

Nordeuropeiska energiperspektiv, Nepp, ska visa på vägar till ett hållbart och konkurrenskraftigt energisystem.

Programmet består av fyra temaområden som hålls samman av ett femte tema som är helhetsanalyser.

Helhetsanalyser **TEMA 5. Från ord till handling:** hur genomför vi omställningen på bästa sätt?

TEMA 1

Nya förutsättningar för omställningen av energisystemet:

Vägen mot 2030 och 2050 i ett omvärldsperspektiv

TEMA 2

Utformningen av morgondagens svenska el- och energisystem:

Leveranssäkert och robust

TEMA 3

Det nya energilandskapet:

Omställningen i ett lokalt perspektiv och acceptans

TEMA 4

Ett hållbart energisystem:

Hur uppnår vi en hållbar omställning mot nettonollutsläpp år 2045?

Helhetsprojektet – Vägen mot 2035

- Inom Nepp genomförs under hösten 2024 och våren 2025 en helhetsanalys av utvecklingen av elsystemet fram till 2035. Projektet kallas 2035-projektet.
- I denna delrapport redovisar vi preliminära resultat från en inledande modellering av elsystemet.
- Modelleringen är gjord av fyra olika grupper av forskare och experter på energisystemmodellering från Chalmers, EA Energianalyse, Profu och Quantified Carbon.



A yellow bus is driving on a paved road that curves slightly to the right. The bus is facing the viewer and has the number '332' and the word 'Östhammar' on its destination sign. The road is flanked by green grass and some small white posts. In the background, there is a dense forest of green trees. Behind the trees, two large industrial buildings with tall, white chimneys are visible against a clear blue sky.

Syfte

Syftet med 2035-projektet är att visa

- Hur elförsörjningen till industrin och samhället på olika sätt kan säkerställas fram till 2035, det vill säga innan ny kärnkraft eventuellt kan vara på plats.
- Hur industrin kan ges goda energiförutsättningar på kort och medellång sikt.

Frågeställningar som besvaras i 2035-projektet

Detta besvaras i den här delrapporten

- Hur elförsörjningen, både energi- och effekttillräcklighet, kan säkerställas fram till 2035, givet olika scenarier för efterfrågan på el.
- Hur en utbyggnad av kärnkraften efter 2035 enligt modellerna påverkar investeringarna i ny produktion fram till 2035 och förutsättningarna för befintlig produktion.

Detta besvaras i slutrapporten i september

- Hur olika utmanande driftsituationer kan hanteras.
- Vilka investeringar i produktion och nät samt total systemkostnad som är förknippade med olika utvecklingsvägar.
- Hur de kritiska förmågorna, randvillkor, som elsystemet måste uppfylla kan mötas.
- Vad kostnaden är för de tekniska åtgärder som krävs för att säkerställa att randvillkoren möts.
- Hur identifierade tekniska åtgärder kan realiseras samt om dagens utformning av marknaden räcker, eller om det krävs justeringar och eventuell intervention av staten.

**Sammanfattning av
resultaten så här långt**

Hur kan vi möta industrins behov av el innan ny kärnkraft kan finnas på plats?

- Landbaserad vindkraft blir det viktigaste tillskottet av ny elproduktion fram till 2035. Även solen byggs ut och får en större roll i elsystemet över tid samt blir ett viktigt komplement sommartid för att balansera vindkraften under perioder med lite vind.
- År 2035 kan andelen variabel elproduktion, vindkraft och solen, i ett scenario med hög efterfrågan av el (scenario 1) komma att stå för 50 procent av den totala elproduktionen i Sverige på årsbasis.
- Den befintliga planerbara kapaciteten, bestående av kärnkraft, vattenkraft och

kraftvärme kommer även 2035 att stå för huvuddelen av den tillgängliga effekten de perioder då efterfrågan är som störst.

- I ett andra scenario (scenario 2), där efterfrågan av el inte ökar lika snabbt, blir det på kort sikt mindre lönsamt att bygga ut vindkraften. Orsaken är att Sverige i utgångsläget har betydligt mer export än import av el, vilket bidrar till att elpriserna hålls ner.





Hur kan effektfrågan lösas?

- För att säkerställa effektbehovet i elsystemet där vindkraften byggs ut kraftigt krävs en betydande andel efterfrågefleksibilitet, energilager och topplastkapacitet i form av bland annat gasturbiner.
- Elhandeln med utlandet, dvs import och export av el, är en central komponent för att balansera elsystemet. I högelscenariet förlitar sig Sverige på en stor elimport. Vissa modellresultat pekar på nästan 9 GW import, vilket kan jämföras med som mest 3 GW 2024.
- Vattenkraften kommer behöva köras på ett nytt sätt för att balansera elsystemet.
- Om inte potentialen för efterfrågefleksibilitet kan frigöras kommer elpriserna variera mer än de annars skulle ha gjort. Ju mer elpriserna varierar, desto mer ökar sannolikheten att olika typer av flexibilitet blir lönsamt.
- Vissa modellresultat pekar på att det kommer att vara lönsamt att bygga vätgaslager, vilket skulle få stor betydelse för elsystemets funktion.

Hur kommer elpriserna utvecklas?

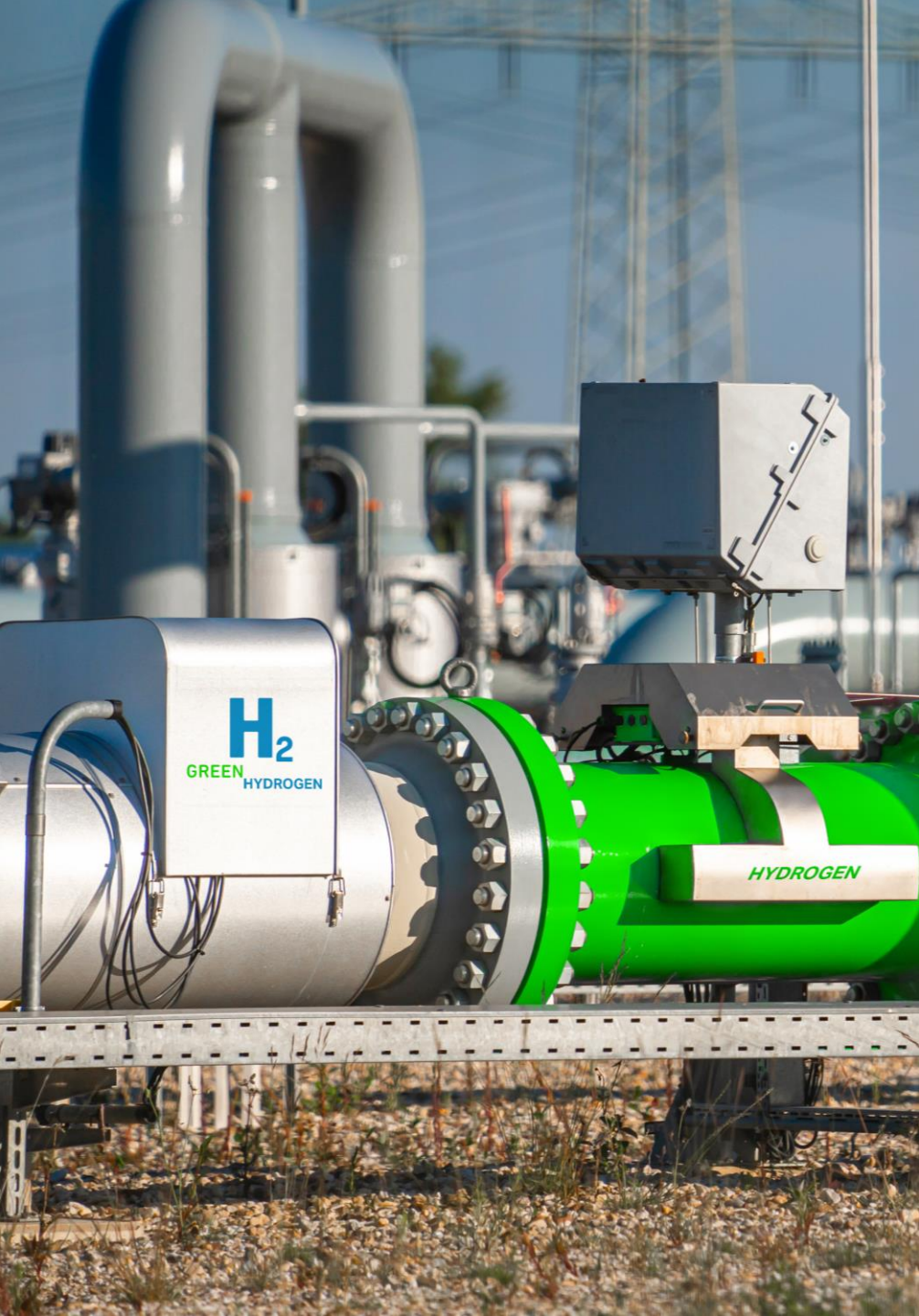
- Resultaten visar att elpriserna på elbörsen före skatt i snitt ser ut att hamna mellan 50 och 75 öre per kWh i hela landet 2035 om industrins efterfrågan blir mycket hög.
- Det kan jämföras med att elpriserna 2024* i snitt var 41 öre per kWh, medan det år 2023* var i snitt 64 öre per kWh 2023.
- Hur priserna i Sverige står sig i en europeisk jämförelse är inte entydigt. Riktningen är en utjämning av elprisnivån men de olika modellgruppernas resultat ger något olika bilder av utvecklingen.
- Resultat från en av analyserna pekar exempelvis på elpriser i mellersta och

södra Tyskland på cirka 75 öre per kWh medan priserna i Danmark, Baltikum, Polen och norra Tyskland ligger på 65 öre per kWh. Det är samma nivå som i prisområde 4, men högre än i norra Sverige.

- Variabiliteten i elpriserna ökar väsentligt enligt modellresultaten beroende på att andelen vindkraft och solen ökar. Dock hålls variabiliteten till viss del tillbaka av en fortsatt expansion av energilager, att vattenkraften körs annorlunda, elhandeln med utlandet samt en ökad betydelse för efterfrågefleksibilitet.

*i en tidigare version av rapporten hade årtalen 2024 och 2023 förväxlats





Vad är särskilt svårt veta om elsystemet 2035?

- Hur och när industrins omställningsplaner blir av, och därmed hur mycket el som behövs, är en fundamental drivkraft i analysen som är mycket osäker. Modelleringen har därför använt olika scenarier för industrins utveckling, vilket ger olika utfall också för elsystemets utformning.
- Modelleringen ger olika utfallsrum om elsystemets utveckling och ska inte ses som sanningen om framtiden.
- Frågeställningar där forskargruppernas resultat skiljer sig betydligt är prisutvecklingen på el till 2035 – speciellt i norra Sverige i scenariot med hög efterfrågan av el – samt vilken sammansättning av tekniker och åtgärder som krävs för att klara effektbalansen.

Projektets antaganden och förutsättningar

Modellering av energisystemet ger underlag för analyserna om elsystemets utveckling fram till 2035

Fyra grupper har inom ramen för Energiforsks forskningsprogram Nepp modellerat utvecklingen av elförsörjning fram till år 2035 samt med utblickar mot tiden därefter kommer från.

De fyra grupperna är:

- Chalmers
- EA Energianalyse
- Profu
- Quantified Carbon



Fyra scenarier

Samtliga grupper har använt en gemensam harmoniserad scenariobeskrivning med delvis samma eller liknande uppsättning av indata.

De har använt två scenarier för utvecklingen av efterfrågan av el, ett scenario med ny kärnkraft efter 2035 samt ett scenario utan ny kärnkraft.

Det innebär totalt fyra olika utvecklingsvägar.

- Scenario 1: Hög efterfrågan av el, en ökning med 100 TWh till 2035 – både med och utan ny kärnkraft efter 2035. Chalmers har utgått från ett scenario som skiljer sig något efter 2035.
- Scenario 2: Något lägre takt i industriomställningen, en ökning med cirka 40 TWh till 2035 – både med och utan ny kärnkraft efter 2035.



Likheter och skillnader i de fyra gruppernas arbete

Likheter

- Liknande investerings- och dispatchmodeller, (där dispatchmodellen beräknar hur elproduktionen körs för att möta efterfrågan på ett kostnadseffektivt sätt). Tillgång till fullständig information för alla aktörer i modellen, så kallad perfect foresight.
- I scenario 1 är svensk industri i princip koldioxidfri till 2035, dessutom har det tillkommit ny elintensiv verksamhet. Även scenario 2 innebär en kraftig expansion av efterfrågan på el.
- Utbyggnad av utlandsförbindelser och stamnät har fortsatt i enlighet med ENTSO-E:s långsiktiga utvecklingsplan.
- I stort gemensamt koldioxidpris, bränslepris och investeringskostnader för olika teknologier.
- En mycket kraftig utbyggnad av vindkraft och solceller sker i Europa, liksom en förväntad kraftig ökning av efterfrågan.

Skillnader

- Modellernas geografi och omfattning när det gäller energimarknader, lagringsteknologier, efterfrågefleksibilitet, tidsupplösning med mera.



Vad kan vi svara på och vad svarar vi inte på?

- I de följande bilderna försöker vi sammanfatta resultaten från modelleringen av hur elsystemet kan komma att utvecklas fram till 2035. Fokus är hur el- och effektbehovet kan säkerställas givet två scenarier för utvecklingen av elbehovet i olika elområden i Sverige.
- Resultaten är preliminära och baseras på modellering av energisystemet under normalårsförhållanden. Fördjupade analyser och kompletterande modellering av mer utmanande driftsituationer och olika väderår kommer att göras senare under 2025. Även frågeställningar kopplade till systemstabilitet och elmarknadens funktion kommer att analyseras vidare under 2025.
- Det är viktigt att framhålla att modelleringen ger olika utfallsrum, inte sanningen om framtiden. Modelleringen bygger på kostnadsoptimering, det vill säga visar hur elsystemet kan byggas ut till lägsta samhällsekonomiska kostnad för att säkerställa el- och effektbehovet. Modellerna tar därmed inte hänsyn till alla de osäkerheter som kan vara förknippade med investeringsbeslut och utgår dessutom från en "perfect foresight" av utvecklingen av elsystemet. Modellerna bygger också på att investeringar kan göras med rimliga ledtider.
- Modelleringen omfattar bara övergripande bedömningar av behovet av nätutbyggnad. Detta är en central fråga som kommer att analyseras ytterligare senare i Nepp.

Fördjupning av resultaten

Utvecklingen av elefterfrågan

Omfattning och takt i elektrifieringen inom industrin och samhället i övrigt är helt avgörande för hur elsystemet kommer att utvecklas i Sverige. Det gäller också hur elefterfrågan utvecklas i våra grannländer i Europa eftersom Sverige är del av en internationell elmarknad. Den faktiska utvecklingen av elefterfrågan vet vi först i efterhand.

Att göra bedömningar för industrins elefterfrågan på tio års sikt liksom utvecklingen inom transportsektorn och utvecklingen i Europa har visat sig svårt. I detta arbete har vi därför valt att arbeta med två scenarier, ett högelscenario och ett scenario med mer måttlig tillväxt i elefterfrågan i Sverige fram till 2035.

Scenarierna för elefterfrågan inom industrin baseras bland annat på det arbete som Profu genomför tillsammans med branschorganisationsarbetet SKGS och som berör en översikt över de olika industriella elektrifieringsprojekten som pågår eller planeras.

Hög tillväxt i efterfrågan (scenario 1)

- Högelscenariet innebär en mycket hög efterfrågan av el, en ökning med ca 100 TWh till 2035 jämfört med i dag.
- I detta scenario antas det ske en mycket omfattande elektrifiering som i stor utsträckning motsvarar genomförande av de industriprojekt som aviserats under de två senaste åren.
- Det innebär därmed att den befintliga industrin i Sverige i princip lyckas med en omställning mot fossilfrihet till 2045 samtidigt som det sker omfattande investeringar i ny fossilfri industriproduktion. Scenariot inbegriper dock inte en omställning av råvaruförsörjning inom raffinaderi- och kemisektorn.
- Vidare innebär högelscenariot att:
 - Sverige exporterar järnsvamp från och med 2040
 - att en rad elektrobränslesatsningar blir av
 - att skogsindustrin fortsätter att utvecklas
 - att minst tre batterifabriker etableras till 2030
 - att gruvindustrin expanderar ytterligare jämfört med i dag.

Måttlig tillväxt i efterfrågan (scenario 2)

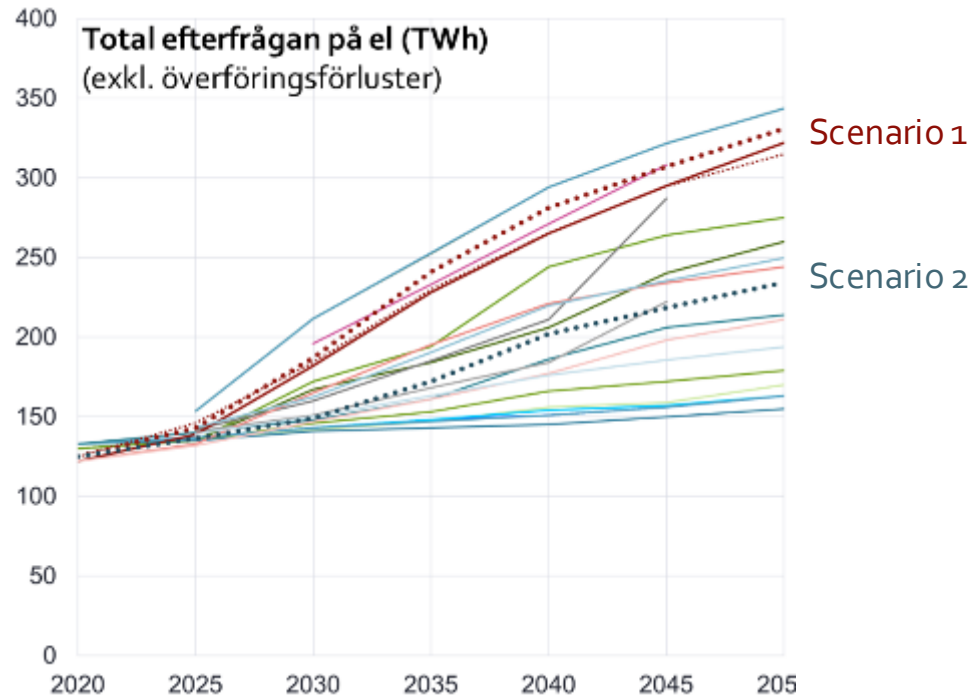
- Detta scenario innebär en något lägre efterfrågeökning av el än i högelscenariet, en ökning med ca 40 TWh till 2035 jämfört med i dag.
- I detta scenario sker en långsammare elektrifiering inom industrisektorn jämfört med högelscenariet, där flera projekt skjuts på framtiden eller inte blir av alls.
- Det sker ingen industriell nyetablering i Sverige utöver Stegra i Boden och den batterifabrik som redan finns på plats i Skellefteå antas fortsätta sin drift. LKAB antas framställa järnsvamp för nationell stålproduktion men ej för export.
- Kemiindustrin ställer i princip inte om alls, alternativt betydligt långsammare än planerat, och gruvindustrin expanderar inte på samma sätt som i högelscenariet.
- Tillväxten i det industriella vätgasbehovet sker enbart inom järn- och stålindustrin.
- Inom delar av transportsektorn spelar biodrivmedel en större roll än i högelscenariet, där elfordon antas ta en större plats.

Nepps scenarier jämfört med andra

Under de senaste fem åren har flera långsiktiga scenarier tagits fram för hur efterfrågan av el kan utvecklas.

I figuren till höger visas Nepps båda scenarier i relation till andra, exempelvis scenarier från Energimyndigheten och Svenska Kraftnät sedan 2021 och framåt.

Det är ett mycket stort utfallsrum på efterfrågan, det uppgår till cirka 200 TWh netto, det vill säga exklusive överföringsförluster. Det avspeglar de stora osäkerheterna kring framför allt industrins utveckling.



Industrins utmaningar innebär stora osäkerheter

I Nepps två scenarier står industrisektorn för 45-50 procent av den totala efterfrågan av el. Den stora osäkerheten handlar främst om eller när industrins elektrifiering tar fart. Det gäller både den befintliga industrins möjligheter till omställning i önskad takt och de nyetableringar som planeras inom bland annat stålindustrin, produktion av konstgödsel, batterifabriker, gruvetableringar och elektrobränslen.

Olika industribranscher och enskilda industriföretag står inför likartade och specifika utmaningar. Många industriaktörer som är i färd med investeringar för att etablera, utöka eller ställa om lyfter svårigheterna att få tillgång till nödvändig elnätskapacitet som ett stort hinder, i samma paritet som utmaningarna med långa och oförutsägbara tillståndsprocesser.

Flera aktörer uttrycker också stora osäkerheter kring efterfrågan och betalningsviljan för de produkter med lägre klimatavtryck som driver delar av det ökade elbehovet.

Vikten av ett konkurrenskraftigt elpris framhålls också som en avgörande fråga och man understryker att konkurrensen både ska ses i en europeisk och en global kontext.

Har man produktionsanläggningar även utanför Sverige, och inte är avhängig en svensk huvudråvara som järnmalm eller skog, eller har planer på att etablera ny industri så tittar industriföretag till var globalt man kan få de bästa förutsättningarna. Elpriset är en sådan komponent, men det kan också handla om regelverk, lagstiftning och tid för att få tillstånd samt kostnader eller tillgång till hamn- och järnvägsinfrastruktur.

Många industriföreträdare pekar på världsläget och geopolitisk osäkerhet som något som bidrar till ytterligare utmaningar.

Mer branschspecifika utmaningar och hinder spänner från tillgång till - och utvecklingen av - elektrifierade gruvtruckar för gruvindustrin, till synen på bioråvara för skogsindustrin eller tillgång till högkvalitativt stålskrot för stålföretag. Även ökade kostnader samt avsaknad av tillgång till storskaliga elektrolysörer nämns som utmaningar, liksom tillgång till biogas.

Utvecklingen av elsystemet fram till 2035

För att möta det framtida behovet av el från industrin och samhället i övrigt år 2035 i ett scenario med hög tillväxt i elefterfrågan (+100TWh till 2035 – scenario 1) kommer framför allt landbaserad vindkraft att byggas ut kraftigt, enligt modelleringen. Även solen byggs ut och får en större roll i elsystemet samt blir ett viktigt komplement sommartid för att balansera vindkraften under perioder med lite vind. En mindre utbyggnad av havsbaserad vindkraft kan också aktualiseras.

För att möta elefterfrågan i högelscenariot, scenario 1, kommer den landbaserade vindkraften mer än fördubblas från dagens cirka 40 TWh till 100 TWh år 2035. Det innebär en liknande utbyggnadstakt av den landbaserade vindkraften i Sverige som vi haft under 2021–2023. År 2035 kan den väderberoende elproduktionen i Sverige komma att uppgå till 50

procent av elproduktionen. Resterande elproduktion består till största del av befintlig kärnkraft och vattenkraft.

I ett scenario med något lägre ökningstakt i elefterfrågan till 2035, scenario 2, kvarstår incitamenten för utbyggnad av landbaserad vindkraft, men med viss fördröjning. På kort sikt – fram till 2030 – är det inhemska behovet av ny elproduktion lägre på grund av att Sverige i dag har en starkt positiv elbalans.

Mycket av skillnaden i efterfrågan i de två scenarierna hanteras genom elhandel med grannländerna. Vid hög elefterfrågan 2035 pekar några av modellresultaten på att Sverige har ett visst underskott i handel med grannländerna, medan Sverige i ett scenario med något lägre efterfrågan fortsatt är en stor exportör av el.

Hur påverkas elsystemet om kärnkraften byggs ut?

Efter 2035 visar modelleringen att det sker en fortsatt utbyggnad av landbaserad vindkraft och solel i kombination med en mer omfattande utbyggnad av havsbaserad vindkraft. Enligt vissa modellresultat sker också en utbyggnad av kärnkraften, förutsatt att efterfrågan fortsätter att växa.

När det gäller utbyggnaden av kärnkraften skiljer sig modellresultaten åt beroende på vilka antaganden som görs beträffande investeringskostnaderna för havsbaserad vindkraft respektive ny kärnkraft.

Modellerna besvarar bara delvis frågan om hur ny kärnkraft påverkar andra investeringar, eftersom det i verkligheten finns marknadspsykologiska faktorer som påverkar utvecklingen. I modellens värld finns dock ingen osäkerhet om framtiden och

alla beslut är ekonomiskt rationella.

Analysen visar också att antaganden om efterfrågeutvecklingen efter 2035 påverkar vilken inverkan kärnkraft efter 2035 har på investeringar före 2035.

Med fortsatt efterfrågetillväxt efter 2035 kan ny kärnkraft användas för att möta denna utan att någon påtaglig priseffekt som skulle kunna påverka tidigare investeringar uppstår.

Om däremot efterfrågan inte fortsätter att växa efter 2035 betyder ny kärnkraft en prispress nedåt efter 2035, vilket innebär att en del investeringar i landbaserad vindkraft och solel uteblir. Det medför i sin tur högre elpriser före 2035.

Effektbalansen 2035

En central fråga i modelleringen har varit val av väderår. Det har hanterats på lite olika sätt av de olika grupperna. I det fortsatta arbetet under våren 2025 kommer särskilt fokus att läggas på att identifiera utmanande driftsituationer.

Givet något olika angreppssätt kan följande noteras så här långt i analyserna:

- Den framtida eleffektbalansen på nationell nivå kommer fortsatt hanteras med vattenkraft, kärnkraft och kraftvärme, men det måste mer till för att kunna hantera den växande elefterfrågan.
- Det kommer att krävas en betydande andel efterfrågefleksibilitet, energilager i form av bland annat batterier och topplastkapacitet genom gasturbiner.
- Även vattenkraften förväntas få förändrade

produktionsförutsättningar, den kommer köras annorlunda, och annan planerbar kraft kan få minskande utnyttjningstider.

- Frågan om vätgaslagars vara eller inte är central och har stor betydelse för hur elbalansen ska hanteras i modellerna.
- Drifftiden för gasturbinerna är mycket kort – typiskt sett några 100-tal timmar per år och vissa år kanske inte alls. En central fråga är hur dessa gasturbiner i bristsituationer kan bjudas in på elmarknaden och hur elmarknaden och elpriset påverkas. Det är en fråga för designen av elmarknaden.
- Import och export: I högelscenariet förlitar sig Sverige på en stor elimport. Vissa modellresultat pekar på nästan 9 GW import, vilket kan jämföras med som mest 3 GW 2024.

Elprisutvecklingen

De beräknade elpriserna motsvarar närmast årsmedelpriset på dagen-före-marknaden (alltså dagens Nordpool) för ett normalår och ett system i jämvikt. I modellerna byggs elproduktion ut så länge den sista enheten som tillkommer är lönsam.

Resultaten från de fyra grupperna skiljer sig delvis åt, både i nivån på priset och skillnaden i elpris i olika elområden. Dock pekar alla resultaten på stigande årsmedelelpriser. Några iakttagelser från modelleringen är:

Årsmedelelpriset i scenario 1 stiger fram till 2035, vilket krävs för att möjliggöra en lönsam utbyggnad av elproduktionssystemet. I norra Sverige hamnar årsmedelelpriserna i spannet 50-75 öre per kWh och i södra Sverige i spannet 55-70 öre per kWh. Det kan jämföras med att elpriserna 2024* året i snitt var 41 öre per kWh, medan det år 2023* var i snitt 64 öre per kWh.

Generellt närmar sig priserna i de fyra elområdena varandra. Någon modell visar samma priser i hela landet, någon visar differentierade med lägre i norra Sverige medan andra får det högsta priset i SE1.

Orsaken till att priserna konvergerar är att en stor del av efterfrågetillväxten antas hamna i norra Sverige och att och att ny stamnätskapacitet mellan norr och söder tillkommer. Modellerna placerar ny elproduktion i det elområde där den är mest lönsam, det vill säga med högst elpriser, i den mån detta är möjligt. Det har en utjämnande effekt. Placeringen av ny produktion har således stor betydelse för elprisutvecklingen i olika elområden.

Även i scenario 2 kommer det svenska elsystemet att behöva byggas ut kraftig vilket gör att elprisnivån hamnar i nivå med långsiktig marginalkostnad. Trots att det i både scenario 1 och 2 är landbaserad vindkraft som står för merparten av utbyggnaden blir priserna 5-20 öre per kWh lägre i scenario 2.

En faktor som på sikt bidrar till att utjämna elpriserna är att låga elpriser lockar elkrävande investeringar, vilket därmed bidrar till att skapa balans i elpriserna.

*i en tidigare version av rapporten hade årtalen 2024 och 2023 förväxlats

Variabiliteten i elpriset

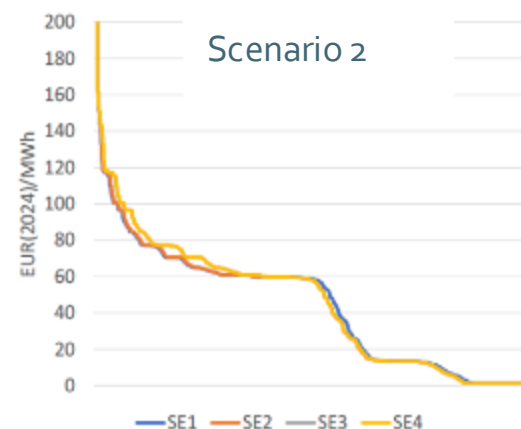
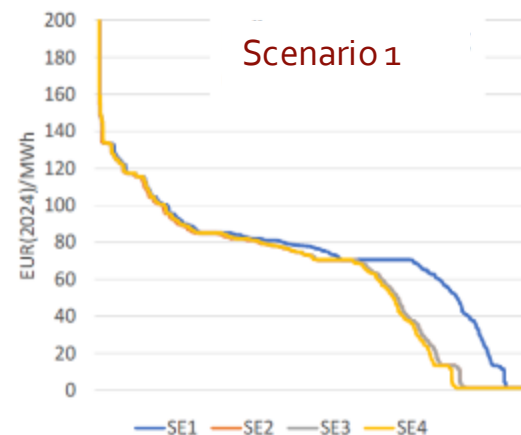
Variabiliteten i elpriset bestäms i modellerna av den rörliga kostnaden för det dyraste produktionsslaget i drift varje timme, vilket ska spegla priserna på dagen före-marknaden timme för timme under ett år med normala variationer i alla de faktorer som påverkar elpriset.

Variabiliteten beror också på kostnaden för flexibilitet. Resultaten från modelleringen skiljer sig delvis åt, men alla resultaten pekar på ökad variabilitet i priserna både uppåt och nedåt. Modelleringen visar också att det kommer att finnas ett stort antal timmar under året med priser i spannet 50-80 öre per kWh.

Flera faktorer påverkar elprisets variabilitet inom ett år. Två motriktade krafter som har betydelse är:

- Andelen väderberoende elproduktion som ökar prisvariabiliteten, allt annat lika.
- Penetrationen av efterfrågefleksibilitet och energilagring som dämpar prisvariabiliteten, allt annat lika.

Det är viktigt att notera att vi endast har analyserat normalårsförhållanden. I verkligheten kan årliga variationer i väder och andra faktorer ge upphov till betydande variationer i elpris, dels periodvis inom ett år, dels årsvis.



Diagrammen visar de beräknade elpriserna 2035 i respektive elområde rangordnade efter fallande storlek under året i scenarierna med hög respektive lägre efterfrågeutveckling av el, från Profu.

Elprisutvecklingen i Europa 2035



Europeiska elpriser 2035 i högelscenariot, enligt modellresultat från en av modellgrupperna, Ea Energianalyse.

Vissa av modellerna beräknar elpriserna i stora delar av övriga Europa. Resultaten ger ingen entydig bild:

- En modell visar att norra Sverige även fortsättningsvis kan vara ett lågprisområde i Europa, medan en annan pekar på det motsatta.
- Södra Sverige kan prismässigt komma att bli integrerat i ett område bestående av flera länder i norra Europa, men bilden är inte heller här entydig.
- En förklaring till att priserna mellan olika områden i Europa har en tendens att konvergera är att de skillnader i utbyggnadskostnader som finns delvis neutraliseras genom att modellerna också bygger ut nät mellan områdena om betydande prisskillnader uppstår.

Intjäningsförmågan för olika kraftslag

För alla kraftslag är det som benämns "capture rate" en indikator på ett kraftslags intjäningsförmåga. Capture rate på elmarknaden definieras som kvoten mellan det genomsnittliga elpris och det elpris en viss produktionskälla erhåller. Capture rate brukar särskilt nämnas när vindkraft och solkraft diskuteras, men är intressant för alla kraftslag.

Några reflektioner kring intjäningsförmågan kan göras mot bakgrund av modellresultaten:

- Den beräknade capture rate för olika kraftslag skiljer sig delvis mellan de olika modellanalyserna men uppvisar samma dynamik.
- Generellt erhåller planerbar produktion ett intjänat årsmedelpris som överstiger det aritmetiska årsmedelvärdet.
- I synnerhet för kraftvärme och vattenkraft kan detta vara betydligt högre.
- Allra högst på skalan ligger gasturbiner som bara producerar vid riktigt höga elpriser.
- På motsvarande sätt erhåller vindkraft och solcell ett intjänat årsmedelpris som ligger under det aritmetiska årsmedelpriset. I synnerhet för solcell kan detta vara betydligt lägre.

Intjäningsförmågan för olika kraftslag (fortsättning)

Det är viktigt att påpeka att även om intjäningsförmågan för vindkraft ligger generellt under årsmedelpriset, så tillkommer det ingen olönsam vindkraft i scenarierna. Modellerna investerar bara i ny vindkraft, sol och andra anläggningar så länge som capture rate är tillräckliga för att täcka anläggningens långsiktiga marginala produktionskostnader, LCOE.

Intjäningsförmågan för vindkraften skiljer sig mellan modellerna men bestäms generellt av:

- Samvariation i tillgången till vind, vilket i sin tur beror på geografisk lokalisering,
- Andel flexibilitet med en uthållighet på dagar eller upp till veckor som kan hantera variationerna i vindkraft.

- Om ett förändrat körsätt för vattenkraften är möjligt, från att historiskt främst varit dag-natt-variation till flerdygns- eller veckovariation.
- Vindkraftsflottans sammansättning med avseende på turbinteknik. Lågvindsturbiner producerar med en jämnare effekt, men mindre vid god tillgång till vindkraft.
- Sammansättningen för den övriga kraftproduktionen och dess anpassningsförmåga till vindkraftens variation.

Dessa parametrar kan skilja sig åt mellan modellansatserna, vilket kan förklara skillnader i de beräknade erhållna årsmedelpriserna för vindkraft.

Hur utvecklas den svenska exporten och importen av el?

En av de största skillnaden mellan de två scenarierna gäller utvecklingen av nettohandeln, dvs all export under året minus all import under året.

I scenario 2 kommer två av modellerna fram till att nettoexporten kommer att öka till 40-50 TWh per år 2035, vilket kan jämföras med cirka 30 TWh 2024.

I en av modelleringarna blev resultatet i stället minskad nettoexport, och överskottet som nu finns i det svenska systemet används till att möta en växande inhemsk elefterfrågan, vilket senarelägger investeringar i ny vindkraft.

I scenario 1 är handeln relativt balanserad. Vissa modellresultat pekar på ett visst underskott.

Oberoende av hur nettohandeln utvecklas kommer handeln ha stor betydelse för hur systemet används, med export under perioder med mycket vindkraft och vattenkraft i Sverige och import när det är gynnsamt.

Värdet av import till södra Sverige kommer att vara stort i perioder med svag effektbalans. Vissa modellresultat pekar på nästan 9 GW import drivet av skillnader i elpriset, vilket kan jämföras med som mest 3 GW 2024.

Skillnader i de fyra gruppernas resultat

De energisystemmodeller som de fyra grupperna använt i denna studie skiljer sig åt i ett flertal avseenden. Det gäller bland annat modelluppbyggnad, systemgränser, beskrivning av utvecklingen i Europa och en rad olika antaganden.

Även om vissa grundantaganden för modelleringen har synkroniserats kommer modellerna att ge delvis olika svar beroende på modellernas uppbyggnad. Skillnaderna i resultat är också viktiga resultat i sig, eftersom det speglar olika utfallsrum. Nedan listas några sådana skillnader i resultat:

- Lönsamheten för ny kärnkraft efter 2035 varierar beroende på modellstruktur och antaganden.
- Elprispåverkan till 2035 beroende på om ny kärnkraft byggs eller ej. (Elpriset beror också på efterfrågeutvecklingen både fram till 2035 och efter 2035).
- Ej entydigt samband mellan investeringar i kärnkraft och incitament för annan planerbar effekt, som gasturbiner, batterier och termisk effekt. Elefterfrågans storlek har också betydelse.
- Intjäningsförmågor för olika kraftslag varierar, inte minst skillnader i capture rate för vindkraft.
- Sammansättningen i investeringar för effekttillräcklighet: balansen mellan gasturbiner, batterier och efterfrågefleksibilitet samt vätgasfleksibilitet.
- Även om elprisnivåerna uppvisar liknande storleksordningar finns ändå tydliga skillnader, inte minst avseende elområde 1. Viktiga parametrar för prispbildningen där är tillgänglig överföringskapacitet, tillkommande elefterfrågan, graden av flexibilitet i efterfrågan och priskoppling till Finland.

**Klicka här för vidare läsning och
fördjupning från de fyra
forskargrupperna**

Så får industrin tillräckligt med el till 2035

Nästan all ny elproduktion som byggs de kommande tio åren kommer vara landbaserad vindkraft och sol. Det innebär att om industrins efterfrågan av el ökar kraftigt kommer hälften av all el vara väderberoende 2035. Samtidigt kommer elpriserna variera mer än i dag.

Rapporten bygger på delresultat från modellering av hur elsystemet i Sverige kan utvecklas innan ny kärnkraft kan finnas på plats, där fyra grupper av forskare och analytiker har analyserat utvecklingen av det svenska elsystemet.

För att säkerställa effektbehovet i elsystemet där vindkraften byggs ut kraftigt krävs en betydande andel efterfrågefleksibilitet, energilager och topplastkapacitet i form av bland annat gasturbiner.

De fyra grupperna kommer från Chalmers, EA Energianalyse, Profu och Quantified Carbon.

