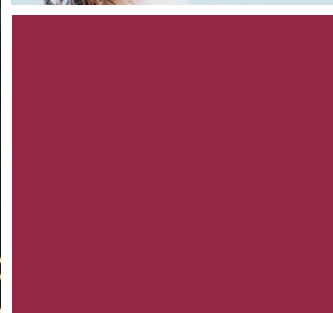
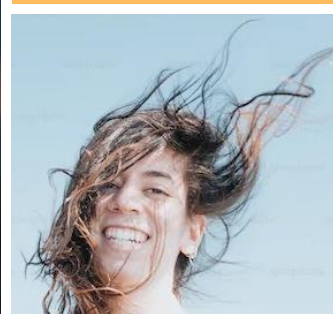


SÅ FÅR INDUSTRIEN TILLRÄCKLIGT MED EL TILL 2035 – SLUTRAPPORT

NEPP:S RAPPORT 2025:1133, OKTOBER 2025



Energiforsk



Profu

nepp

Så får industrin tillräckligt med el till 2035

Slutrapport

FILIP JOHNSSON CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA, LISA GÖRANSSON CHALMERS TEKNISKA
HÖGSKOLA, PEIYUAN CHEN CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA, SIMON ÖBERG CHALMERS
TEKNISKA HÖGSKOLA, ANANT ATUL VISARIA EA ENERGIANALYSE, ANDERS KOFOED-WIUFF EA
ENERGIANALYSE, KARSTEN HEDEGAARD EA ENERGIANALYSE, PETER FRITZ, FRITZ FIRMA,
EBBA LÖFBLAD PROFU, JENNY WESTERBERG PROFU, MIKAEL ODENBERGER PROFU,
THOMAS UNGER PROFU, VIKTOR WALTER PROFU, ANTON SÅMARK QUANTIFIED CARBON,
CARL HELLESEN QUANTIFIED CARBON, MALIN STRAND ENERGIFORSK,
MARKUS WRÅKE ENERGIFORSK, STEFAN MONTIN ENERGIFORSK

ISBN 978-91-89918-35-1 | © Energiforsk oktober 2025

Energiforsk AB | Telefon: 08-677 25 30 | E-post: kontakt@energiforsk.se | www.energiforsk.se

Förord

Sveriges industri står inför en avgörande omställning mot fossilfri produktion. Elektrifieringen av industrin, transportsektorn och samhället i stort innebär en kraftig ökning av elanvändningen sannolikt redan år 2035. För industrin handlar det inte bara om att ställa om befintliga processer, utan också om att bygga upp helt nya verksamheter inom till exempel fossilfritt stål, batterier, elektrobränslen och vätgasproduktion. För att denna omställning ska kunna genomföras krävs ett elsystem som levererar tillräcklig effekt och energi till konkurrenskraftiga priser, med bibehållen leveranssäkerhet och hållbarhet.

Denna rapport sammanfattar resultat och slutsatser från projektet Så får industrin tillräckligt med el till 2035, som genomförts inom ramen för Nepp (Nordeuropeiska energiperspektiv) inom Energiforsk. Syftet har varit att analysera hur elsystemet kan utvecklas fram till 2035, innan ny kärnkraft kan vara i drift, samt att identifiera vad som krävs på kort sikt för att möjliggöra industrins elektrifiering. Resultaten visar både gemensamma slutsatser och viktiga skillnader som tillsammans ger en bredare förståelse av möjliga framtidsvägar för det svenska elsystemet.

Energiforsk vill rikta ett varmt tack till alla som medverkat i arbetet – forskare, experter och representanter för företag, myndigheter och organisationer – liksom till Nepp:s finansiärer som möjliggjort arbetet. Ett särskilt tack riktas till de fyra modellgrupperna – Chalmers, Ea Energianalyse, Profu och Quantified Carbon – som genomfört ett omfattande analys- och beräkningsarbete som legat till grund för projektet.

Rapportförfattarna ansvarar för alla resultat och slutsatser i rapporten. Rapportens inledande sammanfattning med de 14 slutsatserna har formulerats gemensamt av Nepp:s projektledning, dvs Energiforsk och Profu. Vi hoppas och tror att resultaten i rapporten utgör ett viktigt underlag för kommande beslut om investeringar, planering och styrmedel för att säkerställa att svensk industri har tillgång till tillräcklig el fram till 2035.

Stockholm, oktober 2025

Markus Wråke

Energiforsk AB

Sammanfattande slutsatser och observationer

Elektrifieringen av industrin, transportsektorn och samhället i stort förväntas leda till en kraftig ökning av elanvändningen.

Hur mycket el som kommer att efterfrågas och i vilken takt utgör en central utgångspunkt för Nepps analyser. För att spänna upp ett utfallsrum för analyserna har Nepp valt att utgå från två scenarier, dels ett med väldigt hög efterfrågan på el fram till 2035, dels ett med lägre tillväxttakt. För enkelhetens skull benämns dessa två scenarier "hög" respektive "låg". Analyserna denna rapport vilar på utgår därmed från att den totala elefterfrågan till 2035 uppgår till 185 TWh i det lägre scenariot samt 255 TWh i det högre scenariot. Enbart industrins elbehov ökar i dessa scenarier från dagens cirka 48 TWh till mellan 84 och 145 TWh 2035, där vätgasproduktion står för en betydande del.

Högscenariot motsvarar en nivå i paritet med de högsta scenarierna som har tagits fram av bland annat Svenska Kraftnät och Energimyndigheten under de senaste åren medan lågscenariot motsvarar en betydligt lägre nivå men som ändå skulle innebära en avsevärd ökning från dagens nivå.

Eftersom merparten av den tillkommande elefterfrågan kommer från industrin så spelar deras konkurrenskraft och möjlighet att ställa om en vital roll för vad elsystemet behöver dimensioneras för. Utvecklingen är dock mycket svårbedömd och påverkas av en rad faktorer som tillståndprocesser, nätkapacitet, teknikmognad, konkurrenskraft, och osäkerheter i EU:s klimatmål till 2040. Geopolitiska faktorer, som handelskonflikter och Kinas starka konkurrenskraft, kan bidra till att bromsa investeringar och ändra förutsättningarna snabbt. Det ser vi vissa tecken på i dag då några industrier behövt skjuta fram sina planerade investeringar. Det innebär att några av de slutsatser som redovisas nedan kan komma att förskjutas i tid.

Ett stort tillskott av elproduktion kan tillkomma med ny kärnkraft, men den kan tidigast vara på plats från 2035. Flera industrier kommer behöva konkurrenskraftig el och positivt besked om nätanslutning innan dess. De kommande årens beslut och ledarskap hos politiken, energibranschen och industrin kommer därför spela stor roll för om det lyckas, eftersom det tar tid att få ny energiinfrastruktur på plats.

Med den bakgrunden är syftet med den här rapporten att belysa hur elsystemet kan se ut 2035 innan ny kärnkraft kan finnas på plats och vad som behöver göras på kort sikt för att möjliggöra detta.

Fyra modellgrupper – Chalmers, Ea Energianalyse, Profu och Quantified Carbon – har svarat för energisystemmodellering under delvis harmoniserade scenarier. Resultaten visar både gemensamma slutsatser och viktiga skillnader, vilket ger en bredare förståelse av möjliga framtida utvecklingsvägar för Sveriges elsystem.

Flera tekniker kommer vara viktiga i ett system som ska ge förutsättningar för industrins konkurrenskraft och samhällets olika funktioner. Dessutom behöver

utmaningar inom hela kraftsystemet hanteras parallellt, både utbyggnad av elnät, elproduktion och industrins elektrifiering.

Med utgångspunkten att elsystemet ska leverera industrins behov om minst 185 TWh år 2035 och vara i balans varje timme på året kan 14 slutsatser dras.

1. LANDBASERAD VINDKRAFT ÖKAR KRAFTIGT TILL 2035 – KAN STÅ FÖR 90 PROCENT AV ALL NY ELPRODUKTION

Landbaserad vindkraft är det kraftslag som enligt modellanalyserna bidrar mest till ny kraftproduktion för att möta den antagna efterfrågeökningen på el till 2035, om kostnaden för elsystemet ska bli så låg som möjligt. Den landbaserade vindkraften växer mest i absoluta tal i scenarierna med högst efterfrågeökning, men då är andelen av tillväxten som lägst, cirka 40 procent, eftersom även havsbaserad vindkraft och solex ökar. Om efterfrågan inte ökar lika kraftigt kan andelen ny landbaserad vindkraft stå för upp till 90 procent av all ny elproduktion. Men i dag bromsas utbyggnaden av bland annat långa tillståndprocesser, kommunala veton, och låg lokal acceptans. När många vindkraftverk producerar samtidigt pressas elpriserna ner, vilket är positivt för konsumenterna men minskar samtidigt intäkterna för vindkraftsägarna och därmed incitamenten att investera i nyproduktion. Läs mer i kapitel 3 och 5.

2. LÅNGSAMMARE UTBYGGNAD AV LANDBASERAD VIND INNEBÄR HÖGRE KOSTNADER FÖR ELSYSTEMETS UTBYGGNAD OCH SANNOLIKT HÖGRE ELPRISER

Om landbaserad vindkraft inte byggs i tillräcklig omfattning kommer elpriserna att stiga till dess att annan elproduktion blir lönsam eller till dess att efterfrågan på el stabiliseras. I det korta perspektivet bestäms elpriset av den rörliga kostnaden för det dyraste produktionsslaget vid varje tidpunkt. I ett längre perspektiv måste kraftproducenter även få täckning för fasta kostnader, så totalt sett dyrare produktionsslag bör på sikt leda till högre priser. Om trenden med låg utbyggnad av landbaserad vindkraft fortsätter samtidigt som efterfrågan av el växer kommer en ökad knapphet på elproduktion alltså leda till ökade elpriser även om den ersätts av andra kraftslag med låg rörlig kostnad. Läs mer i kapitel 4.

3. ELPRISERNA BEDÖMS STIGA OCH VARIERA MER ÄN I DAG

Resultaten från modellanalyserna pekar mot att årsmedelpriset på el år 2035 kommer att vara högre än i dagsläget. I synnerhet om elanvändningen stiger till 250 TWh, i enlighet med det högre scenariot, blir prisökningen markant. Detta gäller speciellt i norra Sverige där efterfrågan antas växa snabbast. De nuvarande regionala skillnaderna i elpriser minskar också genom att stamnätet byggs ut.

Dagens variationer i elpris kommer bestå eller öka. Utöver en ökad volatilitet på daglig basis kan perioder med höga eller låga elpriser uppstå som resultat av extrema och sällsynta väderhändelser. Variationer i elpriset bestäms av två motriktade krafter, där den ökade andelen väderberoende elproduktion ger mer varierande elpriser medan ökad efterfrågefleksibilitet och mer energilager minskar

variationen i elpriset. En viktig utgångspunkt för bedömningar av framtida elprisnivåer är att det elsystem som då finns är väl anpassat för en efterfrågan på 185 respektive 250 TWh. Både i modellerna och i verkligheten kommer även mindre obalanser kunna få stor påverkan på elpriset. Hur väl utbyggnaden av ny elproduktion följer utvecklingen av efterfrågan blir avgörande. Läs mer i kapitel 4.

4. ATT DIMENSIONERA FÖR EXTREMA OCH SÄLLSYNTA VÄDERHÄNDELSE HÖJER LEVERANSSÄKERHETEN MEN DRIVER UPP KOSTNADEN MARKANT

Staten måste göra en avvägning mellan kostnad och nytta av hög leveranssäkerhet, i synnerhet vid extrema väderhändelser. Till exempel visar en analys att årskostnaden för gasturbiner ungefär kan trefaldigas när systemet måste klara kombinationen av ogynnsamt väder och oplanerade bortfall, jämfört med ett normalår. Den årliga fasta kostnaden för gasturbiner stiger då från omkring 90–180 M€ per år i normalfallet till cirka 300–370 M€ per år vid de extrema förhållandena, exklusive rörliga kostnader, vilket motsvarar ca 15% av den totala fasta årskostnaden för ny elproduktionskapacitet fram till 2035.

Det är en politisk avvägning i vilken utsträckning systemet ska dimensioneras för sällsynta fall, och hur kostnaden för detta ska fördelas, eftersom det påverkar både leveranssäkerhet, beredskapen och industrins konkurrenskraft. Läs mer i kapitel 7.

5. GASTURBINER HAR HÖGA INVESTERINGSRISKER PÅ DAGENS ELMARKNAD EFTERSOM DE ANVÄNDS SÄLLAN

Modellanalyserna indikerar att gasturbiner sällan skulle behövas under ett normalt väderår, även i scenariot med kraftig ökning av efterfrågan på el. Också under år med både ogynnsamt väder och oplanerade stopp i delar av elsystemet körs en stor del av den installerade kapaciteten gasturbiner bara några timmar under ett år. Det gör investeringsrisken i gasturbiner hög.

Som exempel indikerar modellanalysen att en gasturbin måste köras i storleksordningen 70 timmar per år vid elpriser på 1 000 €/MWh för att nå lönsamhet vid en kapitalkostnad (WACC) på 5%. Men om WACC istället är 15% är gränsen för lönsamhet ca 150 körtimmar per år med elpriser över 1 000 €/MWh. Detta illustrerar hur finansieringsrisken snabbt undergräver lönsamheten för en privat aktör. Slutsatsen är att även om gasturbiner kan vara samhällsekonomiskt motiverade för att säkra effekttillräcklighet, behöver dagens energy-only-marknad sannolikt kompletteras för att få fram tillräckliga investeringar, i synnerhet för att klara leveranssäkerheten även vid extrema förhållanden. Läs mer i kapitel 7.

6. EFTERFRÅGEFLEXIBILITET KAN BLI AVGÖRANDE FÖR ATT BALANSERA ELSYSTEMET – MEN UTVECKLINGEN ÄR OSÄKER

Efterfrågefleksibilitet kommer att spela en central roll för att balansera elsystemet 2035 och kan sänka kostnaden för att balansera elsystemet jämfört med att bara använda gasturbiner. När väderberoende elproduktion byggs ut kraftigt ökar

behovet av att anpassa elanvändningen efter produktionens variation. Men det råder stor osäkerhet om hur stor potentialen och realiserbarheten är i resurser som vätgaslager, värmelager och elanvändarnas förmåga att anpassa sig efter hur stort utbudet av el är vid olika tillfällen.

Det är inte säkert att flexibiliteten används där den gör störst nytta för elsystemet eftersom ägaren av resursen kommer maximera sin egen lönsamhet. Samma flexibilitetsresurs kan användas på flera av elsystemets olika marknader – dagen-före marknaden, intradaghandel, marknader för stödtjänster och eventuella marknader för balansering av lokala elnät, så kallade lokala flexmarknader. Hur elmarknaden inklusive nättariffer utformas, blir därmed avgörande för att säkerställa att flexibiliteten används på ett samhällsekonomiskt effektivt sätt. Läs mer i kapitel 6.

7. ELSYSTEMET KAN SANNOLIKT HÅLLAS STABILT MED MODERN TEKNIK TILL RIMLIG KOSTNAD OAVSETT VÄGVAL FÖR ELFÖRSÖRJNINGEN

När elsystemet förändras ändras behov och förutsättningar för elsystemets stabilitet. Stabilitet med avseende på frekvens och spänningshållning har traditionellt nyttjat egenskaper och förmågor från synkront ansluten kraftproduktion som kärnkraft, vattenkraft och kraftvärme. När andelen väderberoende produktion växer ökar behovet av, men även möjligheterna till, nya lösningar. Krafterlektronik, batterier och avancerad styrning kan stå för en del av den stabilitet som synkron produktion tidigare bidragit med och det finns goda möjligheter för ytterligare kompensatoriska åtgärder där det så krävs. För en fortsatt god systemstabilitet krävs ett fortlöpande arbete med att anpassa kravställning och regelverk samt säkerställa tillräcklighet avseende de nätformande egenskaper och förmågor som erfordras. Tekniken finns och kostnaderna bedöms vara rimliga, och det är mindre troligt att systemstabiliteten i sig är avgörande för vilka vägval och investeringar som bör göras i elförsörjningen i övrigt. Däremot kan förutsättningarna och kraven på systemstabiliteten komma att se olika ut och vara en konsekvens av dessa vägval. Läs mer i kapitel 8.

8. IMPORT- OCH EXPORTKABLAR KOMMER FORTSÄTTA VARA VIKTIGA FÖR SVERIGES FÖRSÖRJNINGSTRYGGHET

Det är osäkert hur stor Sveriges framtida export av el blir, men exporten minskar och importen ökar om elefterfrågan ökar kraftigt till 2035. Samtidigt blir import en viktig säkerhetsventil vid extrema situationer som exempelvis perioder med extremt väder som sammanfaller med ett högt effektbehov. Vintertid, och vid väderår som är särskilt utmanande för elsystemet, kan importen under vissa timmar uppgå till 8–9 GW, vilket motsvarar cirka en fjärdedel av det då totala effektbehovet. Vid andra tillfällen kan importen bli ännu större till följd av mycket god tillgång till väderberoende elproduktion i grannländerna. Sammankopplingen med grannländerna förblir därför en viktig del av försörjningstryggheten. Läs mer i kapitel 4.

9. FLEXIBEL VÄTGASPRODUKTION EN NYCKEL FÖR ATT BALANSERA ELSYSTEMET – MEN INVESTERINGSVILJAN ÄR OSÄKER

Olika uppskattningar visar att industrins efterfrågan på el kan komma att öka från dagens cirka 48 TWh till 114–130 TWh 2035, där vätgasproduktion för att bland annat producera fossilfritt stål står för en betydande del. Modellanalyserna indikerar att flexibel vätgasproduktion i kombination med vätgaslager har en betydande potential att kostnadseffektivt balansera variationer i både efterfrågan och produktion av el. Om vätgasproduktionen tar hänsyn till elpriset minskar effektopparna vid höga prisnivåer. Med lager kan toppeffekten reduceras ytterligare och vätgasleveransen upprätthållas även under ansträngda situationer i elsystemet. Det finns dock betydande osäkerheter vad gäller aktörernas vilja att investera i flexibel vätgasproduktion och vätgaslager. Läs mer i kapitel 6.

10. STORT INVESTERINGSBEHOV I ELNÄT – MEN EFFEKTIVARE ANVÄNDNING HAR BETYDANDE POTENTIAL

Behovet av att bygga ut elnätet är stort, men det finns även stor potential i att använda det befintliga elnätet mer effektivt. Om kapaciteten i stamnätet skulle öka med 25 procent visar analyserna att det kraftigt skulle minska flaskhalsar och därmed bidra till lägre systemkostnader och mindre prisvariationer. Det bidrar även till ökad vindkraftsutbyggnad, högre nettoexport och något lägre elpriser i Sverige samt minskar behovet av gaseldad kapacitet och produktion i Europa, vilket ger små men positiva klimatvinster.

Modellanalyser av en utbyggd överföringskapacitet i Sverige till 2035 pekar på att det är samhällsekonomiskt lönsamt att stärka förbindelserna mellan SE3 och Danmark, Finland, Estland och Lettland samt i vissa fall från norra Sverige. Ökad kapacitet sänker systemkostnader och gynnar handel, men kan höja svenska elpriser lokalt. Under hög efterfrågan och ogynnsamt väder blir flödet mellan SE3 och SE4 särskilt kritiskt för att möjliggöra import från kontinenten och Baltikum. Läs mer i kapitel 9.

11. KRAFTVÄRMEN KAN MINSKA TILL 2035 PÅ GRUND AV HÖGRE BRÄNSLEKOSTNADER

Resultaten visar att kraftvärmens elproduktion kan minska signifikant till 2035, bland annat på grund av ökad efterfrågan på biobränslen från exempelvis drivmedelsproduktion. Biobränslen utgör i dag det viktigaste bränsleslaget inom kraftvärmeproduktionen och långsiktigt högre priser på biobränslen får konsekvenser för fjärrvärmens konkurrenskraft. Minskad kraftvärme innebär att en del av den planerbara elproduktionen försvagas, inte minst på lokal nivå där kraftvärme idag på flera ställen har stor betydelse för den lokala eleffektbalansen. För kraftvärmens långsiktiga konkurrenskraft är det därmed viktigt med både konkurrenskraftiga bränslepriser och att den lokala nyttan premieras. En negativ utveckling för kraftvärmens gör elsystemet mer beroende av andra flexibilitetskällor och annan planerbar effekt med liknande egenskaper. Läs mer i kapitel 5.

12. DEN BEFINTLIGA KÄRNKRAFTENS BIDRAG ÄR VIKTIGT FÖR BÅDE TOTAL ELPRODUKTION OCH LEVERANSSÄKERHET

I rapporten antas att den befintliga kärnkraften fortsatt bidrar med basproduktion och leveranssäkerhet, men att det fram till 2035 inte byggs ny kärnkraft som kan bidra till att möta en ökande efterfrågan på el. Resultaten tyder på en viss, om än liten, negativ effekt på utnyttjandegraden för den befintliga kärnkraften till följd av att den väderberoende elproduktionen fortsatt byggs ut och att perioder med mycket låga elpriser därigenom växer. Kärnkraft har dock generellt låga rörliga kostnader, typiskt omkring 100 SEK/MWh, vilket gör att tåligheten mot låga elpriser är förhållandevis stor jämfört med annan termisk elproduktion där de rörliga kostnaderna kan vara väsentligt högre. På längre sikt, efter 2035, kan ny kärnkraft spela en betydande roll men är inte i fokus för den här analysen. Läs mer i kapitel 5.

13. VATTENKRAFTENS CENTRALA ROLL FÖRSTÄRKS MEN DEN KAN BLI DYRARE

Den svenska vattenkraften utgör fortsatt ryggraden i elsystemet även efter 2035, inte minst tack vare dess reglerförmåga. I takt med att andelen väderberoende elproduktion ökar blir vattenkraftens roll som balanserande resurs än viktigare. Samtidigt ställs högre krav på flexibilitet och snabbare reaktioner än i dag, vilket kan innebära både tekniska, underhållsmässiga, ekonomiska och miljömässiga utmaningar. Nya körsätt kan öka slitaget och därmed vattenkraftens driftskostnader. Här behövs fortsatt analys kring hur det påverkar elsystemet och marknaden. Utveckling av och tillgång till framtida reglerförmåga är starkt knuten till utfallet av omprövningarna enligt den nationella planen. Läs mer i kapitel 5.

14. LEDTIDER OCH TILLSTÅNDSPROCESSER ÄR FLASKHALSAR SOM GER HÖGRE ELPRISER

Utbyggnad av ny produktion och elnät tar lång tid, ofta mer än tio år från planering till drift. Om efterfrågan ökar leder fördröjd utbyggnad till högre elpriser. Det innebär att beslut behöver fattas snabbt för att möta en ökad efterfrågan om priserna på el ska hållas nere. Förseningar i tillståndsprocesser eller politiska beslut riskerar att leda till obalanser, flaskhalsar och högre priser. Tidsperspektivet blir därför en central faktor i planeringen av hela omställningen. Läs mer i kapitel 5.

Summary

The electrification of industry, the transport sector, and society at large is expected to lead to a substantial increase in electricity consumption.

The level and pace of this increase constitute a central premise for NEPP's analyses. To define the analytical scope, NEPP has chosen to base its work on two scenarios: one assuming very high electricity demand by 2035, and another reflecting a slower rate of growth. For simplicity, these scenarios are referred to as the "high" and "low" cases. Accordingly, the analyses in this report are based on a total electricity demand of 185 TWh in the low scenario and 255 TWh in the high scenario by 2035. In these scenarios, industrial electricity use alone rises from today's approximately 48 TWh to between 84 and 145 TWh by 2035, with hydrogen production accounting for a significant share.

The high scenario corresponds to levels comparable with the upper-range projections recently developed by Svenska kraftnät and the Swedish Energy Agency, whereas the low scenario represents a substantially lower trajectory — yet still a considerable increase from today's levels.

As the majority of additional electricity demand originates from industry, its competitiveness and ability to transition play a vital role in determining the capacity that the power system must be designed for. However, future developments are highly uncertain and influenced by a range of factors, including permitting processes, grid capacity, technological maturity, competitiveness, and uncertainty surrounding the EU's 2040 climate targets. Geopolitical factors — such as trade conflicts and China's strong competitive position — may also slow investments and rapidly alter market conditions. Early signs of this are already visible, as some industrial projects have had to postpone planned investments. This means that some of the conclusions presented below may ultimately be realised later than anticipated.

A substantial addition of new electricity generation could come from nuclear power, but new reactors could not realistically be operational before 2035. Several industrial actors will require access to competitively priced electricity and confirmation of grid connections well before then. Decisions and leadership in the coming years, from policymakers, the energy sector, and industry alike, will therefore be crucial to success, given the long lead times involved in developing new energy infrastructure.

Given this context, the purpose of this report is to shed light on what the electricity system could look like in 2035 before new nuclear power becomes available, and what near-term actions are required to enable such a development.

Four modelling groups — Chalmers, Ea Energianalyse, Profu, and Quantified Carbon — have carried out energy system modelling under partially harmonised scenarios. The results reveal both shared findings and important differences, providing a broader understanding of possible future development pathways for Sweden's electricity system.

Several technologies will play key roles in building a system capable of supporting industrial competitiveness and the functioning of society as a whole. At the same time, challenges across the entire power system must be addressed in parallel — including the expansion of the electricity grid, power generation, and industrial electrification.

Based on the premise that the electricity system must be able to meet industrial demand of at least 185 TWh by 2035, while maintaining hourly balance throughout the year, fourteen conclusions can be drawn.

1. ONSHORE WIND POWER EXPECTED TO INCREASE SHARPLY BY 2035 – COULD ACCOUNT FOR UP TO 90 PERCENT OF ALL NEW ELECTRICITY PRODUCTION

Onshore wind power is, according to the model analyses, the technology that contributes the most to new electricity generation needed to meet the projected increase in demand by 2035, assuming system costs are to be minimized. Onshore wind expands the most in absolute terms in the scenarios with the highest demand growth, although its share of the total growth is then lower — around 40 percent — since offshore wind and solar power also increase. If demand grows more moderately, onshore wind could account for up to 90 percent of all new electricity production.

However, current expansion is being held back by lengthy permitting processes, municipal vetoes, and limited local acceptance. When many wind turbines generate simultaneously, electricity prices are pushed down, beneficial for consumers but reducing revenues for producers and thereby investment incentives. See Chapters 3 and 5 for more details.

2. SLOWER ONSHORE WIND EXPANSION MEANS HIGHER SYSTEM COSTS AND LIKELY HIGHER ELECTRICITY PRICES

If onshore wind power is not built out sufficiently, electricity prices will rise until alternative generation becomes profitable or demand stabilizes. In the short term, the electricity price is determined by the variable cost of the most expensive production technology in operation. In the longer term, producers must also recover fixed costs, meaning that technologies with higher total costs will eventually result in higher prices.

If the trend of limited onshore wind expansion continues while demand increases, the resulting scarcity of generation capacity will drive electricity prices upward, even if other low-variable-cost technologies enter the system. See Chapter 4.

3. ELECTRICITY PRICES EXPECTED TO RISE AND FLUCTUATE MORE THAN TODAY

Model analyses indicate that the average annual electricity price in 2035 will be higher than today, particularly if electricity use rises to 250 TWh in line with the high-demand scenario. The increase will be most pronounced in northern Sweden, where demand is expected to grow fastest. Current regional price differences will also diminish as the transmission grid is expanded.

Daily price variations will persist or increase. In addition to greater day-to-day volatility, periods of unusually high or low prices may occur due to extreme and infrequent weather events. Price variation will be shaped by two opposing forces: a higher share of weather-dependent generation increases volatility, while greater demand flexibility and energy storage reduce it.

An important assumption for the price assessments is that the electricity system in 2035 is adequately adapted to supply 185 or 250 TWh. Even minor imbalances between generation and demand may have significant price impacts. How well new generation keeps pace with demand growth will be critical. See Chapter 4.

4. DIMENSIONING FOR EXTREME AND RARE WEATHER EVENTS IMPROVES SECURITY OF SUPPLY BUT SIGNIFICANTLY INCREASES COSTS

The government must balance the cost and benefits of a high level of supply security, particularly during extreme weather events. Analyses show, for example, that the annual cost of gas turbines can roughly triple when the system must cope with a combination of adverse weather and unplanned outages compared with a normal year. The annual fixed cost of gas turbines then rises from around 90–180 million euros to about 300–370 million euros, excluding variable cost, approximately 15 percent of the total fixed annual cost of new generation capacity by 2035.

This represents a political trade-off: to what extent the system should be dimensioned for rare events, and how those costs should be distributed, as it affects security of supply, preparedness, and industrial competitiveness. See Chapter 7.

5. GAS TURBINES FACE HIGH INVESTMENT RISKS IN TODAY'S ELECTRICITY MARKET DUE TO INFREQUENT USE

Model analyses indicate that gas turbines would seldom be needed during a normal weather year, even under a scenario of sharply increasing demand. Even in years with both unfavourable weather and unplanned outages, much of the installed gas turbine capacity would operate only a few hours per year. This makes investment risk high.

For example, the analysis suggests that a gas turbine must operate around 70 hours per year at prices of 1,000 €/MWh to reach break-even with a 5% weighted average cost of capital (WACC). If WACC instead is 15%, profitability would require

approximately 150 operating hours above 1,000 €/MWh. This illustrates how financing risk rapidly undermines profitability for private investors.

Hence, although gas turbines may be socioeconomically justified to ensure capacity adequacy, the current energy-only market likely needs to be complemented by additional mechanisms to enable sufficient investment, especially to maintain reliability under extreme conditions. See Chapter 7.

6. DEMAND FLEXIBILITY COULD BECOME CRUCIAL FOR BALANCING THE POWER SYSTEM – BUT DEVELOPMENT IS UNCERTAIN

Demand-side flexibility will play a central role in balancing the power system by 2035 and can lower balancing costs compared to relying solely on gas turbines. As weather-dependent generation increases, the need to adapt consumption to production variability grows. However, there is considerable uncertainty regarding the potential and practical realisation of flexibility from hydrogen storage, thermal storage, and demand-side response.

It is not guaranteed that flexibility will be deployed where it provides the greatest system benefit, as resource owners will optimise for their own profitability. The same resource may participate in several markets—day-ahead, intraday, ancillary services, or emerging local flexibility markets. Consequently, electricity market design, including network tariffs, will be critical to ensure that flexibility is used in a socioeconomically efficient way. See Chapter 6.

7. SYSTEM STABILITY CAN BE SOLVED TECHNICALLY AND ECONOMICALLY, BUT IS UNTESTED AT THE REQUIRED SCALE

As the power system evolves, so do the requirements for system stability. Frequency and voltage stability have traditionally relied on characteristics inherent in synchronously connected generation such as nuclear, hydro, and combined heat and power (CHP). As the share of weather-dependent generation grows, both the need and opportunities for new solutions increase. Power electronics, batteries, and advanced control systems can provide part of the stability previously contributed by synchronous generation, and there is significant potential for additional compensating measures where needed.

However, such technologies are largely untested at the scale analysed in this report. Maintaining system stability will therefore require continuous adaptation of standards and regulations, and assurance of sufficient grid-forming capabilities. The necessary technology exists and costs are considered manageable; it is therefore unlikely that stability requirements alone will determine future investment and policy choices. However, stability conditions may vary depending on those choices. See Chapter 8.

8. IMPORT AND EXPORT CABLES WILL REMAIN IMPORTANT FOR SECURITY OF SUPPLY

Future Swedish electricity exports are uncertain, but exports decrease and imports increase if electricity demand rises sharply toward 2035. At the same time, import capacity provides an important safety valve during extreme events, such as periods of severe weather combined with high demand. During winter and under challenging system conditions, imports could reach 8–9 GW, equivalent to roughly one quarter of total demand. At other times, imports may be even higher due to strong renewable generation in neighbouring countries. Interconnection with neighbouring systems will therefore remain a key component of supply security. See Chapter 4.

9. FLEXIBLE HYDROGEN PRODUCTION IS KEY TO BALANCING THE POWER SYSTEM – BUT INVESTMENT WILLINGNESS IS UNCERTAIN

Estimates suggest that industrial electricity demand could rise from today's roughly 48 TWh to 114–130 TWh by 2035, with hydrogen production—particularly for fossil-free steel—accounting for a large share. Model analyses indicate that flexible hydrogen production combined with hydrogen storage has significant potential to cost-effectively balance variations in both demand and generation.

If hydrogen production responds to electricity prices, it can reduce demand peaks during high-price periods. Storage enables further reduction of peak load and ensures continuous hydrogen supply even under stressed system conditions. However, there is significant uncertainty regarding investors' willingness to finance flexible hydrogen production and storage. See Chapter 6.

10. LARGE INVESTMENT NEEDS IN THE ELECTRICITY GRID – BUT EFFICIENCY IMPROVEMENTS HAVE SIGNIFICANT POTENTIAL

The need to expand the electricity grid is substantial, but there is also great potential to use existing grid capacity more efficiently. Model results show that increasing transmission capacity by 25 percent could significantly reduce bottlenecks, lower system costs, and decrease price variation. It would also facilitate wind power expansion, increase net exports, slightly lower domestic electricity prices, and reduce the need for gas-fired capacity and production in Europe, yielding small but positive climate benefits.

Analyses of an expanded Swedish transmission system toward 2035 indicate that it is socioeconomically beneficial to strengthen interconnections between SE3 and Denmark, Finland, Estonia, and Latvia, and in some cases from northern Sweden. Increased capacity lowers system costs and supports trade but may raise local electricity prices in Sweden. Under high demand and adverse weather, the flow between SE3 and SE4 becomes particularly critical to enable imports from continental Europe and the Baltic region. See Chapter 9.

11. COMBINED HEAT AND POWER GENERATION MAY DECLINE BY 2035 DUE TO HIGHER FUEL COSTS

Results show that electricity generation from combined heat and power generation (CHP) could decline significantly by 2035, partly due to rising demand for biofuels from, for example, transport fuel production. Biofuels currently constitute the main fuel for CHP, and sustained higher biofuel prices affect district heating competitiveness. A reduction in CHP weakens the availability of dispatchable power, especially at the local level where CHP currently plays an important role in local capacity balance.

To ensure long-term competitiveness, CHP must have access to affordable fuels and recognition of its local system value. A declining CHP sector would make the power system more dependent on other flexibility sources and dispatchable capacity with similar characteristics. See Chapter 5.

12. EXISTING NUCLEAR POWER REMAINS IMPORTANT FOR BOTH TOTAL GENERATION AND SECURITY OF SUPPLY

The report assumes that the existing nuclear fleet continues to provide baseload generation and contributes to system reliability, but that no new nuclear capacity is commissioned before 2035 to meet growing demand. The results indicate a small but noticeable decline in utilisation rates for existing nuclear plants as weather-dependent generation expands, leading to more frequent periods of very low prices.

However, nuclear power generally has low variable costs—typically around SEK 100/MWh—which makes it relatively resilient to low-price periods compared with other thermal technologies that have higher variable costs. Over the longer term, beyond 2035, new nuclear power could play a significant role but is outside the scope of this analysis. See Chapter 5.

13. THE CENTRAL ROLE OF HYDROPOWER IS REINFORCED – BUT IT MAY BECOME MORE COSTLY

Hydropower will remain the backbone of the Swedish power system beyond 2035, primarily due to its regulating capability. As the share of weather-dependent generation increases, hydropower's role as a balancing resource becomes even more important. At the same time, greater requirements for flexibility and faster response times may lead to technical, maintenance, economic, and environmental challenges. New operating patterns may increase wear and thus operating costs. Continued analysis is needed to assess the implications for both the market and the electricity system. The future availability of regulating capacity is closely linked to the outcomes of the national relicensing process. See Chapter 5.

14. LEAD TIMES AND PERMITTING PROCESSES ARE BOTTLENECKS THAT DRIVE UP ELECTRICITY PRICES

Building new generation and grid capacity takes a long time—often more than ten years from planning to operation. If electricity demand rises, delays in expansion will lead to higher prices. This means that timely decisions are necessary to keep electricity prices in check as demand grows. Delays in permitting processes or political decisions risk creating imbalances, bottlenecks, and higher prices. Time is therefore a critical factor in planning the entire transition. See Chapter 5.

Innehåll

1	Bakgrund	19
2	Elefterfrågan	20
2.1	Elanvändningen	20
2.2	Nepps analyserade scenarier	26
2.3	Faktorer som driver industrins elanvändning	29
2.4	Industrins möjligheter att vara flexibla i sin produktion	32
2.5	Potentialen till energieffektiviseringar inom industrin	33
3	Utbyggnaden av elsystemet till 2035	34
3.1	Inledning	34
3.2	Utveckling av elproduktion och teknikmix	35
3.3	Betydelsen av elhandel	37
3.4	Regionala aspekter	37
3.5	Påverkas utbyggnaden fram till 2035 av att ny kärnkraft kan finnas på plats efter 2035?	37
3.6	Vad händer om utbyggnaden för landbaserad vindkraft stannar av?	38
3.6.1	Profus modellanalys	39
3.6.2	Ea:s modellanalys	40
3.7	effektbalansen i de modellerade scenarierna	41
4	Elpriser	43
4.1	Hur elpriset bestäms	43
4.1.1	Prisbildningen på elmarknaden	43
4.1.2	Dynamiken i prisbildningen	44
4.1.3	Prisbildningen i optimeringsmodellerna	44
4.2	Vad bestämmer elPriserna 2035	46
4.3	Utvecklingen av Elpriserna i de modellerade scenarierna	47
4.4	Variabiliteten i elpriset	48
4.5	Elprisutvecklingen i Europa	49
4.6	Hur utvecklas den svenska exporten och importen av el?	50
5	Förutsättningar för de olika kraftslagen	52
5.1	Vindkraft	53
5.1.1	Vindkraftens intjäningsförmåga	54
5.2	Sol	56
5.3	Vattenkraft	58
5.4	Kärnkraft	59
5.5	Kraftvärme (i fjärrvärmesektorn)	61
5.6	Ledtider för utbyggnaden	63
6	Efterfrågeflexibilitet	65
6.1	Olika typer av flexibilitet	65
6.2	Stor osäkerhet om utvecklingen de närmaste tio åren	66

6.3	Efterfrågefleksibilitet utjämnar dygnsvariationer och "frigör" reglerbar vattenkraft	66
6.4	Konkurrensen om efterfrågefleksibilitet ökar	67
6.5	Fleksibilitet i vätgasproduktionen en nyckelfråga	67
6.6	Värmelager och ökad elanvändning i fjärrvärme-produktion	67
6.7	Efterfrågefleksibilitet behöver kompletteras med andra flexibla resurser	68
6.8	Lönsamheten i investeringar i flexibilitet är svårbedömd	68
7	Årliga vädervariationers inverkan på energi- och effekttillräckligheten	70
7.1	Inledning och angreppssätt	70
7.2	Variabilitetens tre dimensioner: amplitud, uthållighet och förekomst	71
7.3	Exempel på väderrelaterade perioder som stressar elsystemet	73
7.3.1	En mycket kall vinterdag	73
7.3.2	En vecka med låg tillgång till vind	73
7.3.3	Torr höst och vinter i kombination med låg tillgång till vind	75
7.3.4	Utmanande väderrelaterade perioder i kombination med oplanerade stopp	76
7.4	En närmare titt på timmen med störst behov av planerbar effekt	77
7.5	Kostnads- och elprisdynamik i svåra driftlägen	80
7.6	Ekonomi för gasturbiner som topp effekt	81
7.7	Avslutande sammanfattning och reflektioner	87
8	Systemstabilitet	90
8.1	Elsystemstabilitet	90
8.2	Kravställning	91
8.3	Behov	92
8.3.1	Aktiv effektbalans och frekvensstabilitet	92
8.3.2	Nätformande egenskaper	95
8.4	Teknikers förmåga att bidra till stabilitet	98
8.5	Slutsatser	100
9	Utvecklingen av elnäten	101
9.1	Utbyggnad av elnäten till 2035 – behov, kostnader och strategiska vägval	101
9.1.1	Kraftigt ökade investeringsnivåer i hela elnätet	101
9.1.2	Vägval som påverkar kostnadsbilden	102
9.1.3	Potentialen i befintligt elnät	103
9.2	behov av Utbyggnad av överföringskapacitet	104
9.3	Flaskhalsar i elnäten kan begränsas	105
9.4	Analys av en förbättrad användning av det svenska transmissionsnätet	106
10	Avslutande kommentarer	109
11	Referenslista	110

1 Bakgrund

Syftet med denna studie, som genomförs inom ramen för Nepp (Nordeuropeiska energiperspektiv), är att visa hur elförsörjningen fram till 2035 kan säkerställas. Bakgrunden till arbetet är att Sveriges energisystem sannolikt står inför en omfattande omställning, där elektrifiering av industrin, transportsektorn och andra samhällssektorer driver upp efterfrågan på el. Hur snabbt denna utveckling kommer att ske är oklart men kommer främst bero på klimatpolitiken och inte minst på EU:s Fit for 55. Det finns dock en stor osäkerhet om hur utvecklingen i ljuset av den globala oro som nu råder (tullkaoset i USA, kriget i Ukraina, krisen i mellanöstern, utvecklingen i Kina och ifrågasättande av klimatmål).

I denna studie har två scenarier för elefterfrågan fram till 2035 analyserats. Båda scenarierna utgår från en ökad elefterfrågan. Skäl till att beakta två olika scenarier är att måla upp olika framtidsbilder för utvecklingen av kraftsystemet som formas tillväxt i en osäker omvärld.

Tidsperspektivet i denna studie, utvecklingen fram till 2035, har valts dels för att det är viktigt att kunna säkerställa industrins och samhällets ökade efterfrågan på el även på kortare sikt, dels eftersom ny kärnkraft sannolikt inte kommer att kunna leverera el förrän tidigast efter detta årtal på grund av ledtiderna för att få nya reaktorer på plats. Projektets huvudsakliga mål är att identifiera möjliga och realistiska vägar för att bygga ut och anpassa det svenska elsystemet på kort och medellång sikt, så att Sveriges och särskilt industrins behov av el kan tillgodoses utan att äventyra systemets stabilitet eller kostnadseffektivitet.

Fyra modellgrupper har tagit sig an uppgiften att modellera utvecklingen av elsystemet fram till 2035. Dessa grupper är Chalmers tekniska högskola¹, Ea Energianalyse² (Danmark), samt analys- och forskningsföretagen Profu³ och Quantified Carbon⁴. Resultaten bygger på detaljerad energisystemmodellering med gemensamma scenarier, men med olika modellupplägg och antaganden. Delrapporten innehåller därför både samstämmiga och divergerande resultat, vilket bidrar till en djupare förståelse av de olika möjliga framtidsbanorna.

¹ CTH, institutionen för energiteknik: www.chalmers.se/institutioner/see/forskning/energiteknik

² Ea Energianalyse: www.ea-energianalyse.dk/en/

³ www.profu.se

⁴ www.quantifiedcarbon.com

2 Elefterfrågan

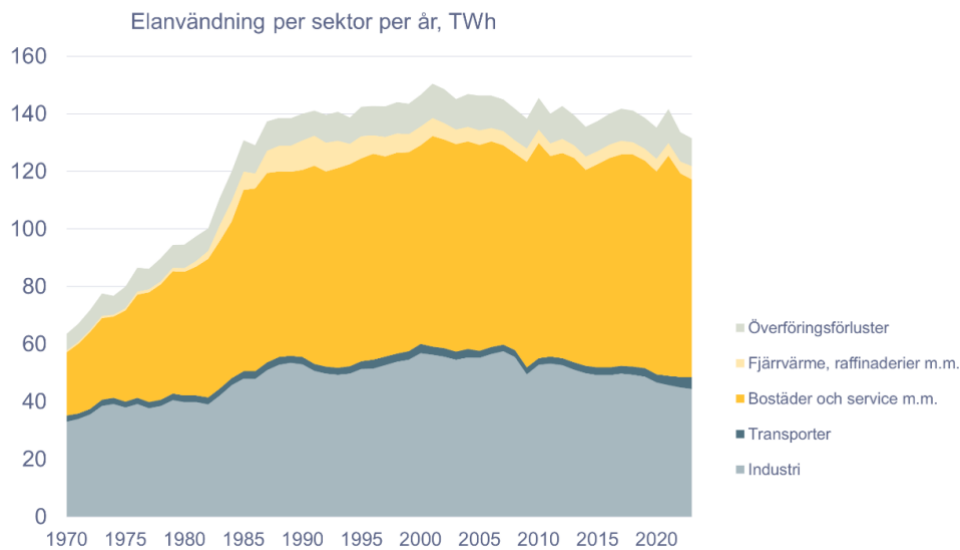
I korthet: Sveriges elanvändning har de senaste decennierna legat mellan 130 och 150 TWh per år, där industrin står för en tredjedel och bostads- och servicesektorn för ungefär hälften. För att nå klimatmålet om nettonollutsläpp 2045 är elektrifieringen av industri och transport avgörande, och industrins andel av elanvändningen väntas öka kraftigt genom både omställning av befintliga verksamheter och etablering av ny elintensiv industri, som batterifabriker, fossilfritt stål och vätgasproduktion.

SKGS kartläggningar visar att industrins elbehov kan stiga från dagens 48 TWh till 114–130 TWh år 2035, varav en stor del är kopplad till storskalig vätgasproduktion. Nepp har analyserat ett högscenario med 255 TWh total elanvändning 2035 och ett lågt scenario med 185 TWh 2035, där skillnaderna beror på takten i industriella investeringar och elektrifiering.

Omställningen påverkas av konkurrenskraft, tillståndprocesser, el- och nätkapacitet, teknikmognad och globala marknadsförhållanden, där särskilt Kina och USA utgör starka konkurrenter. Industrin har historiskt energieffektiviserat kraftigt, men potentialen framåt är svår att bedöma eftersom nya processer och tekniker ersätter äldre och helt nya verksamheter etableras.

2.1 ELANVÄNDNINGEN

Elanvändningen i Sverige har under de senaste decennierna varierat mellan 130–150 TWh per år. Figur 1 visar elanvändningen per sektor och år från 1970 fram till idag. Som framgår av figuren står industrisektorns elbehov idag för ca en tredjedel av den totala elanvändningen i Sverige. Bostads- och servicesektorn står för cirka hälften av elbehovet och resten utgörs av transportsektorn, fjärrvärme och raffinaderier samt överföringsförluster.



Figur 1 Elanvändningen (TWh) per sektor och år mellan 1970-2023. Underlag från Energiläget i siffror 2025, Energimyndigheten (2025).

En viktig åtgärd för att nå Sveriges klimatmål om nettonollutsläpp 2045 är att ersätta fossil energi med utsläppsfri el. Tillsammans står industri- och transportsektorn för en betydande andel av Sveriges utsläpp av koldioxid, varför en elektrifiering av dessa sektorer har en avgörande betydelse vad gäller möjligheterna att nå uppsatta klimatmål.

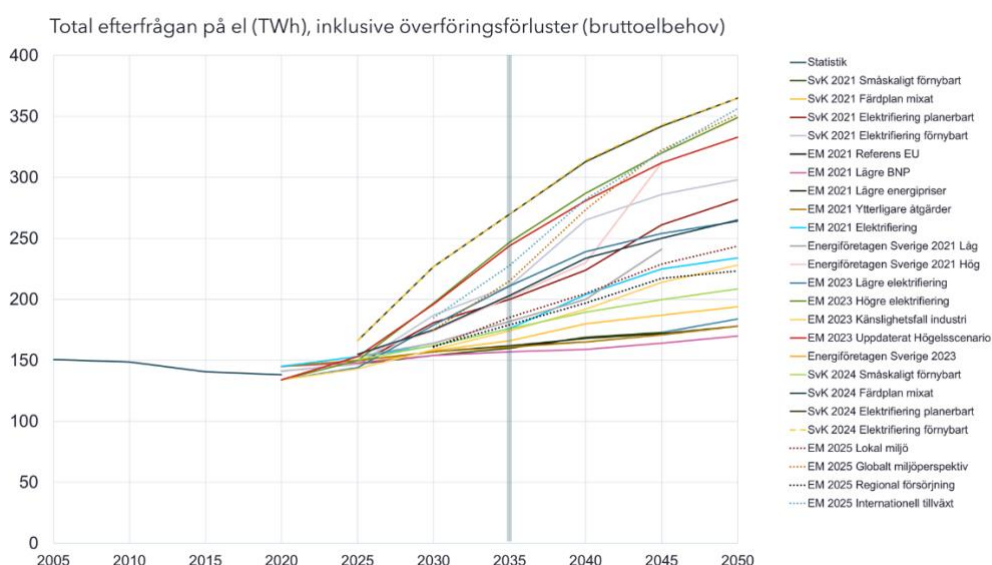
Framåt bedöms industrisektorns andel av den totala efterfrågan på el växa betydligt på grund av klimatomställningen. Parallellt med industrins omställning och elektrifiering pågår också omställningen av transportsektorn, i första hand vägtrafiken, där fossila drivmedel fasas ut i takt med att fordonsflottan successivt elektrifieras och laddinfrastrukturen byggs ut. I Nepps scenarier antas transportsektorns elbehov öka från enstaka terawattimmar idag till mellan 10-19 TWh år 2035 beroende på scenario. Om industrin fortsatt får vara konkurrenskraftig i Sverige förväntas dock industrisektorns efterfrågan på el stå för den absoluta merparten av den totala efterfrågan på el framåt. Fokus i detta kapitel om efterfrågan på el ligger därför på industrins utveckling och behov⁵.

Som en följd av omställningen av dagens befintliga industri- och transportsektor, tillsammans med tillkommande nyinvesteringar i industriproduktion och datacenter, pekar de flesta scenarier som tagits fram under de senaste åren på ett kraftigt ökande elbehov de kommande decennierna. I skrivande stund har turbulensen kring handelstullar i USA skapat stor oro kring världsekonomin. Detta ihop med Kinas konkurrenskraft kan komma att påverka den industriella

⁵ Det kan dock vara värt att lyfta den möjliga kraftiga ökningen av elbehov framåt på grund av en fortsatt digitalisering och därigenom fler datacenter. Datacentren ingår i sektorn "Bostäder & Service", dock har vi inte gjort någon specifik analys av vad en kraftig ökning av datacenter skulle innebära i form av elbehov.

utvecklingen i världen och inte minst i Sverige, som är en stor exportnation. Denna alternativa utveckling har inte analyserats i detta projekt.

Figur 2 visar ett antal av de senaste årens scenarier över den totala efterfrågan tillsammans med statistik över elanvändningen mellan 1970 fram till idag. Som framgår är det ett mycket stort utfallsrum som spänns upp av dessa olika scenarier, där det skiljer ca 200 TWh mellan de lägsta och de högsta scenarierna framåt 2050, från en relativt modest ökning på 25–30 TWh tillkommande elefterfrågan till mer än en fördubbling av dagens elbehov i de högsta scenarierna⁶.

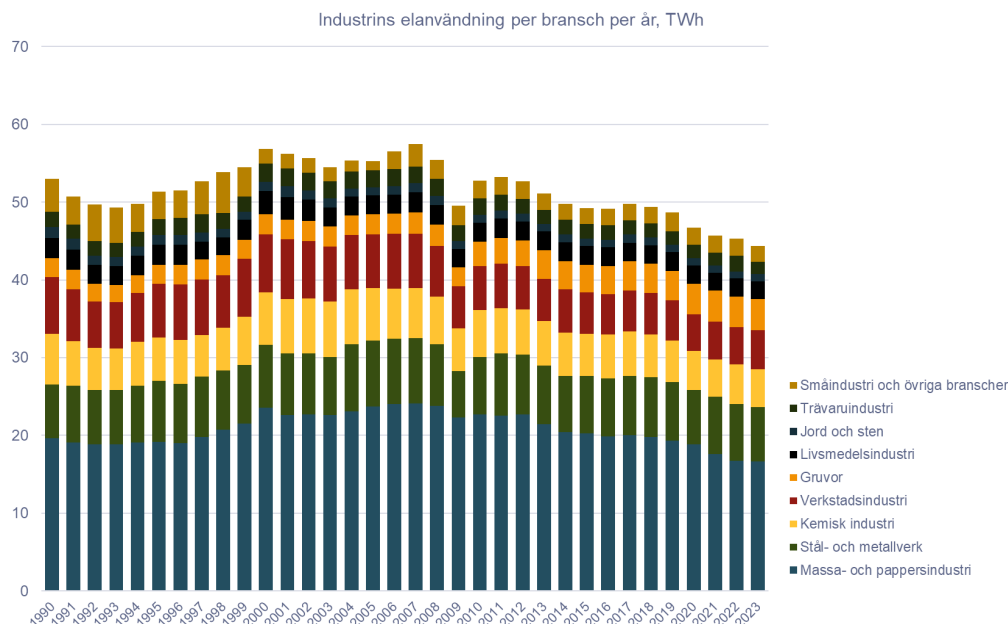


Figur 2 Ett antal olika scenarier över den totala efterfrågan på el (TWh) inklusive överföringsförluster från idag fram till 2050 tillsammans med elanvändningen mellan 1970 och fram till idag. Sammanställning av Profu.

Elsystemets roll för Sverige som industrination och svensk välfärd kan knappast överskattas. Idag utgör vårt stabila elsystem och tillgången till i princip fossilfri el till, i ett europeiskt perspektiv, konkurrenskraftiga priser, några av de viktigaste faktorerna för svensk industris konkurrenskraft på de globala marknaderna. Även om Sverige, precis som andra industrinationer i västvärlden, har genomgått en kraftig strukturomvandling sedan slutet av 1900-talet till idag – från en industridominerad ekonomi till en tjänstedominerad, så står industrin som enskild sektor ändå fortsatt för ett betydande bidrag till Sveriges BNP. Nästan en femtedel av svenskt näringslivs förädlingsvärde kommer från industrisektorn.

⁶ Det är viktigt att ha i åtanke att flera av scenarierna handlar just om att man har försökt spänna ut och undersöka ett stort utfallsrum. Det handlar då inte om vad man tror om framtiden utan konsekvenser av olika utfall. Scenarier ska aldrig tolkas som prognoser om hur det kommer att bli utan ska ses som bilder av möjliga framtider - en del mer realistiska än andra.

I figur 3 framgår industrins elanvändning per bransch och år (TWh) från 1990 fram till idag.



Figur 3 Industrins elanvändning per bransch och år (TWh). Baserat på underlag från Energiläget i siffror 2025, Energimyndigheten (2025).

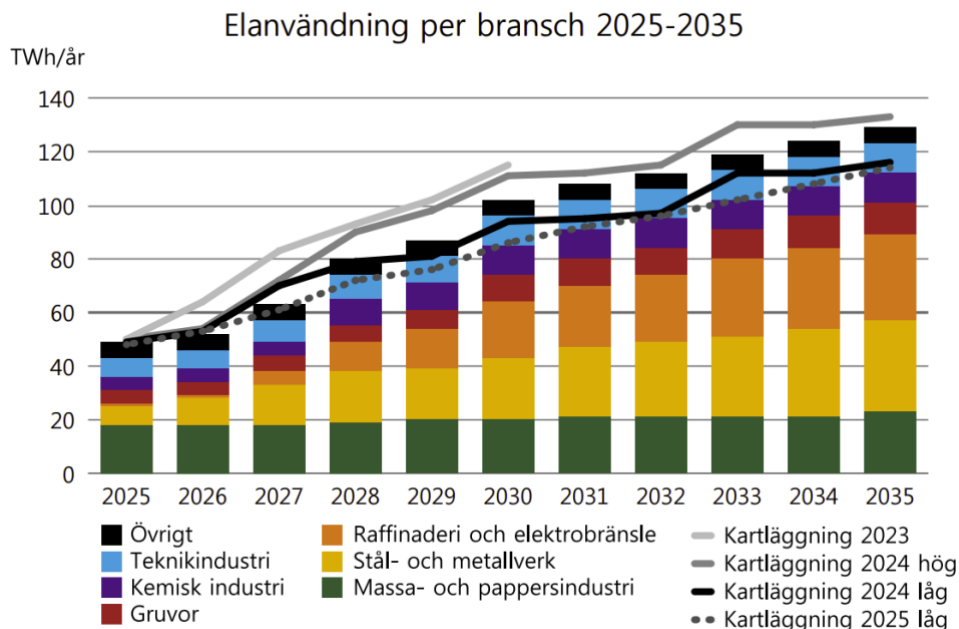
Massa- och pappersindustrin är idag den mest elintensiva branschen trots den struktumvandling som branschen genomgått under 2000-talet med nedläggning av flera pappersbruk i takt med minskad efterfrågan på framförallt tidnings- och finpapper.

Merparten av industrins utsläpp av växthusgaser uppkommer i olika tillverkningsprocesser och härrör från de råvaror som används i produktionen. Utöver de s.k. processrelaterade utsläppen uppkommer också en stor del av utsläppen från förbränning när fossila bränslen för energiändamål används. Elektrifieringen av industrin syftar till att, så långt möjligt, ersätta både de fossila råvarorna och de fossila bränslena. Det senare är relativt enkelt, medan det förra i flera fall är beroende av betydande teknikutveckling och processinnovationer som kan ta många år att utveckla och som är förenade med betydande investeringar och därmed stora risker för enskilda företag.

I figur 4 nedan visas elanvändningen per industribransch år för år från idag fram till 2035 enligt SKGS kartläggningar⁷. Observera att kartläggningen 2023 endast sträckte sig fram till 2030, därefter har kartläggningen utökats till att omfatta även åren fram till och med 2035. 2024 och 2025 års kartläggningar har försökt indikera nivån av osäkerhet genom att spänna ut ett utfallssum i form av ett högre och ett lägre fall av efterfrågan ("hög" respektive "låg"). Staplarna med branschernas

⁷ SKGS (2025). Industrins elbehov till 2035 – en kartläggning 2025.

inbördes andelar i figur 4 avser 2025 års högfäll, den streckade linjen avser lågfallet. Skillnaden mellan dessa indikerar därmed ett osäkerhetsspann i utfallet.



Figur 4 Elanvändningen per industribransch (TWh per år) enligt SKGS kartläggningar 2023, 2024 samt 2025. Observera att kartläggningen 2023 endast sträckte sig fram till och med 2030. Staplarna med branschernas inbördes andelar avser 2025 års högfäll.

Utifrån figuren kan man konstatera att industrins investeringsplaner successivt har skjutits framåt i tiden från läget 2023 till 2025. Enkäten som genomfördes 2023 landade på knappt 120 TWh redan år 2030. I senaste enkäten från 2025 har prognosen förskjutits 5 år och användningen når 120 TWh först år 2033 i "högfallet". Obeaktat detta visar kartläggningen att industrin bedöms efterfråga ytterligare 66–81 TWh mer el till 2035 givet de investeringar man planerar för. Industrins totala elbehov skulle i så fall öka från dagens 48 TWh till mellan 114–130 TWh fram till år 2035. Industrins behov av el är kopplat både till befintliga anläggningar som ska ställa om sin produktion eller bygga nya produktionsenheter och nya aktörer som bygger helt nya produktionsanläggningar. Många satsningar utgörs av nya typer av verksamheter som potentiellt kan skalas upp i Sverige som till exempel batteriproduktion, elektrobränslen och fossilfri konstgödseltillverkning.

För stål- och metallverken⁸ förväntas det tillkommande elbehovet främst komma från nya anläggningar för produktion av järnsvamp och fossilfritt stål, men det handlar också om att elektrifiera stålindustrins nedströmsprocesser, dvs.

⁸ Observera att i SKGS kartläggning ligger järn- och stålindustrin i samma grupp som övriga metallsmältverk (som aluminium, koppar och zink).

bearbetningen av stålämnen till plåt och andra slutprodukter⁹. Massa- och pappersindustrin har redan i stort sett fasat ut fossil energi i produktionen och det förväntade ökade elbehov framåt kopplas främst till produktionsökningar men också satsningar på biodrivmedelstillverkning. För gruvindustrin handlar det främst om en elektrifiering av gruvmaskiner men också produktionsökningar. Cementindustrins förväntade ökade elbehov beror främst av deras planer på CCS för att fånga in den koldioxid som härrör från kalkråvaran som uppstår vid kalcineringsprocessen (när kalkstenen bränns).

Kemiindustrins, raffinaderiernas och elektrobränsleproduktionens förväntade tillkommande elbehov kan främst kopplas till vätgasproduktion för elektrobränsle och råvaror för kemiindustrin samt den ytterligare vätgas som krävs för att processa allt större volymer bioråvaror till biodrivmedel. Blickar vi bortom 2035 förväntar vi oss ett fortsatt ökat elbehov inom kemiindustrin för att kunna ersätta de fossila bränsleserna som används i processerna och på sikt kan det bli aktuellt med kemisk plaståtervinning alternativt biogena råvaror för att helt ersätta den fossila plastråvaran, något som också kräver betydande mängder el.

SKGS:s kartläggningar visar på industrins ambitioner och vilja till investeringar för att antingen ställa om sin verksamhet och fasa ut fossil energi eller fossila råvaror eller utöka sin produktion och/eller bygga nya industrianläggningar/verksamheter. Många av industriföretagen har ambitiösa klimatplaner med mål som ska genomföras runt 2035–2040 och de flesta ser inte några alternativ till att ställa om produktionen, trots de ibland stora utmaningarna och betydande ekonomiska risker det innebär.

Det föreligger förstås en inte obetydlig osäkerhet i kartläggningarna och storleken på mängden el som industrin kommer att efterfråga framöver, inte minst vad gäller de exakta åren som anläggningarna bedöms vara i drift och den faktiska nivån på elanvändningen när en anläggning väl tagits i drift (till exempel till följd av teknikval). Det är svårt att fastställa hur stor denna osäkerhet är. Precis som för andra typer av scenarier föreligger det många osäkerhetsfaktorer som påverkar det slutliga utfallet. Förutom osäkerheterna vad gäller investeringsplanernas genomförande i tid, där det finns betydande osäkerheter om huruvida elbehovet kommer uppstå för eller efter 2035, så beror genomförandet och utfallet på mycket svårbedömda faktorer som till exempel osäkerheter om tillgång på el och effekt samt nätkapacitet, kostnader för el men också andra råvaror, ledtider och utfall av tillståndsprcesser samt kompetensförsörjning. Många projekt är också kopplade till investeringar i nya teknologier som kanske ännu inte är helt mogna eller kommersiellt tillgängliga. Ytterligare osäkerheter är kopplat till svensk industris konkurrenskraft, både inom och utom EU. Geopolitisk oro och sviktande konjunktur inverkar negativt på företagens investeringsvilja och ökar riskexponeringen betydligt.

⁹ Inför bearbetningen av stålämnen måste dessa värmas, något som idag till största delen sker med fossila bränslen, främst gas.

En stor del av osäkerheterna kring framtidens elbehov är kopplat till investeringar i vätgasproduktion. Som beskrivs i Energimyndigheten (2024¹⁰) kan fossilfri vätgas fylla framförallt tre funktioner i industrins klimatomställning, dels genom att ersätta den fossila vätgas som idag används inom industrin (främst som råvara i kemiindustrin och raffinaderier), dels genom att ersätta andra fossila bränsle och råvaror som används i olika industriella processer (naturgas, kol eller olja). Dessutom kan vätgas användas i nya tillämpningar vid framställning av olika produkter genom CCU, t.ex. elektrobränslen och elektrokemikalier. Många av projekten som ingår i kartläggningen är därför avhängig storskalig vätgasproduktion, t.ex. direktreduktion av järnmalm och tillverkning av elektrobränslen. Enligt SKGS kartläggning bedöms mellan 48-63 TWh av industrins elbehov år 2035 kunna komma från storskalig vätgasproduktion. Vad gäller den troliga utvecklingen av industrins användnings av vätgas finns det ett antal osäkerhetsfaktorer. En handlar om tillgången på storskaliga elektrolysörer i den omfattning som aviserade planer kräver, åtminstone i det korta tidsperspektivet. Att bygga upp en vätgasinfrastruktur som kan försörja flera industrier kan ha många fördelar jämfört med att alla säkrar upp egenproduktion, men det finns betydande utmaningar med alla typer av stora infrastrukturprojekt varför det är förenat med stora osäkerheter.

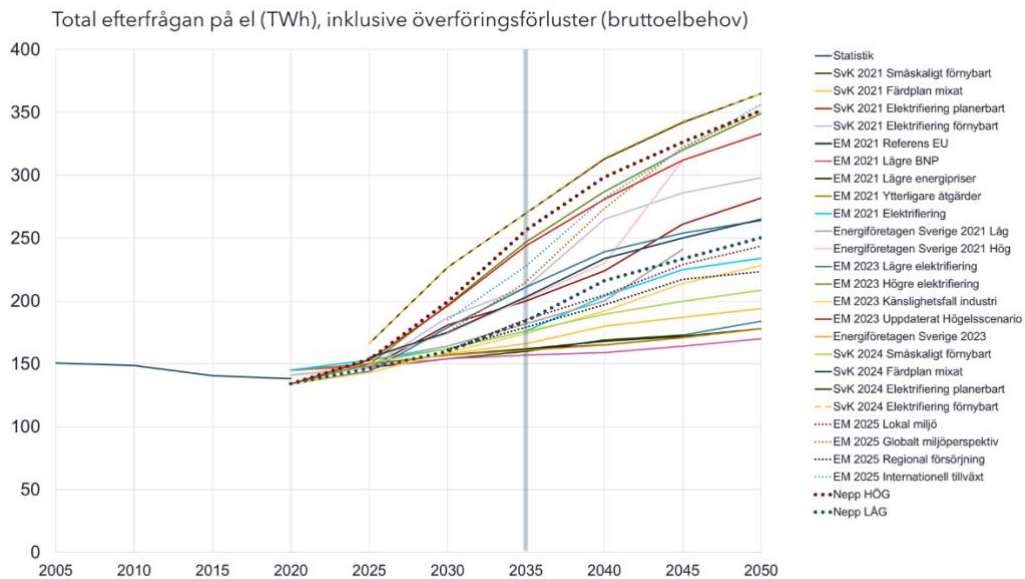
2.2 NEPPS ANALYSERADE SCENARIER

För enkelhetens skull har vi valt att benämna våra två scenarier över den framtida elefterfrågan som "hög" respektive "låg". Med "hög" avses en nivå som ligger i paritet med de högsta scenarierna som har tagits fram de senaste åren medan "låg" avser en betydligt lägre nivå samtidigt som ett sådant scenario också skulle innebära en betydande ökning jämfört med idag.

Hur mycket el som kommer att efterfrågas och i vilken takt den kommer att efterfrågas är en central utgångspunkt för Nepps analyser. För att spänna upp ett utfallsrum för analyserna har Nepp analyserat två scenarier för hur efterfrågan på el kan komma att utvecklas fram till 2035, ett scenario med väldigt hög efterfrågan på el fram till 2035 (som vi benämner "Högelscenario") samt ett scenario med fortfarande hög efterfrågan jämfört med idag, men med lite mer måttlig tillväxt i elefterfrågan i Sverige jämfört med det första scenariot (som vi benämner "Lågelscenario").

I figur 5 har Nepps båda scenarier plottats in i diagrammet från figur 2 som visar olika scenarier över efterfrågeutvecklingen.

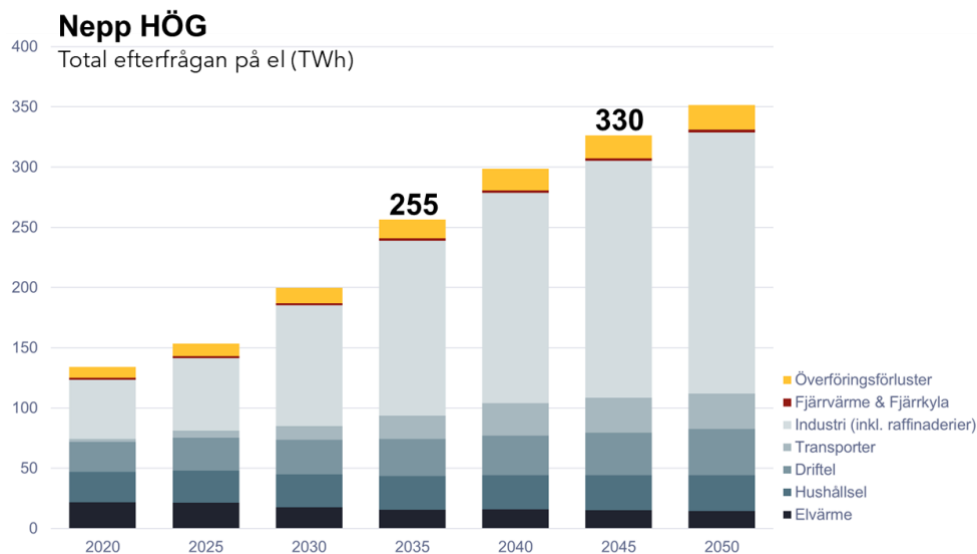
¹⁰ Energimyndigheten (2024). Industrin – nuläge och förutsättningar för omställning. En nulägesanalys av svensk industris klimatomställning för år 2024. ER 2024:23.



Figur 1 Nepps högelscenario (HÖG) och Nepps lågelscenario (LÅG) tillsammans med andra scenarier för utvecklingen av elefterfrågan fram till 2045/2050. Sammanställning av Profu.

Som framgår av figuren ligger Nepps högelscenario nära de högelscenarier som Energimyndigheten respektive Svenska kraftnät har analyserat de senaste åren. Nepps lågscenario ligger strax under mitten av utfallsrummet, men beskriver ändå en betydande ökning av elefterfrågan jämfört med dagens elbehov.

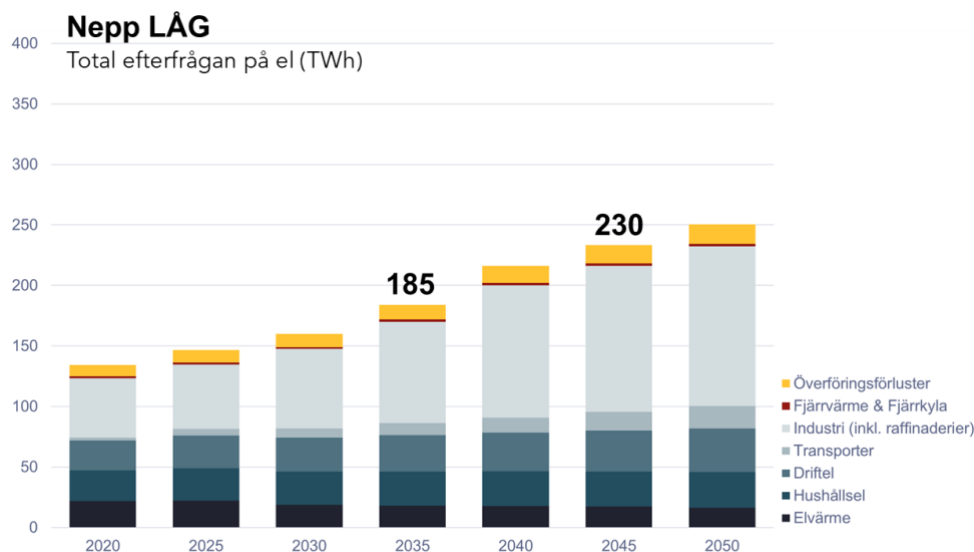
Figur 6 visar Nepps högelscenario uppdelat på olika sektorer. Högelscenariot innebär en mycket hög efterfrågan av el, med ytterligare omkring 100 TWh el år 2035 jämfört med idag. Som framgår landar den totala elefterfrågan 2035 inklusive överföringsförluster på 255 TWh i högelscenariot. Blickar man framåt 2045, dvs. bortom den analyserade tidsperioden i detta projekt, ökar behovet ytterligare och uppgår till ca 330 TWh.



Figur 6 Total efterfrågan på el (TWh) i Nepps högelscenario uppdelat på olika sektorer.

I högelscenariot antas det ske en mycket omfattande elektrifiering som i stor utsträckning motsvarar ett fullständigt genomförande av de industriprojekt som aviserats de senaste åren. Översiktligt innebär scenariot att den befintliga industrin i Sverige lyckas med en i princip fullständig omställning till fossilfrihet år 2045 samtidigt som det sker omfattande investeringar i ny fossilfri och elintensiv industriproduktion. Scenariot innebär dock inte en fullständig omställning av råvaruförsörjningen inom raffinaderi- och kemiindustrin. Vidare innebär scenariot att Sverige exporterar järnsvamp från och med 2040, att en rad elektrobränslesatsningar blir av, att skogsindustrin fortsätter att utvecklas, att minst tre batterifabriker etableras runt år 2030 samt att gruvindustrin expanderar ytterligare jämfört med idag.

I figur 7 visas den totala efterfrågan på el i Nepps lågelscenario uppdelat på olika sektorer.



Figur 7 Total efterfrågan på el (TWh) i Nepps lågelscenario uppdelat på olika sektorer.

Som framgår av figuren uppgår den totala elefterfrågan i lågelscenariot inklusive överföringsförluster till 185 TWh år 2035 respektive 230 TWh år 2045. Scenariot innebär därmed en något lägre efterfrågeökning än i högelscenariot, ca 40 TWh tillkommande el till 2035 jämfört med idag. I detta scenario går elektrifieringen av industrin långsammare jämfört med högelscenariot på grund av att flera projekt antingen skjuts på framtiden eller inte alls blir av. I detta scenario antas ingen industriell nyetablering ske i Sverige utöver Stegra i Boden, och den batterifabrik som redan finns på plats i Skellefteå antas kunna fortsätta sin drift. LKAB antas framställa järnsvamp som endast täcker den nationella efterfrågan. Scenariot innebär vidare att kemiindustrins omställning går betydligt långsammare eller i princip helt uteblir. Gruvindustrin expanderar inte alls i samma grad som i högelscenariot. Vad gäller det industriella vätgasbehovet sker tillväxt endast inom järn- och stålbranschen. I lågelscenariot spelar dessutom biodrivmedel en större roll inom vissa delar av transportsektorn jämfört med högelscenariot där elektrifieringen av fordonsflottan förväntas öka kraftigt.

2.3 FAKTORER SOM DRIVER INDUSTRINS ELANVÄNDNING

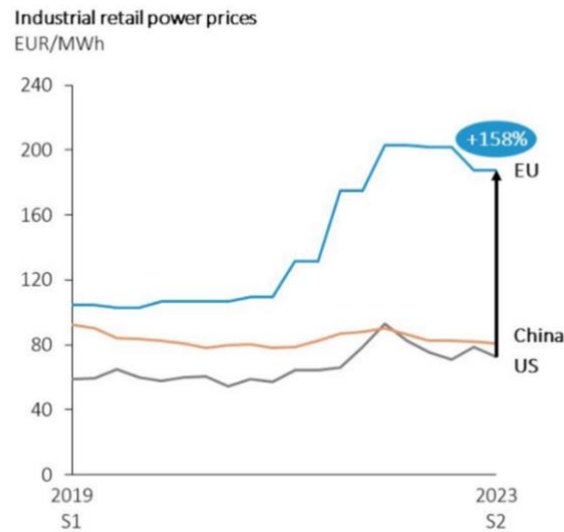
Som sammanfattas i bl.a. Energimyndighetens rapport *Industrin – nuläge och förutsättningar för omställning* (2024) är det främst sex olika huvudspår som fokus ligger på för de mest utsläppsintensiva branscherna. Förutom elektrifiering handlar det om energi- och materialeffektivitet, biomassa, vätgas samt avskiljning, transport och lagring av koldioxid (CCS och bio-CCS), alternativt avskiljning och användning av koldioxid (CCU). För många industriföretag handlar det om en mix av dessa åtgärder, beroende på typ av processer och råvaror. Det handlar först och främst också om mognadsgraden på teknik, alternativ teknik och kostnaden för de olika teknikerna. Lönsamhet är en förutsättning för alla företag, men graden av lönsamhet beror också på vilka avkastningskrav och långsiktiga mål som ägarna har med verksamheten. Industrins framtida elefterfrågan beror av ett antal faktorer som

varierar mellan industrier och branscher. Utöver konkurrenskraft och konjunkturläge handlar det bland annat om graden av, och möjligheterna till elektrifiering av olika processer samt eventuell egenproduktion av vätgas alternativt tillgång till vätgasinfrastruktur liksom möjligheterna till energieffektiviseringar. När det gäller den totala efterfrågan på el från industrisektorn i Sverige handlar det också om huruvida Sverige som nation lyckas attrahera till sig nyinvesteringar i industriproduktion i form av nya anläggningar eller ej.

Industrin är en mycket heterogen sektor där förutsättningar och produktionsprocesser kan se väldigt olika ut, förutom mellan branscher även inom branscher och mellan företag och till och med inom samma bolag/koncern. Ett stort antal industrier i Sverige har en lång historia och har verkat på samma plats i decennier, en del så långt tillbaka som ett hundratal år. Åldersstrukturen på anläggningarna avgör så klart även kostnaderna för omställningen. Vilka vägval som görs av enskilda företag i syfte att fasa ut fossila råvaror och fossil energi avgörs av faktorer som typ av anläggning och produktionsprocesser, teknikutveckling och alternativ till elektrifiering liksom eventuell konkurrens om sådan energi/råvara, t.ex. bioråvaror/bioenergi. I de intervjuer som Profu har genomfört pekar industriföreträdare på några gemensamma faktorer som påverkar industrins möjligheter till omställning och stadigvarande i landet:

- Den relativa konkurrenskraften
- Utmaningen med långdragna tillståndprocesser
- Att få tillgång till tillräcklig/önskad effekt/nätkapacitet när den efterfrågas
- Avsättning och betalningsvilja för produkter med lågt klimatavtryck vilket är avhängig kostnaden på koldioxid

Vad gäller konkurrenskraft lyfter man främst elpris (både nivå och graden av volatilitet samt möjligheterna till prissäkring), nätavgifter, pris på gas, tillgång till transportinfrastruktur i form av hamnar och järnväg samt regelverk. Det handlar både om konkurrenskraft gentemot andra europeiska konkurrenter men i de flesta fall även om konkurrensen på den globala marknaden. För många företag sätts priset på produkterna på världsmarknaden och framförallt nämns konkurrensen från Kina som en mycket stor och reell utmaning, snarare än USA. Många industrier har anläggningar i andra delen av världen och kan därmed välja var de lägger sina investeringar, det gäller både implementeringen av ny teknik för sin klimatomställning och investeringar i produktionsökning. USA och Kina har stora konkurrensfördelar på grund av deras betydligt lägre slutkundspriser på el jämfört med EU, se figur 8 nedan.



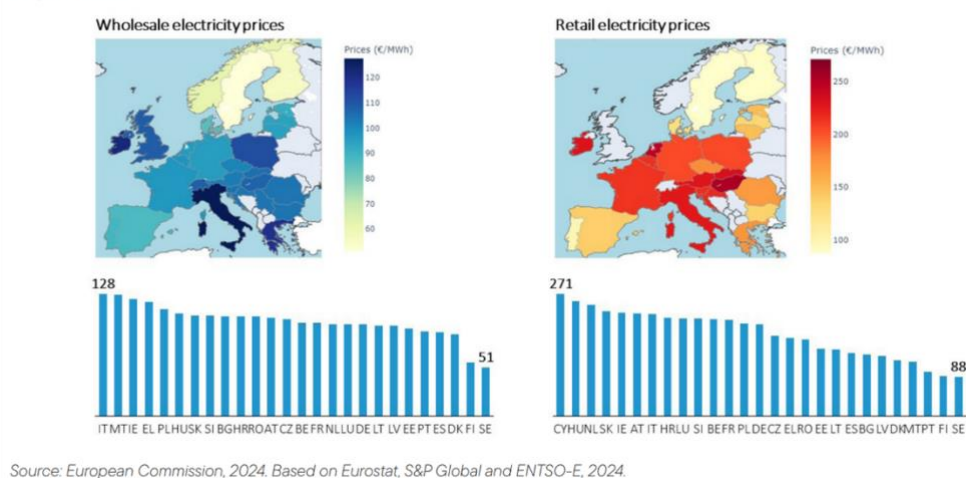
Source: European Commission, 2024. Based on Eurostat (EU), EIA (US) and CEIC (China), 2024.

Figur 8 Jämförelse av slutkundspriser i EUR/MWh i EU, Kina respektive USA (2023). Figur hämtad från Mario Draghis report "The future of European competitiveness" (part B).

Även om vi i Sverige alltjämt har konkurrenskraftiga elpriser jämfört med andra europeiska länder (se figur 9 nedan) så utgör vårt läge långt i norr en nackdel eftersom det innebär högre transportkostnader jämfört med om man ligger närmare sina kunder/marknader, vilket minskar den potentiella konkurrenskraft som ligger i ett relativt lågt elpris. Generella fördelar för en industrisajt är dess närhet till hamn och annan transportinfrastruktur samt hur nära marknaden man ligger. Det innebär att industrianläggningar med egen hamn, även om de ligger långt norrut i Europa, har en fördel. I princip samtliga industriföreträdare som har intervjuats nämner transportavståndet till de stora exporthamnarna i Nederländerna som en viktig faktor i kostnadsstrukturen som bidrar till den relativa konkurrenskraften.

Grossistpriser (marknadspriser) respektive slutkundspriser i EU:s medlemsländer.

EUR/MWh, 2023



Figur 9 Grossistpriser (till vänster) respektive slutkundspriser (till höger) i EUR/MWh i EU:s medlemsländer 2023. Figur hämtad från Mario Draghis report "The future of European competitiveness" (part B).

En annan, viktig aspekt för industrins omställning som lyfts av industrin handlar om ambitionsnivåerna på klimatområdet. EU:s klimatmål och regelverk spelar idag en avgörande roll för företagens möjligheter att ställa om. Att EU:s ambitioner ligger fast ger en tydlig signal om att de kostnadsmässigt riskfyllda investeringar som görs för att ställa om mot fossilfrihet kommer kunna bära sig framåt. Klimatmålen bidrar därmed till stabila och långsiktiga förutsättningar för industrins klimatinvesteringar eftersom dessa är starkt beroende av ett högt pris på koldioxidutsläpp.

2.4 INDUSTRINS MÖJLIGHETER ATT VARA FLEXIBLA I SIN PRODUKTION

Energimyndigheten har under 2024–2025 på uppdrag av regeringen kartlagt industrin och näringslivets möjligheter till flexibilitet (Energimyndigheten, 2025¹¹). Kartläggningen indikerar att det finns en möjlig potential för industrin att vara flexibla med ca 5–15 procent av sin elanvändning i närtid (och utan alltför stora investeringar), vilket motsvarar ca 2–7 TWh (räknat på dagens elanvändning på ca 45 TWh för industrin).

Förutsättningarna till att vara flexibla i sin elanvändning varierar dock både inom och mellan branscher och Energimyndigheten understryker att flexibilitet oftast innebär en kostnad, antingen i form av ett produktionsbortfall eller genom att det krävs en överkapacitet i hela eller delar av processen/anläggningarna/verksamheten.

¹¹ Energimyndigheten (2025). Flexibilitet inom elsystemet - målanpassad information och potentialbedömningar. ER 2025:20.

2.5 POTENTIALEN TILL ENERGIEFFEKTIVISERINGAR INOM INDUSTRIEN

Som tidigare nämnts är industrisektorn mycket heterogen och består av en rad väldigt olika branscher med avseende på processer och slutprodukter. Det innebär, till skillnad från övriga sektorer som *Bostäder & Service* samt *Transporter*, betydligt större svårigheter vad gäller att uppskatta potentialen för energieffektiviseringar framöver. Industrisektorn har dock historiskt gjort betydande energieffektiviseringar, både vad gäller el som övrig energi. Elanvändningen har, trots en ökad industriproduktion, varit relativt konstant sedan 1970-talet vilket främst tillskrivs strukturförändringar inom olika industribranscher och mer energieffektiva tillverkningsprocesser (Energimyndigheten, 2024¹²). En utmaning när det gäller att bedöma potentialen framåt vad gäller energieffektiviseringar inom industrisektorn är avsaknaden av detaljerade data om industrins energianvändning idag på enhets- och processnivå (se t.ex. Thollander m.fl., 2021¹³).

Som konstateras av Energimyndigheten är utvecklingen för industrin på sikt vad gäller effektiviseringar svårbedömd just på grund av den omställning vi är inne i, med i vissa fall nästan disruptiva förändringar i specifika branscher då vissa befintliga processer ersätts med nya (t.ex. stålindustrin) och genom att helt nya verksamheter etableras (t.ex. batteriproduktion) där erfarenheter idag i stort sett saknas. Slutsatsen som dras i Energimyndigheten är att det skulle behöva göras ett omfattande arbete för att kartlägga dagens energianvändning på processnivå inom olika branscher om det ska kunna tas fram väl underbyggda potentialberäkningar för industrisektorns energieffektiviseringsmöjligheter. Slutsatsen baseras bland annat på studier på Linköpings universitet i Patrik Thollanders forskargrupp som har gjort en stor del av studierna kring olika industribranschens energianvändning och möjligheterna till energieffektivisering.

¹² Energimyndigheten (2024). Effektiv användning av energi, effekt och resurser. För att underlätta elektrifieringen. ER 2024:03.

¹³ Thollander, P., Wallén, M., Björk, C., Johnsson, S., Haraldsson, J., Andersson, E., Andersson Noor Jalo, M., Malik Kanchiralla, F. (2021). Energinyckeltal och växthusgasutsläpp baserade på industrins energianvändande processer. Slutrapport, Naturvårdsverket rapport 6972, juni 2021.

3 Utbyggnaden av elsystemet till 2035

I korthet: Modelleringen utgår från fyra scenarier som kombinerar två nivåer av efterfrågeökning på el med två alternativ för framtida produktion, med eller utan ny kärnkraft efter 2035. Högelscenariot innebär cirka 100 TWh ökad efterfrågan till 2035 till följd av snabb elektrifiering, medan lågelscenariot innebär en ökning på cirka 40 TWh till 2035 med långsammare utveckling. Syftet med att inkludera ny kärnkraft i ett av scenarierna efter 2035 är att undersöka hur en sådan utveckling kan påverka energisystemets utformning fram till 2035.

Resultaten visar att landbaserad vindkraft blir den dominerande nya produktionsformen, med kompletterande solkraft och i viss mån havsbaserad vind. I högelscenariot kan vind- och solkraft utgöra upp till hälften av elproduktionen 2035. Ny kärnkraft, som kan tillkomma efter 2035, bedöms ha begränsad påverkan på utbyggnaden fram till dess.

Effektbalansen säkerställs genom vattenkraft, kärnkraft, kraftvärme, efterfrågeflexibilitet, energilager och gasturbiner, med import som viktig komplettering särskilt i högelscenariot. Elpriserna stiger generellt fram till 2035, med mindre skillnader mellan elområden till följd av nätutbyggnad, den tillkommande elefterfrågans förskjutning till norra Sverige liksom lokalisering av ny elproduktion.

En försening av den landbaserade vindkraftsutbyggnaden ger högre elpriser och minskad förnybar produktion, vilket utan kompensatoriska investeringar i Europa ökar gaskraftsproduktionen på kontinenten och påverkar nettohandeln negativt.

3.1 INLEDNING

Modelleringen bygger på fyra grundscenarier som kombinerar två olika nivåer av efterfrågeökning av el (hög- respektive lågelscenarierna enl. kap. 2) med två varianter av framtida elproduktion (med ny kärnkraft, respektive utan ny kärnkraft efter 2035). Scenarierna har utformats för att ge ett brett spektrum av möjliga utfall, med utgångspunkt i både tekniska och marknadsmässiga antaganden. Det högre efterfrågescenariot (högelscenariot) innebär en ökning med cirka 100 TWh till 2035 och bygger på antaganden om snabb elektrifiering av industri och transportsektor. Lågelscenariot innebär en mer måttlig ökning av elanvändningen med cirka 40 TWh till 2035, där elektrifiering sker i långsammare takt.

Modelleringen baseras på kostnadsminimering, där energisystemet tillåts utvecklas under antagandet om full information om framtiden (perfect foresight). Det innebär att modellerna optimerar investeringar och drift i syfte att minimera de totala samhällsekonomiska kostnaderna, givet de indata och tekniska begränsningar som anges. Detta möjliggör robusta jämförelser mellan scenarierna. Exempel på harmoniserade antaganden inkluderar elefterfrågan, fossilbränsle- och koldioxidpriser,

investeringskostnader, teknikutveckling och nätutbyggnadstakt. Trots dessa gemensamma grunder visar modellerna på skillnader i hur elsystemet byggs ut, hur effekthalansen hanteras och hur elpriserna utvecklas. Detta diskuteras vidare i rapporten. Det bör noteras att modellerna inte hanterar osäkerheter i form av t.ex. politiska risker, investeringslogik, acceptansproblematik, målkonflikter och ledtider på grund av oförutsägbarhet kring tillståndprocesser.

3.2 UTVECKLING AV ELPRODUKTION OCH TEKNIKMIX

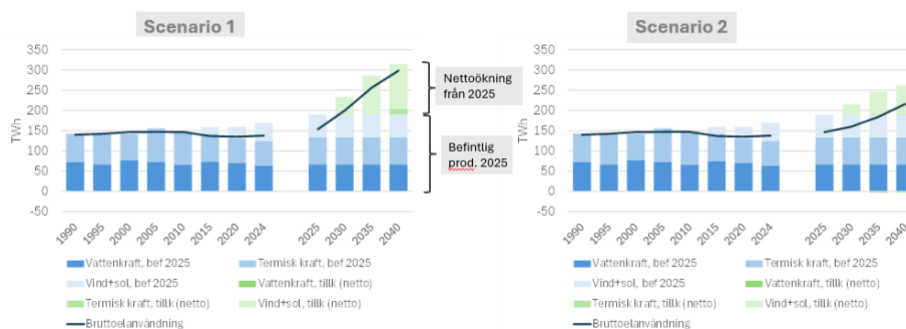
För att tillgodose ett snabbt växande elbehovet från industrin och övriga samhället fram till år 2035 krävs en omfattande utbyggnad av elproduktionen. I ett scenario med hög tillväxt i elförbrukningen erhålls i modellanalyserna en kraftfull expansion av framför allt landbaserad vindkraft. Även solkraft kommer att spela en allt viktigare roll. Solenergin fungerar i detta sammanhang som ett komplement till vindkraften, särskilt under sommarhalvåret när solinstrålningen är hög och vindförhållandena ibland är svaga. Denna kombination bidrar till att öka systemets totala produktionssäkerhet och flexibilitet. En viss utbyggnad av havsbaserad vindkraft kan också bli aktuell, men förväntas spela en begränsad roll fram till 2035, på samma sätt som för kärnkraften på grund av längre ledtider.

Om efterfrågan på el i stället växer i en något långsammare takt, i enlighet med lågelscenariot, visar modelleringen att det fortfarande finns incitament att bygga ut landbaserad vindkraft, men utbyggnadstakten kan bli mer utdragen över tid. På kort sikt, fram till omkring 2030, är behovet av ny elproduktion i lågelscenariot begränsat eftersom Sverige idag har ett betydande elöverskott och därmed en stark positiv elbalans. Detta ger ett visst tidsmässigt utrymme innan större nyinvesteringar blir absolut nödvändiga.

I högelscenariot beräknas produktionen från landbaserad vindkraft öka från dagens nivå på cirka 40 TWh per år till mellan ca 70 och ca 120 TWh år 2035 beroende på modellansats, det vill säga som mest en tredubbling på drygt ett decennium. Som jämförelse kan man utgå från den relativt snabba utbyggnaden mellan åren 2021–2024 på i snitt drygt 4 TWh/år vilket, om den blir bestående, skulle leda till en total vindkraftsproduktion på knappt 90 TWh till 2035 under förutsättning att inga befintliga verk stängs ner. Den väderberoende produktionen (vind- och solkraft) skulle i högelscenariot utgöra upp till 50 procent av Sveriges totala elproduktion. Resterande elproduktion förväntas fortsatt komma från planerbar kraft i form av befintlig kärnkraft, vattenkraft och kraftvärme.

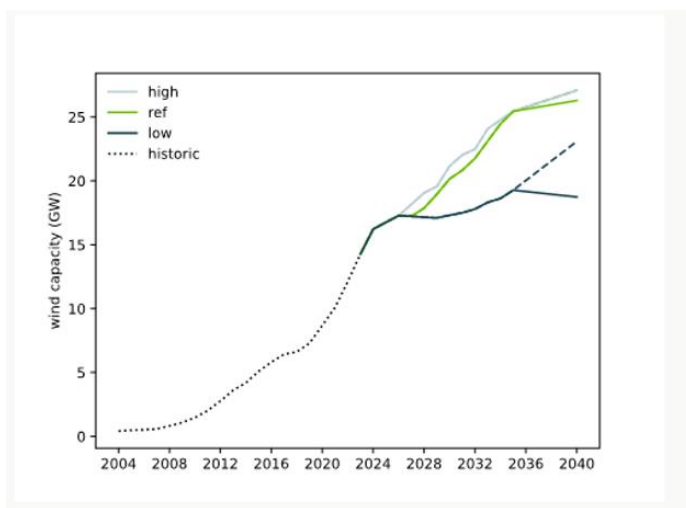
Något förenklat kan de olika gruppernas resultat för elproduktionens utveckling sammanfattas i Bild x. Figuren baseras på resultaten från Profu:s modellering men kan betraktas som tillräckligt representativ i en mer övergripande och sammanfattande betraktelse. Fram till 2035 handlar det i första hand om mer eller mindre omfattande nyinvesteringar i väderberoende elproduktion, främst i landbaserad vindkraft. Först därefter kan det bli aktuellt med mer betydande bidrag från ny kärnkraft. Den befintliga produktionskapaciteten bedöms i huvudsak finnas tillgänglig även till 2035 men det finns indikationer på att

lönsamheten för exempelvis kraftvärme är satt på prov. Det gäller i synnerhet i lågelscenariot.



Figur 10 Resultat från Profus modellering av elproduktionens utveckling fram till 2035–2040 i "Högel"-scenariot (till vänster) och i "Lägel"-scenariot (till höger).

En lite alternativ utveckling beskrivs i modelleringen av Quantified Carbon. Där fördröjs utbyggnaden av ny vindkraft i lågelscenariot och i stället minskar det svenska elöverskottet för att balansera en öka elefterfrågan i Sverige, se figur 11.



Figur 11 Total utbyggd landbaserad vindkraft som resultat av Quantified Carbon's modellering. Historiska data knyts an till simulerade resultat för tre olika förbrukningsscenarier (low=LÅG, high=HÖG och ref är snittet av LÅG och HÖG) där scenarier med ny kärnkraft efter 2035 visas som heldragna linjer och scenariot utan ny kärnkraft efter 2035 visas som streckad linje för lågelscenariot.

3.3 BETYDELSEN AV ELHANDEL

Skillnaderna i efterfrågeutveckling mellan hög- och lågelscenarierna får även konsekvenser för Sveriges elhandel med omvärlden. I högelscenariot visar vissa modellresultat att Sverige totalt sett kan bli nettoimportör i elhandeln med omvärlden. Om efterfrågeökningen däremot är mer måttlig behåller Sverige sin roll som en nettoexportör av el. Detta speglar den centrala roll som elhandeln spelar för att balansera utbud och efterfrågan i det framtida elsystemet.

Den befintliga produktionskapaciteten bedöms i huvudsak finnas tillgänglig även till 2035 även om det finns indikationer på att lönsamheten för exempelvis kraftvärme är satt på prov. Det gäller i synnerhet i lågelscenariot.

3.4 REGIONALA ASPEKTER

En central fråga är vilken utbyggnadstakt som faktiskt krävs regionalt och på elområdesnivå, till exempel i elområde SE1, där modellerna i hög grad placerar framtida vindkraft. Om man ser på den regionala utvecklingen innebär detta att takten för ny vindkraft i många områden måste öka markant jämfört med vad vi hittills har sett. Samtidigt finns en rad målkonflikter. Det handlar dels om de energipolitiska målen, dels lokala och regionala aspekter kopplade exempelvis till naturvärden, samhällsutveckling och turism, påverkan på fastighetsmarknaden, samt i norra Sverige även rennäringen.

Dessa målkonflikter gör utbyggnaden särskilt utmanande. Att förutsätta att en kraftigt ökad utbyggnadstakt är möjlig utan större hinder riskerar därför att framstå som orealistiskt. Snarare behöver man tydliggöra de praktiska och politiska svårigheterna: tillståndprocesser som ofta drar ut på tiden, lokal opinion som kan stoppa eller fördröja projekt, samt begränsningar i både elnätets kapacitet och i tillgången på lämpliga platser. Därtill kommer osäkerheter kring investeringsvilja, inte minst i tider av förändrade marknadsförutsättningar och global oro.

En slutsats kring detta är att det krävs aktiva åtgärder för att underlätta en sådan utveckling. Detta handlar både om att adressera målkonflikterna på ett mer systematiskt sätt och om att skapa incitament, styrmedel och planeringsprocesser som kan möjliggöra den takt som modellerna pekar ut som nödvändig. I ett av delprojekten i Nepp¹⁴ analyseras särskilt målkonflikterna.

3.5 PÅVERKAS UTBYGGNADEN FRAM TILL 2035 AV ATT NY KÄRNKRAFT KAN FINNAS PÅ PLATS EFTER 2035?

En viktig fråga som ställdes under modellanalysarbetet är i vilken omfattning ett beslut om nyinvesteringar i kärnkraft kan komma att påverka utvecklingen i

¹⁴ AP10: Strategier för att hantera målkonflikter och skapa acceptans i beslutsprocesser för energiomställningen

elsystemet, i synnerhet investeringar i annan elproduktion, under det kommande decenniet. Det handlar alltså om huruvida ett investeringsbeslut kan påverka utvecklingen långt innan investeringen är på plats.

Frågan är svår att belysa ordentligt med hjälp av de modellverktyg som står till projektets förfogande inte minst eftersom den antagna efterfrågan mer eller mindre är given på förhand (ett kärnkraftsbeslut kan alltså inte påverka efterfrågan på el) samt att de ofta subjektiva bedömningar som olika aktörer i verkligheten kommer att göra som ett resultat av ett sådant beslut av naturliga skäl är svåra att modellera. Det innebär att ett kärnkraftsbeslut som leder till ny kärnkraft framåt 2040 i modellanalyserna i huvudsak kan påverka utbyggnaden av ny elproduktion i Sverige och/eller elhandeln med grannländerna fram till 2035 medan efterfrågan i huvudsak är opåverkbar.

När det gäller effekten på den svenska elproduktionen fram till 2035 av ny kärnkraft efter 2035 skiljer sig resultaten något mellan modellgrupperna, men i huvudsak är denna effekt mycket liten. Det finns undantag där något modellverktyg pekar på en större "negativ" effekt (det vill säga mindre elproduktion i Sverige) medan ett annat modellverktyg identifierar en liten "negativ" effekt enbart i lågelscenariot. I modellanalyserna innebär alltså en något mindre utbyggnad av svensk elproduktion till 2035 att importen i stället ökar med lika mycket, alternativt att exporten minskar med lika mycket.

I verkligheten kan aktörerna se på ett investeringsbeslut för ny kärnkraft på olika sätt. Stora elkonsumenter kan välja att se positivt på ett sådant beslut och tack vare det skynda på sina industriinvesteringar i närtid vilket, allt annat lika, skulle leda till en något större efterfrågan på el. Elproducenterna kan dock, av begripliga skäl, välja att se negativt på ett investeringsbeslut och bromsa sina investeringar i övrig kraftproduktion i närtid. Även det riskerar att bidra till en något mer ansträngd elbalans under kommande år än annars. Dessa två synsätt utgör till viss del "motstående" drivkrafter som modellanalysen alltså inte beaktar.

3.6 VAD HÄNDER OM UTBYGGNADEN FÖR LANDBASERAD VINDKRAFT STANNAR AV?

I en känslighetsanalys ställdes frågan vad som sker modellmässigt om ingen ny vindkraft på land tillåts uppföras utöver det som är under byggnation (våren-2025). Det skulle i så fall innebära att den samlade produktion från den landbaserade vindkraften i Sverige uppgår till omkring 50 TWh såväl år 2030 som 2035.¹⁵

Om vindkraftsutbyggnaden på land stannar av indikerar de olika modellverktygen att annan (dyrare) elproduktion byggs ut eller att annan befintlig kraftproduktion utnyttjas mer, dels i Sverige, dels i grannländerna. Hur stora effekter är för olika alternativa kraftslag och var dessa sker skiljer sig något mellan modellverktygen

¹⁵ Green Power Sweden (tidigare Svensk Vindenergi) bedömer att den samlade installerade effekten vid 2027 års utgång uppgår till drygt 19 GW när verken som är under uppförande har driftsatts (Svensk Vindenergi 2025, "Statistik och prognos Q1 2025").

men i stort sett är resultaten relativt samstämmiga¹⁶. I detta kapitel redovisas resultaten från beräkningar som har genomförts av Profu respektive Ea Energianalyse.

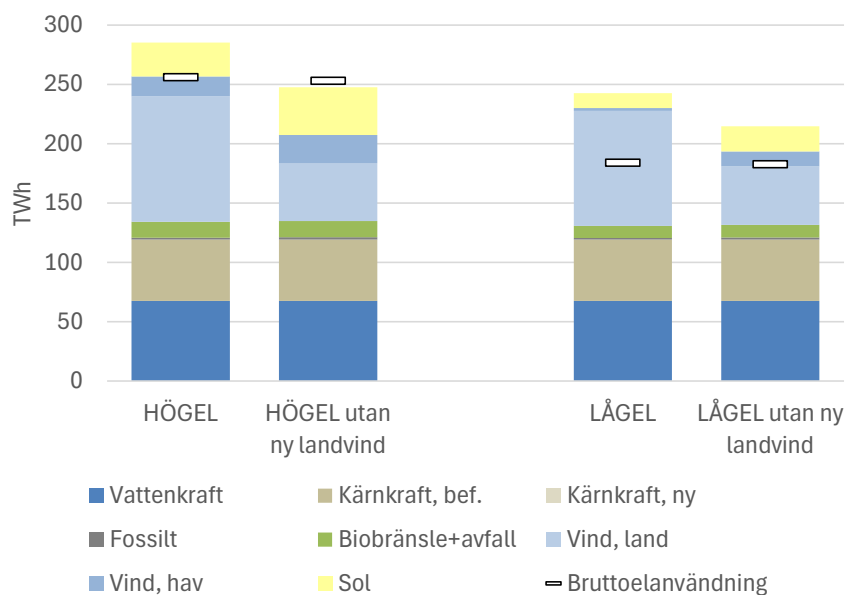
3.6.1 Profus modellanalys

Den huvudsakliga effekten på produktionssidan av att utbyggnaden för landbaserad vindkraft stannar av är att mer havsbaserad vindkraft och sol kommer in i beräkningsresultaten plus att det årliga elöverskottet reduceras avsevärt (se Figur 12). När det gäller havsbaserad vindkraft antas att potentialen till 2035 motsvarar de fyra projekt som idag har fått regeringens tillstånd på västkusten och sydkusten (ca 15 TWh) plus en del av de två större aviserade projekten i Bottenviken (vi antar ca 10 TWh av totalt ca 22 TWh som har aviserats). Så gott som hela den antagna potentialen om ca 25 TWh utnyttjas i högelscenariot utan ny landvind. Det kan vara viktigt att här påminna om att ny kärnkraft inte hinner anslutas till elnätet till 2035 enligt beräkningsantagandena.

Modellresultaten indikerar även en viss effekt på efterfrågan som blir något lägre, ca 1-3 TWh beroende på scenario (högst påverkan i högelscenariot).¹⁷ Det är dock här frågan om i första hand långsiktigt bestående förändringar i efterfrågan, det vill säga via investeringar och/eller konverteringar, inom exempelvis transporter (något färre elbilar), industrin (processvärme) och för uppvärmningsändamål. I lågelscenariot blir kraven på alternativ till fortsatt utbyggnad av landbaserad vindkraft av uppenbara skäl mindre. Utbyggnaden för havsbaserad vindkraft stannar på lite drygt 10 TWh. Dessutom bidrar solen med 5-10 TWh mer. Det årliga elöverskottet gentemot grannländerna halveras nästan jämfört med motsvarande referensfall (det vill säga lågelscenariot inklusive fortsatt utbyggnad av landbaserad vindkraft).

¹⁶ Frågeställningens formulering i modellerna skiljer sig något åt vilket bidrar till en viss strukturell skillnad i modellresultaten

¹⁷ Modellverktyget beskriver endast begränsad långsiktig prisflexibilitet på användarsidan. Den klart största delen av efterfrågan får betraktas som given på förhand. De övriga modellverktygen som har använts är i ännu mindre grad pris-flexibla med avseende på den långsiktiga efterfrågan på el.



Figur 12 Elproduktionen i Sverige år 2035 i referensfallet och ett fall där utbyggnaden av landbaserad vindkraft stanna av, för lågelscenariot respektive högelscenariot.

Modellanalysen visar också att ett stopp för ny landbaserad vindkraft skulle innebära något högre elpriser, närmare bestämt en prisökning på knappt 10 öre/kWh i perioden som omger 2035 i högelscenariot respektive ca 5 öre/kWh i lågelscenariot (räknat på årsgenomsnittet i bägge fallen).

Att nästan 25 TWh havsbaserad vindkraft skulle kunna vara på plats till 2035 (i högelscenariot) kan man naturligtvis ifrågasätta med tanke på ledtiderna för dessa investeringar (för mer om ledtider se avsnitt 5.6). Det pekar snarare på utmaningen i att kombinera elefterfrågan i högelscenariot, som i sig speglar industrins tidigare förväntningar och förhoppningar, med ett stopp för fortsatt utbyggnad av den landbaserade vindkraften.

Ett stopp för utbyggnaden av landbaserad vindkraft i Sverige påverkar också investeringar och drift i våra grannländer i modellberäkningarna. I ett sådant scenario handlar det främst om en något större elproduktion i gaskraftverk och fler investeringar i solex och till viss del i vindkraft som kompensation för de uteblivna investeringarna i svensk vindkraft.

3.6.2 Ea:s modellanalys

Ea:s modellanalys är genomförd på liknande sätt som föregående analys men här har man istället valt att sätta stopp för ny landbaserad vindkraft efter 2030 vilket innebär att en viss mängd nyinvesteringar tillkommer utöver de projekt som är under byggnation. Skillnaden i vindkraftsproduktion på land mellan de bägge fallen (referensfallet och ett fall med stopp i utbyggnaden) uppgår till ca 15 TWh år 2035.

I modellanalysen undersöks två olika strategier för att kompensera för de uteblivna investeringarna i landbaserad vindkraft, dels ett fall där nyinvesteringar i hela det modellerade geografiska systemet (Europa) är möjliga som kompensation, dels ett fall där inga nyinvesteringar tillåts som kompensation. Det senare innebär att endast den år 2035 befintliga (motsvarande referensfallet) kapaciteten tillåts hantera de förändringar som uppkommer till följd av den avstannade utbyggnaden i Sverige. Detta kan lite förenklat sägas beskriva en mer kortsiktig konsekvensanalys där investeringar inte kan dämpa effekterna av den avstannade utbyggnaden, alternativt att övriga investeringar i elsystemet utgår från att det byggs mer landbaserad vindkraft i Sverige men att det alltså inte sker.

I fallet där investeringar tillåts sker investeringar främst i havsbaserad vindkraft och i solel (i storleksordningen 2-3 GW vardera i både högel- och lågelscenariot) för att kompensera för den avstannade utbyggnaden i Sverige. I både lågel- och högelscenariot sker merparten av de kompenserande investeringarna utanför Sveriges gränser. I lågelscenariot etableras dock knappt 1 GW havsbaserad vindkraft i Sverige, och i högelscenariot ytterligare 3 GW solel. I båda fallen motsvarar det dock endast cirka 20 procent av den uteblivna landbaserade vindkraftsproduktionen. Den samlade effekten på den europeiska förnybara elproduktionen är i detta fall liten eftersom de uteblivna investeringarna i landbaserad vindkraft i Sverige tillåts kompenseras med investeringar i annan förnybar elproduktion i såväl Sverige som i grannländerna.

I det andra fallet, där endast den befintliga kraftverkskapaciteten tillåts hantera de uteblivna investeringarna i svensk landbaserad vindkraft, påverkas den samlade europeiska förnybara elproduktionen tydligt. För att kompensera för de uteblivna investeringarna i Sverige ökar produktionen från gaskraft markant (3–4 TWh), främst i Tyskland, Storbritannien och Polen. I lågelscenariot leder en utebliven svensk utbyggnad efter 2030 till att Sveriges nettoexport av el minskar med cirka 11–14 TWh, medan det i högelscenariot leder till att nettoimporten ökar med cirka 13–14 TWh.

Den uppskjutna utbyggnaden av landbaserad vindkraft i Sverige leder till högre elprisnivåer i Sverige år 2035 i alla fyra elområden:

- Utan kompenserande investeringar i övriga Europa: cirka 3–6 €/MWh (4–10 % ökning)
- Med kompenserande investeringar: cirka 1–3 €/MWh (1–4 % ökning)

Storleksordningen på elpriseffekterna är därmed densamma som i föregående modellanalys.

3.7 EFFEKTBALANSEN I DE MODELLERADE SCENARIERNA

En central fråga i modelleringen har varit valet av väderår. Detta har hanterats på olika sätt av de olika grupperna och frågeställningen fördjupas i kapitel 7 om hur effekttillräckligheten kan säkerställas vid utmanande driftsituationer.

Givet något olika angreppssätt kan följande noteras från de modellerade grundscenarierna: Den framtida eleffektbalansen på nationell nivå kommer fortsatt

att hanteras med vattenkraft, kärnkraft och kraftvärme, men det krävs mer för att kunna hantera den växande elefterfrågan. Vattenkraften förväntas få förändrade produktionsförutsättningar för att balansera vindkraftens variationer. Det kommer även att krävas en betydande andel efterfrågefleksibilitet samt energilagring i form av bland annat batterier och topplastkapacitet genom gasturbiner.

I vilken utsträckning efterfrågefleksibilitet kan göras tillgänglig diskuteras i kapitel 6 om efterfrågefleksibilitet. Det gäller inte minst frågan om de ekonomiska och driftmässiga förutsättningarna att bygga vätgaslagring vilket har stor betydelse för hur elbalansen hanteras i modellerna, se avsnitt 6.5.

Samma utmaning gäller också för gasturbiner. Drifttiden för gasturbinerna är mycket kort, typiskt sett några hundra 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. Detta är en fråga för designen av elmarknaden och som diskuteras i Nepps rapport om elmarknaden 2035¹⁸. Ett sätt kan vara att handla upp sådan spetsproduktion separat.

Import och export av el bidrar starkt till att balansera elsystemet. I högelscenariet indikerar analyserna att Sverige behöver förlita sig på en stor elimport, drivet av skillnader i elpriser. Vissa modellresultat pekar på nästan 9 GW import under vissa kortvariga perioder, vilket kan jämföras med som mest 3 GW 2024.

¹⁸ Elmarknaden 2035. En spaning mot framtiden. NEPP:S RAPPORT, SEPTEMBER 2025

4 Elpriser

I korthet: Kostnaden för att bygga ny land- eller havsbaserad vindkraft är i hög grad styrande för elprisnivåerna 2035. Den långsiktiga marginalkostnaden bestäms fram till 2035 av land- eller havsbaserad vindkraft. Subventioner kan pressa ned prisnivån, men väderberoende produktion och capture rate under 100 % gör att årsmedelpriset måste ligga över produktionskostnaden. Elpriserna bestäms av balansen mellan utbud och efterfrågan på el och normalt är det priset på den. På kort sikt sätts priserna av det dyraste kraftslaget i drift, från gasturbiner vid pristoppar till vind- och solkraft vid nollpriser som bestämmer prisnivån. I takt med att efterfrågan växer stiger elpriserna till dess att en ökad efterfrågan möts av ny elproduktion.

Modellanalyserna indikerar generellt stigande årsmedelpriser till 2035 (från 2024 års nivå), med högre nivåer i högelscenariot och en konvergens mellan svenska elområden tack vare ny stamnätskapacitet och placering av ny elproduktion där den är mest lönsam samt att efterfrågetillväxten främst förväntas ske i norra Sverige. Prisvariabiliteten väntas öka både uppåt och nedåt, driven av mer väderberoende kraft men dämpad av ökad efterfrågefleksibilitet och energilagring. I ett europeiskt perspektiv kommer priserna jämnas ut mellan regioner bland annat genom nätutbyggnad och investeringar i ny elproduktion främst i underskottsområden. Handeln med el får stor betydelse, med export vid överskott och import vid effektbrist. Nettohandeln mellan Sverige och våra grannländer visar på stora skillnader mellan de olika scenarierna och mellan olika modellgrupper. En viktig utgångspunkt här är att det elsystem som finns 2035 är väl avpassat för den efterfrågan som då antas finnas, d.v.s. 185 respektive 250 TWh. Både i modellernas värld och i verkligheten kan även mindre obalanser få stor påverkan på elpriset. Någon närmare analys av vilka elpriser som kan förväntas vid obalanser har endast undantagsvis gjorts.

4.1 HUR ELPRISET BESTÄMS

För att ge en djupare förståelse för hur elpriser som redovisas i rapporten är framtagna och kan tolkas ges här en kort bakgrund. Utgångspunkten i modelleringen är att simulera de framtida elpriserna så som det bildas på den europeiska elmarknaden i dagsläget. För att förstå vad vi här menar med elpris är två begrepp centrala; kortsiktig och långsiktig marginalkostnad.

4.1.1 Prisbildningen på elmarknaden

Enligt ekonomisk teori och under antagandet om perfekt konkurrens och fullständig information bestäms elpriset av den *kortsiktiga marginalkostnaden*. Kortsiktig marginalkostnad består av rörlig kostnad för den dyraste produktionsenheten i drift, alternativt av elanvändarnas betalningsvilja för elen i det fall det är elanvändare som väljer att avstå från att köpa el benämns det

”bristkostnader”. Priset på el bestäms således av rörlig produktionskostnad, marginella överföringsförluster samt bristkostnader. Om det inte skulle uppstå balans mellan utbud och efterfrågan på spotmarknaden kommer elpriset bestämmas administrativt. Nivån är inte känd i förväg men baserat på tidigare erfarenheter skulle priset kunna hamna på ca 50 kr/kWh. Att elpriset ska nå den nivån torde även i framtiden, med en knappare effektbalans, vara väldigt sällsynt. Priset på el bestäms således av rörlig produktionskostnad, marginella överföringsförluster samt bristkostnader.

I det nordiska elsystemet med en stor andel reglerbar vattenkraft är också begreppet ”vattenvärde” centralt för prisbildningen på el. Oftast kan vatten lagras i magasin och användas vid ett senare tillfälle och det är det förväntade framtida elpriset som bestämmer vad ägarna minst vill ha betalt för att producera. Så även om den rörliga produktionskostnaden är låg värderas vattnet i magasinen till vad man skulle kunna få betalt vid ett senare tillfälle.

Långsiktig marginalkostnad avser kostnaderna för att bygga nya elproduktionsanläggningar inklusive nätanslutningar och i vissa fall andra nätförstärkningar.

4.1.2 Dynamiken i prisbildningen

I ett elsystem i perfekt balans mellan utbud och efterfrågan kommer summan av de kortsiktiga marginalkostnaderna över tid, dvs det genomsnittliga elpriset (exkl skatter och avgifter), vara precis så högt att det ger kostnadstäckning för de investeringar som krävs för att möta en växande efterfrågan eller för att ersätta äldre produktionsanläggningar som inte längre är lönsamma. Om de genomsnittliga priserna är lägre kommer dyrare anläggningar användas mer eller perioder med bristkostnader öka och priserna stiger till dess nya anläggningar byggs. På motsvarande sätt om nya anläggningar byggs utan att efterfrågan växer eller existerande anläggningar läggs ner kommer priserna sjunka tills balans åter uppnås.

4.1.3 Prisbildningen i optimeringsmodellerna

Det är precis detta optimala elsystem som modellgrupperna i Nepp-projektet försöker efterlikna. Hur man löser uppgiften praktiskt skiljer mellan grupperna. Tre av grupperna gör det genom att använda två olika typer av modeller, en optimeringsmodell och en s.k. dispatchmodell, vilka körs parallellt. Den fjärde gruppen (Chalmers) gör hela beräkningen i en optimeringsmodell.

Optimeringsmodellens uppgift är att räkna fram det ekonomiskt mest optimala framtida energisystemet givet de förutsättningar som ges medan dispatchmodeller är konstruerade för att räkna fram elpriset timme för timme utifrån rörliga produktionskostnader, vattenvärde och bristkostnader. Eftersom dispatchmodellerna har en betydligt mer begränsad uppgift kan den utformas mer detaljerad för de uppgifter den ska lösa. Genom att låta dispatchmodellen testa de

framtida energisystem som optimeringsmodellen räknat fram kan systemet "kalibreras" så att systemet verkligen klarar att leverera el under årets alla timmar. Exempel på kalibreringar som görs är att addera priskänslighet på efterfrågesidan eller att tillföra systemet "reservkraft" i form av gasturbiner.

Det går således inte att förvänta sig en perfekt samstämmighet eller spårbarhet mellan olika elpriser som presenteras. Olika modeller har olika styrkor och svagheter. En viktig utgångspunkt är dock att priserna ska spegla både den kortsiktiga och den långsiktiga marginalkostnaden i systemet och att dessa ska sammanfalla i ett system i jämvikt.

Eventuella avvikelser beror på tillfälliga obalanser, exempelvis genom att utgångsläget för beräkningarna innebär ett system i obalans eller för att olika typer av "störningar" inträffar. Det kan exempelvis vara statliga subventioner eller att stora produktions- eller efterfrågeenheter ansluts under kort tid. När de priser som modellen genererar tolkas är det därför värdefullt att fråga sig om dessa priser är ett resultat av en jämviktsituation eller om det beror på obalanser som optimeringsmodellen ännu inte har hunnit kompensera för. Efter hand når modellerna ett nytt jämviktsläge med för ett visst modellår kan modellernas priser spegla en obalanssituation.

Den kortsiktiga prisbildningen på elmarknaden är relativt känslig för balansen mellan utbud och efterfrågan och det gäller både i modellvärlden och i verkligheten. Elpriserna kommer således i verkligheten att variera kraftigt över tid och vad elpriserna faktiskt blir 2035 går inte att säga med någon närmare precision. För att skapa underlag för långsiktiga investeringsbeslut är därför möjligheten för investerare på utbudssidan och på efterfrågesidan att ingå långsiktiga prissäkringsavtal med varandra central.¹⁹

En viktig aspekt att ha med sig när resultaten från analyserna tolkas är också att det inte finns någon osäkerhet i modellens värld. I modellerna är alla beslut ekonomiskt rationella och baseras på perfekt kunskap om framtiden. En annan aspekt är att väderdata (vind, solinstrålning och nederbörd som hamnar i vattenmagasinen) baseras på normalårsvärden. De investeringar som optimeringsmodellerna räknar fram är alltså optimerade för en normalårssituation eller, som i Chalmers fall, två specifika väderår. Två förklaringar finns till detta metodval. Det ena är att beräkningar som gjorts med flera väderår inte ger så stor skillnad i utfallet men är desto mer resurskrävande. Den andra förklaringen är att det kan antas att företagen som investerar på elmarknaden gör det baserat på antaganden om elpriserna under relativt normala förhållanden.

Sammanfattningsvis kan man säga att modellerna simulerar priserna på dagen före marknaden ett normalt väderår i ett system som är i jämvikt eller åtminstone strävar efter jämvikt. I väderårsanalysen i kapitel 6 diskuteras även elpriser för

¹⁹ Elmarknaden 2035. En spaning mot framtiden. NEPP:S RAPPORT, SEPTEMBER 2025

andra väderår men då beräknat med utgångspunkt från ett system som är dimensionerat för ett specifikt väderår, typiskt ett normalår som nämnts ovan.

4.2 VAD BESTÄMMER ELPRISERNA 2035

Det som typiskt bestämmer de genomsnittliga elpriserna för år 2035 i lågelscenariot är kostnaderna för ny landbaserad vindkraft. I högelscenariot är behovet av ny kraft så stort att landbaserad vindkraft fullt ut inte räcker till utan ofta behövs också en del havsbaserad vindkraft byggas. Denna antas vara dyrare och medför således högre jämviktspris (förutsatt att havsbaserad vindkraft inte subventioneras).

Alla modellgrupper har i princip samma antaganden om investeringskostnader för ny vindkraft men det finns en lång rad andra faktorer som också påverkar utfallet. Bland annat resulterar de olika modellgruppernas analyser – beroende på skillnader i antaganden – i stora skillnader när det gäller flexibiliteten i den framtida vätgasproduktionen, investeringar i elpannor och värmelager inom fjärrvärmesystemen och förutsättningar för import och export. Dessa skillnader påverkar elprisets volatilitet och påverkar direkt lönsamheten för vindkraftsinvesteringar. En indikation på hur vindkraft påverkas av elprisets volatilitet ges av begreppet "Capture Rate" och diskuteras närmare i avsnitt 5.1.1.

Det är således kostnaderna för ny vindkraft som utgör riktvärdet för det genomsnittliga elpriset över året i ett elsystem i jämvikt. Det som fram till 2035 bestämmer de kortsiktiga marginalkostnaderna är fortfarande ofta fossileldade kraftverk i Europa, även om en succesiv övergång till förnybara bränslen förväntas ske under perioden, inte minst pga successivt ökade priser på koldioxid inom ramen för det europeiska handelssystemet (EU ETS). Prisbildningen sker genom ett nära samarbete mellan de olika europeiska elbörserna där hela Norden samplaneras med hela det synkrona europeiska elsystemet timme för timme. Förutsatt att det inte finns flaskhalsar i näten bestäms priset av den dyraste produktionsanläggning i drift.

Förnybar/fossil termisk kraft i gasturbiner sätter mycket höga priser under en begränsad del av året. Termisk kondenskraft med högre verkningsgrader (naturgas) har betydelse för elprisbildningen något längre ner i priskurvan, även om den totala mängden elproduktion av det slaget kan vara liten runt 2035. Vattenvärde, kraftvärme (förnybar och fossil), mottryck avgör prisnivån ännu längre ner på kurvan. De lägsta priserna (nollpriser eller till och med negativa priser) uppstår då tillgången till väderberoende elproduktion är så stor att den rörliga kostnaden i vindkraftverk och solceller sätter priset. Var på priskurvan elpriset hamnar bestäms i hög grad av elanvändarnas möjlighet att flytta elanvändning från högpristimmar till lågpristimmar, exempelvis med flexibla värmepumpar, flexibel vätgasproduktion och flexibel elanvändning för uppvärmning i fjärrvärmesystemen. Se vidare kapitel 6 om efterfrågeflexibilitet.

Variabiliteten i priskurvan bestäms således av många faktorer, både sådant som vi själva kan påverka och sådant som händer i vår omvärld. Sammanfattningsvis kan man uttrycka det som att graden av variabilitet i elpris bestäms av två "motriktade krafter"; dels den växande andelen väderberoende elproduktion (som accentuerar variabiliteten), dels den växande andelen efterfrågefleksibilitet, energilager och handel (som dämpar variabiliteten).

Den växande andelen flexibilitet i elsystemet jämnar ut prisbilden över tid men även över rum, det vill säga mellan regioner och länder (utnyttjningsgraden av elöverföringarna ökar).

4.3 UTVECKLINGEN AV ELPRISERNA I DE MODELLERADE SCENARIERNA

I modellerna byggs elproduktion ut så länge den sista enheten som tillkommer är lönsam och omvänt är elpriset det elpris som krävs för att den sista anläggningen som "behövs" ska vara lönsam. Modellresultaten skiljer sig delvis åt både vad avser elprinsnivå och vad avser prisskillnader mellan olika elområden. Dock pekar alla analysresultaten på stigande årsmedelpriser jämfört med årssnittet 2024, vilket är särskilt tydligt i högelscenariot.

I norra Sverige hamnar årsmedelpriserna i spannet 50–75 euro per MWh och i södra Sverige i spannet 55–70 euro per MWh. Det är inte helt enkelt att relatera dessa priser till dagens priser eftersom detta prisspann baseras på normalårsliknande förhållanden och dessutom på ett system i jämvikt.

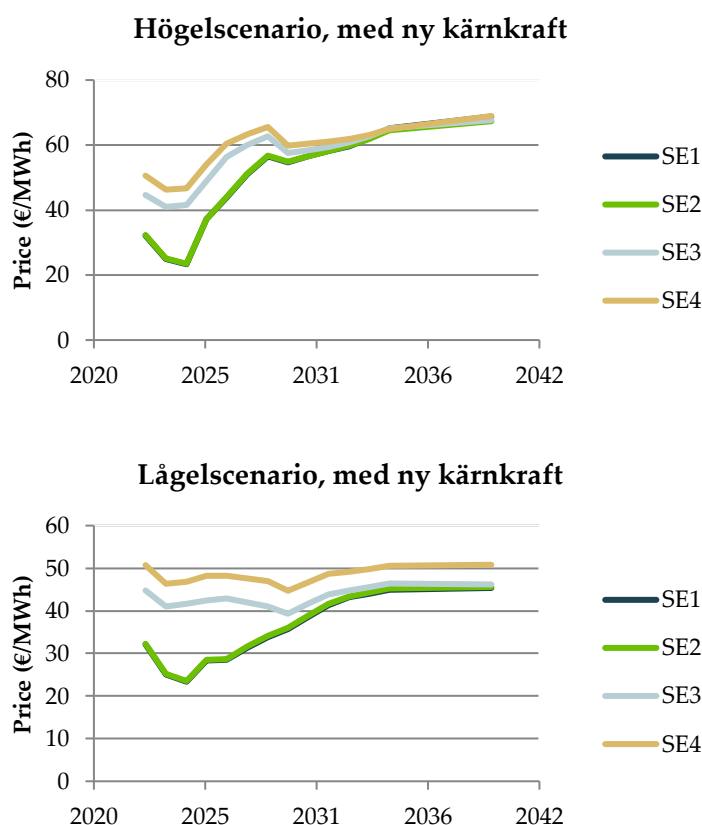
Även i lågelscenariot kommer det svenska elsystemet att behöva byggas ut vilket gör att elprinsnivån hamnar i nivå med den långsiktiga marginalkostnaden. Trots att det i de båda scenarierna är landbaserad vindkraft som står för merparten av utbyggnaden blir priserna 5–20 euro per MWh lägre i lågelscenariot. Förklaringarna till de lägre priserna är lite olika i de olika modellerna. En förklaring till de högre priserna i högelscenariot är att den mycket omfattande elektrifieringen kräver investeringar även i sämre vindlägen på land och dessutom investeringar i havsbaserad vindkraft. I lågelscenariot kan denna dyrare produktion undvikas.

Generellt närmar sig priserna i de fyra elområdena varandra. En av modellerna visar i princip samma priser i hela landet, andra på differentierade priser med lägre i norra Sverige, medan någon modell får de högsta priserna i SE1. Orsaken till att priserna konvergerar är att en stor del av efterfrågetillväxten antas hamna i norra Sverige och att ny stamnätskapacitet mellan norr och söder tillkommer. Modellerna placerar också ny elproduktion i det elområde där den är mest lönsam över hela livscykeln, i den mån detta är möjligt, vilket har en utjämnande effekt.

Sammantaget kan sägas att lokaliseringen av de nya industrierna, placeringen av ny elproduktion och investeringar i nya överföringsförbindelser har stor betydelse för elprisutvecklingen i olika elområden. Detta understryker samtidigt svårigheten

att ange framtida elpriser, eftersom de påverkas av en rad faktorer som är osäkra och beroende av varandra.

Figur 13 är ett exempel på modellresultat av elprisutvecklingen från Quantified Carbon och som avser hög- och lågelscenarierna där ny kärnkraft antas vara på plats efter 2035. Bilden visar en utveckling från en situation med ett utbudsöverskott på elproduktion till en situation med jämvikt fram till 2035. Priserna stiger snabbt för att möta den snabba inhemska efterfrågetillväxten. I första hand klaras inhemska efterfrågeökning i detta scenario genom att Sveriges export till våra grannländer minskar men det sker också nyinvesteringar i vindkraft. I högelscenariot konvergerar elpriserna i hela Sverige på nivån 65 €/MWh till 2035. I lågelscenariot landar priserna på nivån 45 €/MWh samtliga elprisområden med undantag för södra Sverige där priserna hamnar på 50 €/MWh.



Figur 13 Exempel på elprisutveckling från QCs modellresultat för scenarierna högel och lågel med ny kärnkraft

4.4 VARIABILITETEN I ELPRISET

Variabiliteten i elpriset eller volatiliteten i elpriset som det ofta kallas har stor betydelse för utvecklingen av energisystemet. Trots att vi ofta talar om hur de

genomsnittliga elpriserna påverkar lönsamheten för olika investeringar, är variabiliteten i elpriserna minst lika viktig för utvecklingen både på utbudssidan och på efterfrågesidan. Resultaten från modellanalyserna skiljer sig delvis åt, men alla resultaten pekar på ökad variabilitet i priserna både uppåt och nedåt.

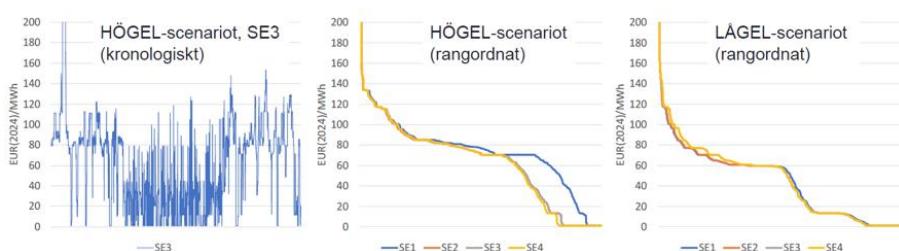
Även utbyggnaden av överföringsförbindelser tenderar att leda till att prisvariabiliteten dämpas, även om det kan leda till att områden som tidigare hade relativt stabila priser kan uppleva större prissvängningar.

Att simulera prisbildningen när det är riktigt höga elpriser är extra utmanande för elmarknadsmodellerna. Dessa situationer uppstår relativt sällan och det är svårt att bedöma hur elanvändare kommer att reagera på dessa priser, det vill säga det är svårt att bedöma "bristkostnaderna". Möjligheterna och viljan hos elanvändarna att minska sin elanvändning beror också på hur länge bristsituationen varar. Flera av modellgrupperna lägger till kapacitet i form av gasturbiner utöver de kapaciteter som optimeringsmodellerna föreslår. Till detta kommer att optimeringsmodellerna generellt simulerar normala väderår. Sammantaget leder detta till att prisvolatiliteten som presenteras i figur 14 underskattar såväl pristopparnas storlek och utsträckning i tiden som bottnarnas nivå, då modellerna inte klarar att hantera negativa elpriser.

Värt att notera är att vissa av modellerna får till resultat att det kommer att finnas ett stort antal timmar år 2035 med priser i spannet 50–80 euro per MWh, d.v.s. priser i nivå med genomsnittligt elpris.

Elpriser, 2035

Profu

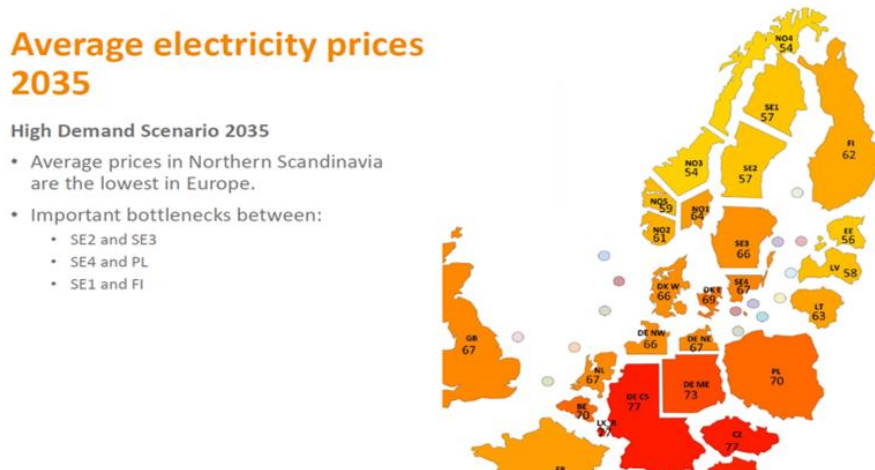


Figur 14 Timvis beräknade elpriser i SE3 från januari till december i Högefallet (vänster bild). Beräknade elpriser i respektive elområde rangordnade efter fallande storlek under året (högra bilderna) Elprisutveckling - Exempel på modellresultat Profu.

4.5 ELPRISUTVECKLINGEN I EUROPA

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, se figur 15, 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.

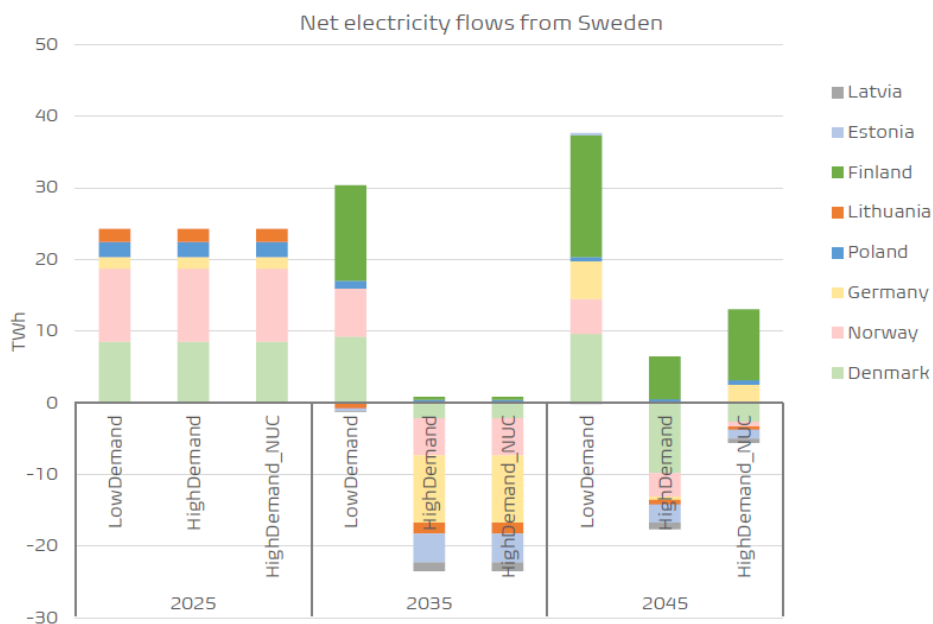


Figur 15 Elprisutveckling i Europa - Exempel på modellresultat (Ea Energianalyse)

4.6 HUR UTVECKLAS DEN SVENSKA EXPORTEN OCH IMPORTEN AV EL?

En av de största skillnaderna mellan de två scenarierna gäller utvecklingen av nettohandeln, dvs all export under året minus all import under året. I lågelscenariot 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 en kraftigt 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 högelscenariot är elhandeln relativt balanserad eller så uppstår enligt vissa modellresultat ett handelsunderskott, se figur 16 hämtad från modelleringen gjord av Ea Energianalyse. 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 under vissa enstaka timmar drivet av skillnader i elpriset, vilket kan jämföras med som mest 3 GW 2024.



Figur 16 Sveriges elsystem präglas av omfattande utbyten med framför allt Finland, Tyskland, Danmark och Norge, medan handeln med Polen, Litauen och Lettland är mer begränsad. När efterfrågan ökar skiftar dock riktningen, och Sverige går från nettoexport till nettoimport gentemot bland annat Danmark, Norge och Tyskland. Med en kärnkraftsexpansion från 2045 behåller Sverige ändå rollen som en samlad nettoexportör. Källa Ea energianalyse.

5 Förutsättningar för de olika kraftslagen

I korthet: Fram till 2035 väntas landbaserad vindkraft stå för den största ökningen av ny elproduktion i Sverige, med en ökning enligt modellresultaten i spannet 10–80 TWh (jämfört med 2024) beroende på scenario och modellverktyg. Skillnaderna förklaras av antaganden om utbyggnadspotential, kostnader och efterfrågeutveckling, där havsbaserad vindkraft ofta fungerar som komplement när landbaserad utbyggnad begränsas. Vindkraftens intjäningsförmåga, mätt som capture rate (CR), påverkas negativt av hög samvariation och begränsad styrbarhet, men kan förbättras genom efterfrågefleksibilitet, energilager, nätutbyggnad och teknikutveckling. Solel antas kunna växa utan resursbegränsningar och når i modellerna 8–20 TWh 2035, men har utmaningar med låg CR till följd av samproduktion och negativa priser, vilket delvis kan motverkas av batterilagring.

Vattenkraftens roll blir att balansera variationer i vindkraften genom större flexibilitet i drift, även om miljöåtgärder och ökat slitage kan påverka. Befintlig kärnkraft väntas få relativt oförändrade utnyttjningstider, men kan dra nytta av flexibilitet och stabila priser via lagring och efterfrågestyrning. Kraftvärmens i fjärrvärmesektorn pressas av minskad värmeefterfrågan, höga bränslepriser och konkurrens från värmepumpar, vilket kan leda till signifikant kapacitetsminskning. Sammantaget visar analyserna att en balanserad mix av kraftslag och åtgärder för flexibilitet är avgörande för att möta efterfrågan och hålla elpriser och leveranssäkerhet på stabil nivå.

I detta kapitel redogör vi för de olika modellgruppernas beräkningsresultat för elproduktionens utveckling till 2035. Utgångspunkten är de två scenarierna för efterfrågans utveckling, högelscenariot respektive lågelscenariot (som namnet till trots innebär en tydlig efterfrågeökning jämfört med idag men inte alls i samma omfattning som i högelscenariot). Det finns en rad skillnader mellan modellgruppernas modellansatser som naturligtvis också påverkar beräkningsresultaten.

En viktig förutsättning för modellresultaten som presenteras i detta kapitel är att de bygger på normalårsförhållanden eller på ett specifikt väderår. Analysresultat som bygger på variationer mellan olika väderår och deras betydelse för elsystemet berörs i kapitel 7 i denna rapport.

I resterande del av detta kapitel redogörs för analysresultaten för de olika kraftslagen var för sig. Avsnittet inleds med vindkraft, som förväntas spela en central roll i utbyggnaden av eltillförseln under det kommande decenniet.

5.1 VINDKRAFT

Landbaserad vindkraft är det kraftslag som enligt modellanalyserna bidrar mest till ny kraftproduktion fram till 2035. Beroende på scenario och modellverktyg handlar det om en tillkommande elproduktion på mellan 10–80 TWh utöver det som producerades under 2024, se Figur (till vänster). Den lägre delen av spannet förklaras med att en efterfrågeökning som följer lågelscenariot till 2035 täcks med det rådande produktionsöverskottet på drygt 30 TWh (2024), som därmed minskar, och en måttlig produktionsökning i landbaserad vindkraft. Här skiljer det sig dock något mellan modellgrupperna. För samma scenario, men med andra modellverktyg, erhålls också en större produktionsökning i landbaserad vindkraft till 2035 vilket medför att det rådande produktionsöverskottet mer eller mindre kvarstår. Det som avgör är hur de komparativa fördelarna för ny och befintlig elproduktion ser ut i de olika modellerade regionerna (detta är beräkningsantaganden som kan skilja sig mellan modellverktygen).

I andra änden av utfallsrummet växer den landbaserade vindkraften med nästan 80 TWh till 2035 (utöver produktionen 2024) vilket skulle motsvara en årlig produktionsökning på 7-8 TWh under perioden 2025–2035. Det är väsentligt mer än det som i genomsnitt har byggts under den gångna perioden av samman längd, 2014–2024 (ca 3 TWh per år i genomsnitt), men ungefär i samma storleksordning som under 2020-2023 då vindkraftsutbyggnaden gick historiskt snabbt. Utmaningen växer ytterligare om man betänker att det under det första halvåret 2025 inte har noterats några nya turbinbeställningar bland vindkraftsföretagen i Sverige.²⁰ Det har också under de senaste åren visat sig allt svårare att få igenom nya tillstånd till parker som planeras och lämnas in ansökningar för²¹.

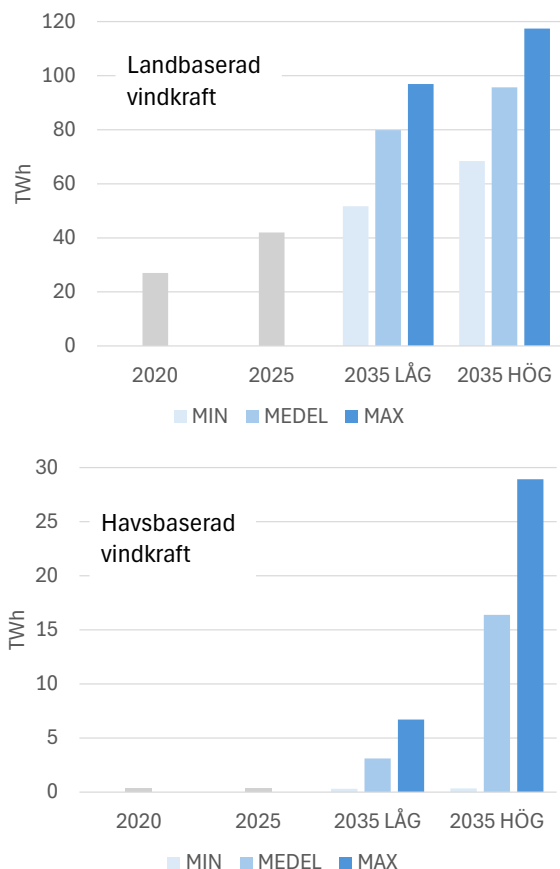
De olika modellverktygen skiljer sig från varandra med avseende på begränsningar i utbyggnadspotential och utbyggnadstakt. I vissa fall finns inga sådana begränsningar, vilket därmed möjliggör en mycket omfattande och snabb utbyggnad om det är lönsamt, medan det i andra fall finns sådana utbyggnadsbegränsningar av olika slag vilka därmed potentiellt kan bli styrande för modellresultatet.

Även när det gäller havsbaserad vindkraft föreligger skillnader i beräkningsföresättningar mellan modellverktygen med avseende på potential och kostnader. Generellt antas havsbaserad vindkraft vara dyrare än landbaserad vindkraft och byggs därför framför allt ut om utbyggnaden för landbaserad vindkraft begränsas av någon anledning eller om utbyggnaden på land är så pass stor att modellverktyget tvingas ta de allra dyraste vindlägena i anspråk (generellt antas kostnaden öka ju mer som byggs ut för ett givet år, till följd av att sämre vindlägen tas i anspråk). I högelscenariot landar utbyggnaden för havsbaserad vindkraft på i genomsnitt drygt 15 TWh (se Figur, till höger) till 2035 men det finns även modellverktyg som landar på noll. Det sistnämnda är samma modellverktyg som genererar den högsta siffran för landbaserad vindkraft. Det finns alltså en viss

²⁰ Green Power Sweden (2025), "Statistik och prognos för vindkraftsutbyggnaden, andra kvartalet 2025"

²¹ Westander (2025). "Statistik om landbaserad vindkraft 2014-2024. Samråd, ansökningar, beslut och avslagsanledningar". 2025-05-09.

”utbytbarhet” mellan investeringar i landbaserad vindkraft och havsbaserad vindkraft och som i olika grad beskrivs av de olika modellverktygen.



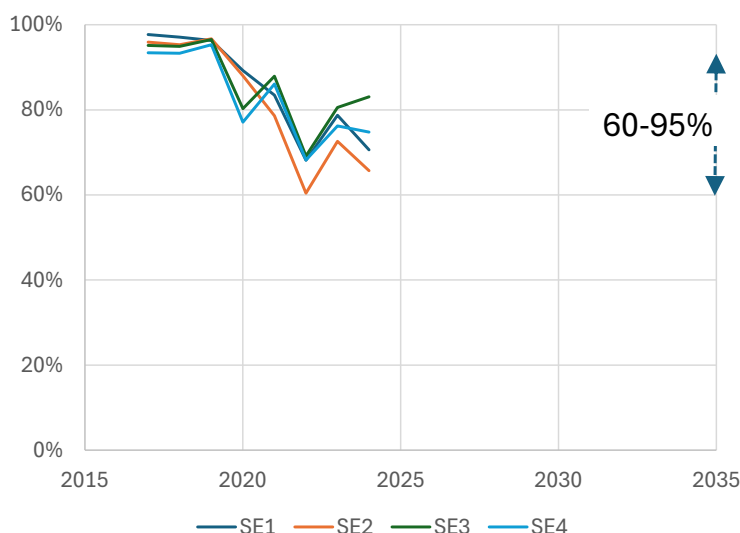
Figur17: Elproduktion från landbaserad vindkraft respektive havsbaserad vindkraft enligt de olika modellanalyserna (maximalt respektive minimalt utfall samt medelvärde beräknat över samtliga utfall för respektive vindkraftsslag och scenario).

5.1.1 Vindkraftens intjäningsförmåga

Det talas relativt ofta om de olika kraftslagens ”intjäningsförmåga” eller ”capture rate” (CR) på engelska. Det är ett mått som beskriver hur det årliga genomsnittliga elpriset som ett givet kraftslag erhåller förhåller sig till det årliga aritmetiska genomsnittet (tidsmedelvärdet) för elpriset. För de planerbara kraftslagen är CR genomgående större än 1 medan det omvända gäller för de väderberoende kraftslagen. Det förklaras av att de planerbara kraftslagen är mer anpassningsbara till elpriset och kan förskjuta sin produktion mot perioder med relativt sett högre elpriser medan de väderberoende kraftslagen inte besitter samma prisflexibilitet.

CR är en indikator bland flera och kan inte direkt kopplas till ett kraftslags lönsamhet då även kostnadssidan måste vägas in. De väderberoende kraftslagen, framför allt solel och landbaserad vindkraft, är oftast väsentligt billigare än exempelvis planerbara termiska kraftverk och har därför en klart större tålighet mot lägre elpriser. Med det sagt, redogör vi för beräkningsutfallet avseende CR för 2035 tillsammans med den historiska utvecklingen mellan 2017 och 2024 i figur 18.

Utfallsrummet för beräkningarna omfattar samtliga modellverktyg och elområden och berör endast landbaserad vindkraft. Skillnaden är relativt stor mellan modellgrupperna där vissa modeller hamnar på en CR relativt nära 100% medan andra landar runt 60% vilket motsvarar den lägsta historiska nivån så här långt i SE2 (som har den största produktionsvolymen vindkraft i landet).



Figur18: "Capture rate" (CR) mellan åren 2017-2024 (Källa: Nordpool) och beräknade värden för 2035 för de olika modellgrupperna.

Faktorer som påverkar CR nedåt för ett kraftslag är graden av "kannibalisering", det vill säga hur mycket som finns installerat av samma kraftslag med liknande produktionsmönster och hur stor samvariationen är. En stor produktionsvolym av landbaserad vindkraft i ett relativt litet geografiskt område ger en hög grad av samvariation och därmed förutsättningar för en låg CR. Begränsad styrbarhet för ett kraftslag är också en faktor som trycker ner CR vilket är typiskt för de väderberoende kraftslagen. En ökad mängd vindkraft i elmixen kommer alltså att leda till minskningar i CR, allt annat lika.

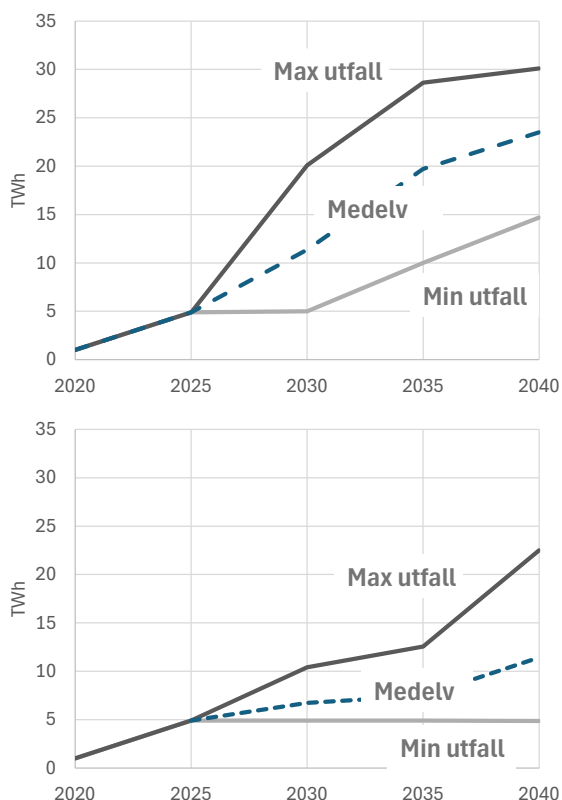
Men samtidigt som andelen vindkraft växer sker även andra förändringar i elsystemet som håller emot och kan förbättra CR även för de väderberoende kraftslagen. Genomslaget för efterfrågefleksibilitet och energilager verkar utjämnade på elpriset och bidrar därmed till en positiv effekt på CR. Detsamma gäller en ökad överföringskapacitet mellan regioner och elområden. Även teknikutveckling och en förskjutning mot fler lågvindsturbiner, som producerar relativt sett mer under perioder med lägre vindhastigheter, leder till en positiv effekt på CR för hela vindkraftsparken.

Sist men inte minst, har antaganden avseende vilka möjligheter vattenkraften har att förändra sitt produktionssätt och anpassa det till variationer i vindkraften, viss betydelse. Ju mer vattenkraften kan anpassa sin produktion till vindkraftens varierande produktion desto mer positivt inverkar det på vindkraftens CR. På

längre sikt kan även vätgaslager komma att fungera som variabilitetsdämpande för vindkraften och därmed bidra till en positiv effekt på vindkraftens CR. De olika modellgrupperna gör i sina modellverktyg olika antaganden för alla dessa faktorer och parametrar vilket därmed också förklarar den relativt stora skillnaden i vindkraftens beräknade CR år 2035.

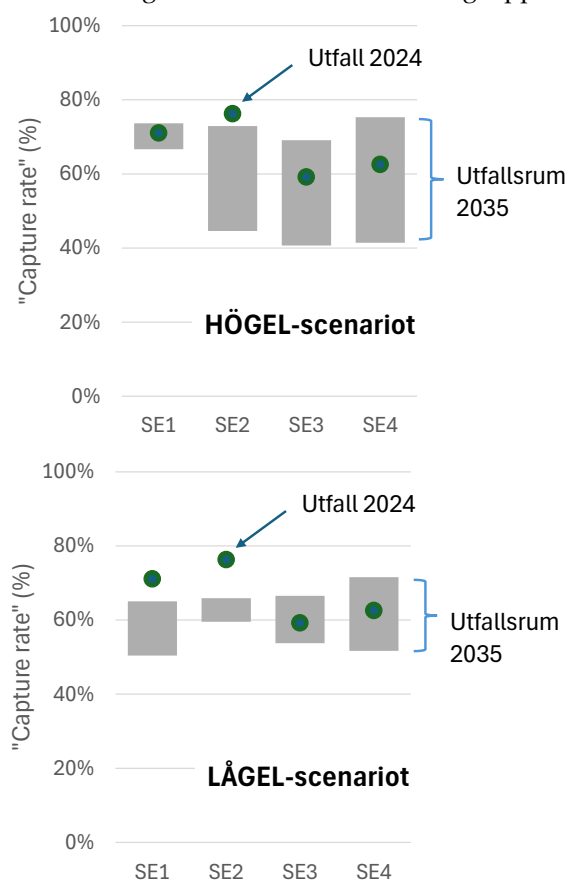
5.2 SOLEL

Solel är ett kraftslag som i modellanalyserna antas kunna växa utan begränsningar, förutsatt att investeringarna är lönsamma. Resursen är i praktiken "oändlig" och ledtiderna för byggnation antas vara mycket korta. I de flesta modellresultaten växer också solel över tid mot 2035 men inte i samma skala som till exempel landbaserad vindkraft. Genomsnittet för de fyra modellgrupperna är ca 20 TWh i högelscenariot och ca 8 TWh i lågelscenariot till 2035, se figur 19. Även när det gäller beskrivningen av solel finns skillnader mellan modellgrupperna, bland annat med avseende på olika klasser (tak, mark, orientering, lutning) och i vilken utsträckning stödsystem omfattas (skattereduktion för grön teknik) samt huruvida en undviken energiskatt på egenförbrukad el och undvikna rörliga elnätskostnader bidrar till lönsamheten eller ej.



Figur 19: Elproduktion från solel enligt de olika modellanalyserna (maximalt respektive minimalt utfall respektive medelvärde beräknat över samtliga utfall för HÖGEL-scenariot till vänster och LÅGEL-scenariot till höger).

På samma sätt som för vindkraften i föregående avsnitt kan man ur modellberäkningarna utläsa intjäningsförmågan, det vill säga CR ("capture rate"). Solel drabbas särskilt hårt av en minskad CR dels eftersom utbyggnaden är omfattande (inte minst i länder som Tyskland där de energipolitiska målen är mycket ambitiösa gällande sole), dels är samvariationen mycket stor i Nordeuropa (lite förenklat är det dagsljus samtidigt). Detta kan man också se på utfallet från modellberäkningarna som indikerar en CR på 40–70% beroende på modellansats i högelscenariot och 50-70% i lågelscenariot. De två utfallen är inte helt jämförbara eftersom ett av modellverktygen inte har utnyttjats för analys av lågelscenariot. Däremot kan man baserat på de övriga modellverktygens resultat inte säga något entydigt om huruvida CR är högre eller lägre beroende på scenario i just detta fall. Solelens CR och i förlängning lönsamhet beror i mycket stor utsträckning på penetrationen av olika batterilösningar. Och även här skiljer sig både förutsättningar och beräkningsresultat åt mellan modellgrupperna.



Figur 20 "Capture rate" ("intjäningsförmåga"; CR) för solelsinstallationer, per elområde, i modellanalyserna för 2035 (utfallsrum som omfattar de olika modellresultaten) samt faktiskt utfall för 2024 (Källa: Nordpool).

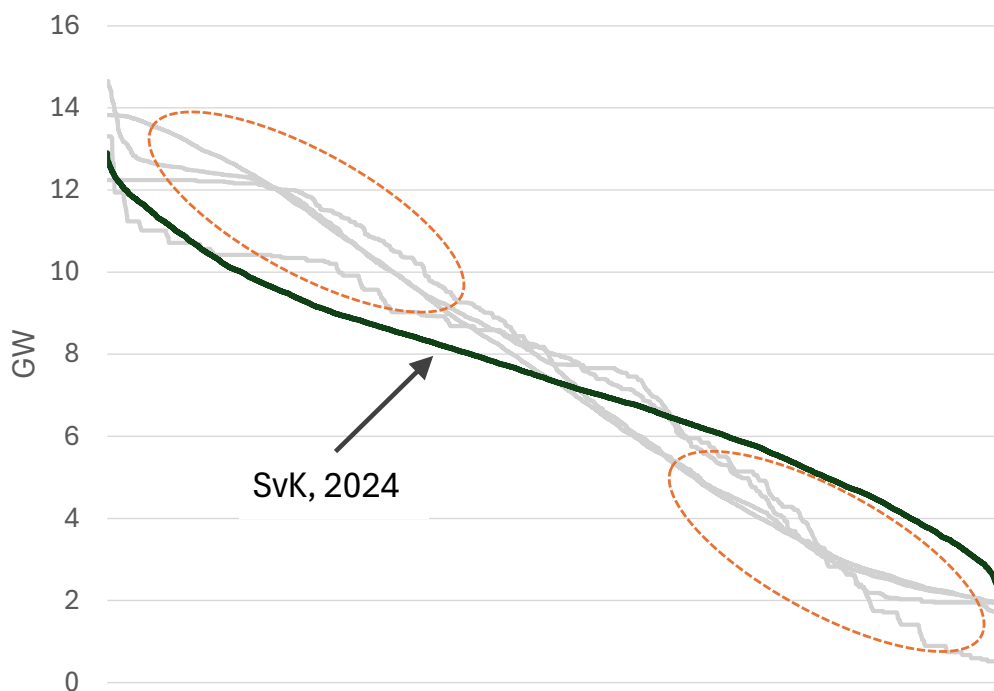
Inga av modellverktygen förmår att återskapa negativa elpriser. Dessa förekommer som bekant redan idag och mycket talar för att förekomsten av negativa elpriser blir ett inslag även i framtiden. Omfattningen på detta kommer väsentligt att styras av balansen mellan fortsatt utbyggnad av väderberoende elproduktion och framväxten av efterfrågefleksibilitet och energilagring, samt utformningen av olika stödsystem och elhandelskontrakt på elmarknaden. Även

nyttjandegrad och utbyggnad av överföringsförbindelser kan ha en effekt på förekomsten av negativa elpriser. Negativa elpriser påverkar också CR för olika kraftslag och i synnerhet de väderberoende kraftslagen.

5.3 VATTENKRAFT

Vattenkraften har en nyckelroll i att hantera den ökande graden av variationer i det framtida elsystemet. Beskrivningen av vattenkraften i de olika modellverktygen skiljer sig en del och samtliga modellverktyg beaktar på olika sätt begränsningar i rampning (dvs kraftverken kan inte fritt öka eller minska sin produktion hur snabbt eller hur mycket som helst) med mera. Detta till trots finns i modellbeskrivningarna en hel del potential kvar med avseende på ett flexiblere körsätt för vattenkraftverken vilket också visar sig i modellresultaten.

Modellresultaten från samtliga grupper indikerar ett förändrat produktionssätt för den samlade svenska vattenkraften jämfört med det historiska utfallet, se figur 21. Förändringen för vattenkraftens del handlar om att den oftare körs på högre effektnivå (markerat med en orangefärgad ellips i övre vänstra hörnet i figuren) och oftare på lägre effektnivå (markerat med en orangefärgad ellips i nedre högra hörnet). Dessutom förekommer längre sammanhängande perioder med såväl hög produktionseffekt som relativt låg produktionseffekt. Detta beror på en ökad anpassning av vattenkraften till vindkraftens variationer som typiskt varierar över flera dygn med antingen god eller sämre tillgång till vind.



Figur 21 Beräknad varaktighet för den svenska vattenkraftsproduktionen under helåret 2035 rangordnad efter fallande storlek (den årliga produktionen är ungefär densamma för samtliga modellgruppers utfall och varierar inom 62-67 TWh). Modellberäkningarna baseras på "normalårsförhållanden" medan det faktiska utfallet för 2024 är hämtat från SvKS statistik (och motsvarar drygt 64 TWh i årsproduktion).

I en forskningsstudie utförd på Chalmers görs bedömningen, baserad på en detaljerad vattenkraftsmodellering, att svensk vattenkraft har en uthållighet på hög produktionseffekt (mellan 77% och 96% av den installerade kapaciteten) på ungefär en vecka.²² Modellgruppernas resultat indikerar att den resulterande fortvarigheten på hög produktionseffekt (definierad här som minst 90% av maxeffekten) generellt sett klart understiger en vecka. I något enstaka extremfall uppgår fortvarigheten till mer än en vecka. Om man inkluderar andra väderår i analysen kan bilden se annorlunda ut.

Även om jämförelsen med det historiska utfallet, som är baserat på faktiska data, och utfallet för 2035, som är baserat på modellberäkningar, kan halta något så har vi i tidigare studier kunnat se att modellverktygen tämligen väl förmår att återge historiska utfall. Det finns med andra ord inslag av reella strukturella förändringar och inte bara förändringar som har med det faktum att göra att det i ena fallet handlar om verkliga data och i andra fallet om modellberäkningar.

Ett förändrat körsätt kan leda till ökat slitage om det handlar om ökad drift inom till exempel låglastområden samt snabbare och mer omfattande rampningar med stigande driftskostnader som följd. Liknande produktionsmönster som vi redogör för här har också forskningsprojektet HÅVEN kommit fram till där fokus är på de förändrade förutsättningarna för vattenkraften med avseende på klimatförändringar, miljöanpassningsåtgärder och elsystemets utveckling.²³

Vattenkraftens förmåga att hantera den ökande graden av variationer i det framtida elsystemet är i första hand inte en fråga om teknisk utveckling eller förändrade körsätt. I stället är det i hög grad utfallet av de omprövningsprocesser som genomförs enligt den nationella planen för moderna miljövillkor. Den nationella planen syftar till att säkerställa att vattenkraften får moderna miljövillkor, vilket innebär att miljöanpassningar genomförs för att uppnå största möjliga nytta för vattenmiljön samtidigt som en nationellt effektiv tillgång till vattenkraftsel bibehålls. Hur dessa miljöanpassningar utformas och genomförs, samt vilka avvägningar som görs mellan miljöhänsyn och elsystemets behov, kommer därmed att ha en direkt och betydande påverkan på vattenkraftens möjligheter att bidra med reglerförmåga och flexibilitet i ett elsystem med ökande andel väderberoende elproduktion²⁴.

5.4 KÄRNKRAFT

Fram till 2035 antas genomgående i denna studie att ny kärnkraft inte finns på plats i elsystemet. I modellberäkningarna är ny kärnkraft därför tillgängligt först efter 2035 i de scenarier där vi antar att detta är möjligt.

²² Ek H. med fl. (2025), "Through energy droughts: Hydropower's ability to sustain a high output", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*", 214.

²³ Energiforsk (2025), "Hållbar vattenkraft i framtidens energisystem", slutrapport från HÅVEN-projektet.

²⁴ <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2023/slutrapport-20230926-nap-vattenkraft.pdf>

För den befintliga kärnkraften i Sverige, det vill säga sex reaktorer på sammanlagt 6,9 GW, är frågan om förändrad produktion och förändrade utnyttjningstider intressant att titta närmare på i takt med att andelen förnybar elproduktion ökar i elsystemet fram till 2035. Med ökande andelar förnybar elproduktion ökar även variabiliteten och därmed perioder med mycket låga, eller till och med negativa, priser, allt annat lika. För kärnkraft och annan planerbar elproduktion med rörliga kostnader kan detta bli extra utmanande eftersom utnyttjningstiderna²⁵, och därmed perioden med intäkter, kan komma att minska i framtiden. Kärnkraft har dock generellt mycket låga rörliga kostnader, typiskt omkring 100 SEK/MWh, vilket gör att tåligheten mot låga elpriser är förhållandevis stor jämfört med annan termisk elproduktion där de rörliga kostnaderna kan vara väsentligt högre. I modellanalyserna blir också effekten på utnyttjningstiderna för befintlig kärnkraft begränsade. Det skiljer sig något mellan modellverktygen men sammanlagt indikerar analyserna att det handlar om i storleksordningen som mest 5% i minskade utnyttjningstider under perioden från idag fram till 2035. För lågelfallet är dock effekten något större, som mest knappt 10% i minskad utnyttjningstid för kärnkraftsflottan som helhet. En högre elanvändning har alltså, föga förvånande, en positiv effekt på drifttider och utnyttjningstider. Det finns även modellberäkningar i modellgruppen som inte indikerar någon förändring alls i utnyttjningstid fram till 2035.

De senaste åren (2022–2023) har utnyttjningstiden för den samlade svenska kärnkraften legat på 6700–7200 timmar, det vill säga 76–82% tillgänglighetsfaktor. För enskilda reaktorer kan den siffran vara både högre och lägre. I modellberäkningarna antas typiskt runt 7500 timmar som den övre gränsen för utnyttjningstid för den samlade befintliga kärnkraftsflottan. Det finns också skillnader mellan modellgrupperna i hur man modellerar reglerbarheten i kärnkraftverk (och andra termiska kraftverk). I vissa fall beskrivs driften av reaktorerna som given på förhand ("must-run") och i andra fall är driften ett modellresultat baserat på bland annat ett antal driftparametrar inklusive reglerbarhet.

Rent generellt kan man säga att ju flexiblere produktionssätt som antas (det vill säga man har få eller inga reglarmässiga begränsningar) i modellbeskrivningen desto lägre blir utnyttjningstiderna, allt annat lika, eftersom kärnkraftverken då kan anpassa driften till den timvisa elprisvariationen. Däremot blir intjäningen (det under året erhållna genomsnittliga elpriset) högre. Så fort de rörliga kostnaderna understiger elpriset reglerar man ner eller stänger av anläggningen för att några timmar senare starta, eller reglera, upp igen. I verkligheten är kärnkraftverk relativt svårreglerade, åtminstone utanför ett visst driftintervall, och man kör även (eventuellt på lägre effekt) om de rörliga kostnaderna överstiger elpriserna under en viss period.

²⁵ Utnyttjningstiden definieras som den tid som den installerade kapaciteten kräver för att producera en årlig mängd el, det vill säga årlig elproduktion dividerat med den installerade kapaciteten. Bör ej förväxlas med drifttid som anger den totala tiden som ett kraftverk eller en kraftverksflotta är i drift.

Planerbar produktionseffekt som är relativt svårreglerad och där kärnkraftverk kanske är det mest framträdande exemplet tjänar, liksom väderberoende elproduktion, på en ökad volym av efterfrågefleksibilitet och energilagring. Dessa bidrar till en utjämnad effekt på elpriset och därför också, ur ett produktionsperspektiv, till att minska risken för mycket låga (eller negativa) elpriser. Det senare är positivt för kärnkraftens årliga utnyttjning.

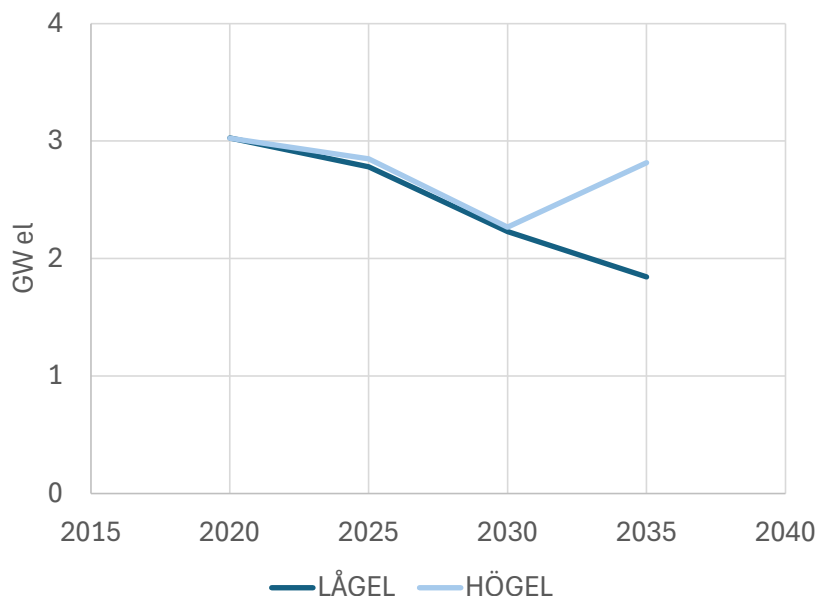
5.5 KRAFTVÄRME (I FJÄRRVÄRMESEKTORN)

Modellbeskrivningen avseende kraftvärme i fjärrvärmesystemen skiljer sig i relativt hög grad mellan de olika modellverktygen. Någon modell gör exogena antaganden om tillgänglig kapacitet och beskriver kraftvärmeanläggningar som ett energislag som ur ett elsystemperspektiv alltid matar in el på nätet under specificerade tidsperioder (som då sammanfaller med uppvärmningssäsongen) medan andra modellverktyg beräknar såväl framtida investeringar som drift i kraftvärmeverk som ett resultat av skeenden på både elmarknaden och värmemarknaden. I det senare fallet indikerar modellanalyserna att utsikterna för kraftvärme i det svenska energisystemet utmanas av en ökad konkurrens på värmemarknaden där fjärrvärme i viss utsträckning får ge vika för allt effektivare värmepumpar och olika typer av värmeeffektiviseringsåtgärder. Ett varmare klimat bidrar till utmaningen men gäller samtliga uppvärmningsalternativ. Effekten av ett varmare klimat är dock liten i ett 2035-perspektiv.

En av de viktigaste förklaringarna till den utmanande situationen för fjärrvärme och kraftvärme är den ökande konkurrensen om skogsråvaran. Biobränslen utgör idag den viktigaste resursen för fjärrvärme och med en ökad efterfrågan på bioråvara för transportändamål och för tillverkning av climateffektiva material pekar modellanalyserna på kraftigt ökande priser på skogsbränslen. Det medför dels att fjärrvärmerna blir dyrare och att efterfrågan därmed sjunker, dels att fjärrvärmens produktionsmix förändras i och med att incitamenten för att utnyttja el och olika spillvärmeresurser ökar. Potentialen för fjärrvärmesektorn att bidra med elproduktion minskar alltså genom två olika drivkrafter, dels en sjunkande efterfrågan på fjärrvärme, dels en förskjutning i produktionsmixen mot produktionsslag som inte samtidigt producerar el utan i viss mån konsumerar el.

De senaste åren har fjärrvärmesektorn höjt sina priser rejält på grund av framför allt kraftigt ökande priser på skogsbränslen. Det har i första hand varit ett resultat av en förändrad marknadsbalans i spåren av Rysslands invasion av Ukraina och inte ett resultat av ökad efterfrågan för exempelvis drivmedelsproduktion. Men det senare är en faktor som kommer att öka i betydelse som ett resultat av EU:s långtgående inblandningskrav av förnybara drivmedel inom sjöfart och flyg mot 2050. Den slutliga effekten på efterfrågan på svensk skogsråvara påverkas även av utsikterna för alternativa drivmedel såsom vätgas och e-bränslen, som inte direkt utnyttjar biobränslen, samt möjligheter till import av olika slag av förnybara drivmedel.

I figur 22 redovisas utvecklingen för den installerade effekten i svenska kraftvärmeverk (inom fjärrvärmesektorn) i de två huvudscenarierna. I bägge fall kan man skönja en nedåtgående trend även om den viker upp mellan 2030 och 2035 i högefallet.



Figur 22 Beräknad installerad produktionskapacitet i svenska kraftvärmeverk inom fjärrvärmesektorn (Källa: TIMES-NORDIC-beräkningar).

Sedan de föreliggande modellanalyserna genomfördes har en serie uppdaterade modellanalyser i samarbete med Energimyndigheten tillkommit där samma modellverktyg användes som här.²⁶ I dessa analyser är bilden tydligt mörkare för kraftvärmens där även utpräglade högelscenarier utmärks av en signifikant nedgång i kraftvärmekapacitet över tid. Till 2035 ligger den installerade kapaciteten där på under 1,5 GW, det vill säga omkring en halvering av dagens kapacitet. Till viss del har det med ett antagande om förlorad elkapacitet i bio-CCS-anläggningar att göra, något som egentligen styrs av processval. Men den effekten är ganska liten till 2035. Den viktigaste orsaken är istället de ambitiösa och långtgående inblandningskraven inom sjöfart och flyg som får omfattande konsekvenser för priset på skogsbränslen och därmed fjärrvärmens och kraftvärmens långsiktiga konkurrenskraft. Konkurrensen om den svenska skogsråvaran antas inte vara lika skarp i de modellanalyser som presenteras i Figur 22.

Det är viktigt att understryka att de här redovisade modellresultaten för kraftvärme baseras på en analys av kraftvärmens bidrag till energi- och elbalansen på det nationella planet. Ytterligare nyttor som tillförs till det lokala elnätet, till försörjningssäkerhet och beredskap eller till elsystemstabilitet och stödtjänster

²⁶ Energimyndigheten 2025, "Scenarier över Sveriges energisystem - Vägar till ett energisystem med nettonollutsläpp 2050".

värderas inte här. Är värdet av dessa nyttor tillräckligt högt så bör kraftvärme även i framtiden kunna hävda sig i det svenska energisystemet, antingen på egna meriter eller genom stöd om samtliga nyttor inte premieras explicit.

5.6 LEDTIDER FÖR UTBYGGNADEN

De scenarier som presenteras i denna rapport visar hur elproduktionen behöver utvecklas till 2035 för att möta efterfrågan. För att bedöma genomförbarheten av scenarierna krävs kunskap om ledtider för olika kraftslag och om de är förenliga med den planerade utbyggnaden. I modellanalyserna beaktas ledtidsbegränsningar på så sätt att utbygganden av ett visst kraftslag inte kan ske hur snabbt som helst, åtminstone under det kommande decenniet. Dessa modellmässiga begränsningar bygger dock på relativt enkla och grova skattningar. I syfte att fördjupa kunskapen kring ledtider har en mer grundlig genomgång av denna viktiga faktor gjorts inom Nepp,²⁷ se sammanfattningen i Tabell 1. Underlaget bygger på branschstatistik och rapporter men är inte heltäckande. Ledtiderna varierar kraftigt mellan olika kraftslag, men även inom ett och samma kraftslag. För flera tekniker är dataunderlaget bristfälligt. Ny kärnkraft har inte

Tabell 1 Ledtider i år för olika elproduktionsslag och andra komponenter i det svenska elsystemet. Staplarna i kolumnen längst till höger anger spann för uppskattade ledtider. Inkluderats eftersom det inte är aktuellt till 2035.

	Planering	Tillstånd	Etablering	Totalt	0 10 20
Kraftvärme	1–2	1–3	1–2,5	3–7,5	
Vind landbaserad	1–4	3,5–9,5	3–5	7,5–18,5	
Vind havsbaserad	1,5–2	9–11	3–4,5	13,5–17,5	
Solceller på mark	N/A	N/A	N/A	1–1,5	
Gasturbiner	N/A	N/A	N/A	3,5–10	
Vätgaslager	N/A	N/A	5	9–12	
Elnät	0–4	0,5–2	2–6	7–15	

Ledtiderna bygger på erfarenheter från tidigare projekt och speglar inte nödvändigtvis förutsättningarna idag och fram till 2035. Faktorer som lokalisering och marktillgång påverkar, liksom lokalt motstånd som ofta förlänger processerna för t.ex. landbaserad vindkraft. Solkraft har däremot goda möjligheter att etableras snabbt, då den är i ett tidigt skede av sin expansion.

I Nepps scenarier har ledtider och beviljandegrad vägts mot behovet av ny kapacitet i en kvalitativ bedömning. Resultaten (Tabell) visar en preliminär bedömning av genomförbarheten: rött = mycket osäkert, gult = osäkert, grönt =

²⁷ Detta avsnitt sammanfattar Nepps resultatblad 6/2025, som kan laddas ned från hemsidan.

relativt realistiskt. Nepp-scenarierna omfattar även kraftslag som ännu saknar underlag, som effekthöjd vattenkraft och solceller på tak. I dessa fall har en uppskattning gjorts.

Tabell 2 Installerad effekt (GW) av olika kraftslag enligt Nepps HÖGEL- samt LÅGEL-scenarier, samt bedömning av genomförbarhet (grön = realistisk, gul = osäker, röd = mycket osäker).

	2020	NEPP HÖGEL			NEPP LÅGEL		
		2025	2030	2035	2025	2030	2035
Vattenkraft	16,7	16,7	17,2	18,2	16,7	17,2	18,2
Befintlig kärnkraft	7,7	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9
Kraftvärme	2,0	2,9	2,3	2,9	2,8	2,2	1,8
Industri mottryck	0,9	0,9	0,8	0,8	0,9	0,7	0,7
Gasturbiner	1,7	2,2	6,1	8,9	1,5	4,7	4,5
Vind landbaserad	10,8	17,5	22,5	34,1	17,5	22,5	31,4
Vind havsbaserad	0,1	0,1	2,1	3,4	0,1	0,5	0,5
Solceller på mark	0,3	2,0	12,9	18,9	2,0	4,5	5,5
Solceller på tak	1,0	4,0	6,0	7,0	4,0	6,0	7,0

Land- och havsbaserad vindkraft bedöms osäker, särskilt i HÖGEL-scenariot, på grund av långa ledtider, låg beviljandegrad och regeringens avslag på 13 havsbaserade projekt 2024 efter Forsvarsmaktens invändningar²⁸. Solkraft har hittills haft korta ledtider, men den höga utbyggnadstakten skapar osäkerhet om den takten kan upprätthållas. Vattenkraftens effekthöjning får en grön-gul bedömning då miljörättsliga omprövningar kan bli hinder. Kraftigt ökad global efterfrågan på gasturbiner gör dessa investeringar utmanande, medan el från kraftvärme bedöms genomförbar då den minskar i scenarierna.

Analysen visar att långa ledtider och osäker tillståndsprövning gör det svårt att nå utbyggnadstakten. Genomförandegraden är låg för landbaserad vindkraft bland annat på grund av kommunalt veto och havsbaserade projekt påverkas av försvars- och miljöskäl. Solkraft har hög beviljandegrad men framtida markanvändningskonflikter skapar risk.

Stora reinvesteringar i tillhörande system, såsom elnät, samt risk för brist på delkomponenter påverkar också ledtiderna. För en fullständig bild av ledtider och genomförbarhet krävs mer kunskap om pågående projekt, deras fasar, behovet av reinvesteringar samt hur globala omvärldsfaktorer påverkar ledtiderna.

²⁸ I dagsläget finns ett antal tillståndsgivna havsbaserade vindkraftsparker, som tillsammans skulle kunna täcka behovet till 2030 enligt HÖGEL-scenariot. Det finns dock stora osäkerheter kring realisering av dessa då inga investeringsbeslut i skrivande stund har tagits.

6 Efterfrågefleksibilitet

I korthet: Till 2035 väntas efterfrågefleksibilitet spela en central roll för att balansera elsystemet, särskilt i ett läge med kraftigt ökad elanvändning och stor andel väderberoende produktion. Fleksibiliteten kan ske över olika tidshorisonter – från korta variationer för stödtjänster, till timvisa neddragningar vid höglast och längre perioder vid höga priser. Potentialen bedöms finnas främst i hushåll med elvärme, elbilar, batterier och i fjärrvärmesystem genom värmepumpar och värmelager samt inom industrin.

Vätgasproduktion pekas ut som en nyckelfaktor för den framtida regleringen, medan avsaknad av sådan flexibilitet ökar behovet av dyr toppplastkapacitet. Fleksibilitet kan också komma från gasturbiner, batteriparker och pumpkraft. Det finns en inbyggd osäkerhet i lönsamheten för olika flexibilitetsresurser genom att de investeringar som krävs för att tillgängliggöra resursen kan dämpa prisvolatiliteten som driver intäkterna.

Konkurrensen om flexibilitet väntas öka, och nätens tariffstruktur blir avgörande för att resurserna ska kunna utnyttjas effektivt. Sammantaget är utvecklingen svår att förutsäga, och graden av flexibilitet som realiserats kommer att vara en viktig politisk och marknadsmässig fråga.

6.1 OLIKA TYPER AV FLEXIBILITET

En snabbt växande efterfrågan på el som möts med en utbyggnad av landbaserad vindkraft betyder att nya resurser för att balansera elsystemet också kommer att behövas. Mycket av den nya flexibilitet som behövs förväntas komma från efterfrågesidan. Vilka dessa möjligheter är och hur de kan förväntas påverka utvecklingen de närmaste 10 åren diskuteras i detta avsnitt. Framför allt behandlas marknadens behov av flexibilitet, d.v.s. punkt två och tre nedan.

Efterfrågan på efterfrågefleksibilitet kan grovt delas upp i tre grupper:

1. Kortvarig ökning eller minskning av elanvändningen som resurs till Svenska kraftnäts stödtjänstmarknad
2. Några timmars neddragning under höglasttid för att klara en regional effektbristsituation.
3. Längre perioder (dygn, veckor, månader) med höga elpriser exempelvis för att balansera ut perioder med lite vind, sol eller vatten.

För både punkt ett och två ovan är det stor skillnad mellan behov som uppstår ofta och regelbundet och situationer som kan förväntas uppstå sällan. I det första fallet kan det vara motiverat att vidta åtgärder som är förenade med större investeringar, exempelvis investeringar i olika typer av energilager. I det senare fallet kan åtgärder som innebär betydande uppostringar för elanvändare bli aktuella, exempelvis sänkt inomhustemperatur i eluppvärmda fastigheter och tillfälliga neddragningar inom industrin.

En flexibel elanvändning kan också innebära att elanvändningen ökar under perioder med överskott på billig elproduktion.

Utöver systemansvaret och marknadens behov tillkommer nätföretagens behov av att styra elanvändningen för att kortsiktigt undvika att delar av elnäten överbelastas och långsiktigt för att reducera behoven av investeringar.

6.2 STOR OSÄKERHET OM UTVECKLINGEN DE NÄRMASTE TIO ÅREN

När vi tittar närmare på de modellberäkningar och antaganden som ligger bakom resultaten från de fyra modellgrupperna som varit engagerade i 2035 projektet, framgår betydande skillnader och osäkerhet i hur man ser på utvecklingen de kommande tio åren. En viktig skillnad gäller förutsättningarna i att investera i stora vätgaslager och stora värmelager inom fjärrvärmenäten. Skillnaden i bedömning mellan modellgrupperna motsvarar en flexibilitet på upp mot 12 GWh/h flexibel elanvändning som dessutom har en lång uthållighet. En annan skillnad gäller förutsättningarna för den typen av efterfrågefleksibilitet som karaktäriseras av att elanvändningen är priskänslig och "försvinner" när elpriserna blir tillräckligt höga (load cutting). En av modellgrupperna räknar med att det finns ca 3²⁹ GWh/h elanvändning som är priskänslig och "försvinner" vid elpriser på drygt 10 kr/kWh (1000 €/MWh). Priskänsligheten antas finnas i alla sektorer i samhället. Övriga modellgrupper har valt att lösa kapacitetsproblemet modelltekniskt genom att införa en "utökad effektreserv" som bjuds in till marknaden vid prisnivån 5–15 kr/kWh³⁰.

6.3 EFTERFRÅGEFLEXIBILITET UTJÄMNAR DYGNSVARIATIONER OCH "FRIGÖR" REGLERBAR VATTENKRAFT

Både volatila spotpriser och nya effekttarifferna till säkringskunder kommer att ge ökade incitament till styrning av elanvändningen som leder till en utjämning av effektuttaget över dygnet. Speciellt den stora potential till flexibilitet som finns hos hushåll med elvärme, elbilar och hemmabatteri kommer att utnyttjas till "load shifting" och det kommer inte behöva så stora prisskillnader för att aktivera resurserna när styr- och kommunikationssystemen väl är på plats. Utifrån ett systemperspektiv leder det till att reglerbar vattenkraft kan utnyttjas till att balansera ut vindkraften i stället för att utjämna dygnsvariationer.

Beräkningarna visar att ca 2 GWh/h elanvändning kommer att kunna flyttas inom dygnet till relativt låga kostnader år 2035. Vissa av modellgrupperna räknar också med att det sker stora investeringar i värmelager och värmepumpar inom fjärrvärmen, vilket bedöms leda till att värmeproduktion med el på mellan 2,5- 2,9 GWh/h blir flexibel³¹. Detta ska ställas i relation till behovet av dygnsreglering som normalt är ca 4 GWh/h.

²⁹ Egentligen antas en "load cutting" potential på ytterligare 3 GWh redan vid prisnivån 50 öre/kWh. Det bero på att den del av vätgasindustrin som inte har tillgång till lager antas sluta att producera vätgas vid den prisnivån.

³⁰ Det är värt att notera att det med nuvarande lagstiftning inte är tillåtet att bjuda in resurser från effektreserven på spotmarknaden. I verkligheten kommer elpriserna nå takpriset på spotmarknaden (minst 45 kr/kWh) innan en effektreserv aktiveras.

³¹ Värmelager kan också bli aktuellt för flerdygnsvariationer, men då sannolikt efter år 2035.

6.4 KONKURRENSEN OM EFTERFRÅGEFLEXIBILITET ÖKAR

Med flera intäktskällor (volatila priser på spotmarknaden och på intradagmarknaden, effektkomponenter i nättariffen eller villkorade nättariffer, samt kapacitetsintäkter från stödtjänstmarknader och effektreserven) kommer optimeringen av de flexibla resurserna ske "bakom mätaren". Utfallet av den optimeringen kommer inte alltid att vara till spotmarknadens fördel. Samtidigt innebär fler intäktskällor att intresset för att investera i flexibilitet ökar.

Nättariffernas utformning är särskilt viktigt för att flexibilitet inte i onödan ska bli "instängd i näten" eller för att näten inte ska påverkas på ett ogynnsamt sätt när flexibiliteten aktiveras. Valet mellan att ge långsiktiga styrsignaler (exempelvis effekttariffer) jämfört med att arbeta med dynamiska prissignaler som speglar det aktuella driftsituationen (exempelvis villkorade avtal) är emellertid inte självklart.

6.5 FLEXIBILITET I VÄTGASPRODUKTIONEN EN NYCKELFRÅGA

En stor del av den ökning i efterfrågan på el som förväntas kommer att gå till produktion av vätgas genom elektrolys. Av den fördubbling av elanvändning till industrin som SKGS indikerar kan komma fram till 2035 svarar vätgasproduktion för vidareförädling till elektrobränslen och grönt stål för två tredjedelar (45 TWh av 65 TWh)³².

En nyckelfråga är om dessa företag kommer att välja att investera i en överkapacitet i elektrolysörer och i lager för att därigenom kunna dra nytta av de volatila elpriserna som förväntas. För att få en känsla för storheter så innebär en helt flexibel vätgasproduktion dvs en situation då elanvändning till vätgasproduktion kan variera i spannet 0 – 9 GWh/h beroende på elprisnivå, en flexibilitet på samma nivå som hela den svenska vattenkraften. Om det motsatt gäller, ingen flexibilitet i vätgasproduktion, ökar i stället behovet av topplastkapacitet med ca 6 GWh/h, d.v.s. nästan lika mycket som hela den nuvarande industrins behov.

6.6 VÄRMELAGER OCH ÖKAD ELANVÄNDNING I FJÄRRVÄRME-PRODUKTION

I dag är den maximala elanvändningen i värmepumpar och elpannor i fjärrvärmenäten ca 1,6 GWh/h (installerad effekt). Genom investeringar i värmelager skapas förutsättningar för att kunna använda dessa resurser flexibelt. Enligt en av modellgrupperna finns det dessutom förutsättningar för att investera i nya värmepumpar och elpannor motsvarande ca 1,3 GW eleffekt. Sammantaget skulle investeringar i värmelager och ny elanvändning innebära en ökad flexibilitet på totalt ca 2,9 GWh/h el.

Värmelager kan också ge utrymme för fortsatt hög elproduktion i kraftvärme-verken när det är riktigt kallt och värmebehovet är stort. En begränsande faktor för utvecklingen är att ökad värmeproduktion med el kan försämra förutsättningarna för kraftvärmeproduktion. Att ersätta 2 GWh/h värme producerat med kraftvärme

³² Industrins elbehov till 2035-en kartläggning till 2035, SKGS maj 2025.

med 2 GWh/h värme producerad med värmepump innebär en försämring av kraftbalansen med ca 1,5 GWh/h. Om det finns värmelager som kan ersätta värmeproduktion från värmepumparna när elpriset är högt blir försämringen av kraftbalansen ändå ca 1 GWh/h.

6.7 EFTERFRÅGEFLEXIBILITET BEHÖVER KOMPLETTERAS MED ANDRA FLEXIBLA RESURSER

En grundläggande svårighet är att många av de resurser i form av efterfrågefleksibilitet, energilager eller topplastproduktion som kommer att behövas i elsystemet kräver investeringar och det som driver dessa investeringar är risken/möjligheten till volatila elpriser. Samtidigt innebär stora investeringar i flexibilitet att volatiliteten i priserna dämpas. Utvecklingen är svårbedömd och investeringsrisken därmed betydande. Det gäller särskilt för de resurser som behövs sällan. För resurser som kommer att användas ofta och som inte kräver så stora prisskillnader för att generera intäkter är risken lägre. Det gäller exempelvis för olika typer av energilager.

Som komplement till efterfrågefleksibilitet finns möjligheten för aktörerna att exempelvis investera i gasturbiner, stora batteriparker och pumpkraftverk. Gasturbiner är billiga att bygga (ca 500 kr/kW/år), men dyra att köra om fossilfria bränslen används (ca 3 kr/kWh³³), dessutom måste priserna i praktiken vara högre än 3 kr/kWh ganska många timmar för att investeringen ska vara lönsam. För att tjäna in de fasta kostnaderna på 500 kr/kW/år behövs det exempelvis 50 timmar med priser på 13 kr/kWh. Dessa dyra timmar är det betalningsvilja för el som bestämmer priset, så utan efterfrågefleksibilitet fungerar inte elmarknaden.

Ett förslag som ibland framförs är att reserver i form av gasturbiner ska upphandlas centralt av exempelvis Svenska Kraftnät och användas när det är särskilt besvärliga förhållanden. Med nuvarande ellagstiftning är det emellertid inte tillåtet att använda sådana resurser på ett sätt som påverkar elpriset, vilket i praktiken betyder att resurserna främst kan användas som ett alternativ till tvångsmässig bortkoppling av elanvändare och som resurser för nätföretagen i händelse av störningar på näten. Reglerna har kommit till för att det inte ska uppstå någon tveksamhet till att det är elanvändarnas ansvar att skydda sig mot höga elpriser genom fastprisavtal med en elleverantör, genom att planera för egen flexibilitet eller att acceptera att det periodvis kan bli väldigt dyrt. Detta är en grundläggande princip bakom den nuvarande elmarknadsmodellen.

6.8 LÖNSAMHETEN I INVESTERINGAR I FLEXIBILITET ÄR SVÅRBEDÖMD

En grundläggande svårighet är att många av de resurser i form av efterfrågefleksibilitet, energilager eller topplastproduktion som kommer att behövas i elsystemet kräver investeringar och det som driver dessa investeringar är risken/möjligheten till volatila elpriser. Samtidigt innebär stora investeringar i flexibilitet att volatiliteten i priserna dämpas. Utvecklingen är svårbedömd och

³³ Beroende på val av bränsle varierar de rörliga kostnaderna. Närmast av de fossilfria alternativen ligger kanske biogas eller ett flytande biobränsle. Hänsyn måste även tas till möjligheten att lagra bränslet.

investeringsrisken därmed betydande. Det gäller särskilt för de resurser som behövs sällan. För resurser som kommer att användas ofta och som inte kräver så stora prisskillnader för att generera intäkter är risken lägre. Det gäller exempelvis för olika typer av energilager.

Elmarknaden kommer sannolikt lösa uppgiften att skapa balans mellan tillförsel och användning även om vissa samhällsekonomiskt lönsamma investeringar i flexibilitet uteblir och då genom att elen blir tillräckligt dyr för att tillräckligt många ska välja att minska sin elanvändning tillräckligt mycket och tillräckligt länge. Om detta är acceptabelt eller inte är ett politiskt beslut som sannolikt kommer att präglade den energipolitiska diskussionen under många år. Som ett exempel föreslog regeringen i september 2025 högkostnadsskydd mot höga elpriser för hushåll. Högkostnadsskyddet ska gälla om det genomsnittliga spotpriset på el under en månad överstiger 1,5 kr/kWh inom ett elområde.

Ett sätt att säkerställa att det finns önskvärd flexibilitet och reserver på elmarknaden är att införa en s.k. marknadsomfattande kapacitetsmekanism. Innebörden är att staten övertar ansvaret för att det finns tillräckligt med elproduktionskapacitet och/eller efterfrågefleksibilitet för att möta högt ställda krav på leveranssäkerhet. Svårigheten med en sådan mekanism är bland annat att den är administrativt krävande och att det är svårt att införa regler som behandlar olika typer av produktionsresurser eller flexibilitet på ett rättvist sätt.

7 Årliga vädervariationers inverkan på energi- och effekttillräckligheten

I korthet: Analyserna visar att det svenska elsystemet år 2035 behöver utformas med tillräcklig förmåga för att kunna hantera variationerna i temperatur, vind- och vattentillgång som väderårsstatistiken visar kan uppstå. Dessa variationer påverkar både effekttillgången och den långsiktiga (veckor och längre) energibalansen inom ett år, vilket ställer krav på flexibilitet, reservkapacitet och förmåga att importera och exportera el. Korta, kalla och vindsvaga dygn i det analyserade 2035-systemet kan balanseras kostnadseffektivt med efterfrågeflexibilitet, korttidslager, vattenkraft, handel och även gasturbiner. Veckolånga lågvindsperioder hanteras i det analyserade 2035-systemet främst genom import, priskänslig (eller bränsleflexibel) vätgasproduktion, flexibel elanvändning inom fjärrvärmesektorn och, vid behov, gasturbiner, medan sällsynta säsongslånga energibristlägen kräver mer långsiktig beredskap, exempelvis möjligheten till mer långvarigt reducerad elanvändning och eventuellt gasturbiner med tillräckliga bränslelager.

7.1 INLEDNING OCH ANGREPPSSÄTT

Samtliga fyra modellgrupper, Quantified Carbon (QC), Ea Energianalyse, Chalmers och Profu, har med lite olika metodansatser analyserat olika väderårs inverkan på det framtida elsystemet så som det antas kunna se ut i denna rapport. Detta kan därmed sägas utgöra en robusthetsanalys med avseende på de årliga variationerna i väder (temperatur, vattentillrinning samt tillgång till vind och solinstrålning) och hur detta kan komma att påverka energi- och effekttillräckligheten i det svenska och nordeuropeiska elsystemet. Precis som tidigare i rapporten ligger fokus på 2035. Frågan om energisystemets försörjningstrygghet och robusthet är dock bredare än det som analyseras i detta kapitel (eller på andra håll i rapporten). Det kan handla om geopolitik och att långsiktigt säkra bränsleleveranser eller det kan handla om att hantera större störningar eller avbrott i systemet. Sådana faktorer berörs alltså inte här. Årliga variationer i väder kan också leda till extrema eller ovanliga "överskottssituationer" på elmarknaden vilket måste hanteras men som vi inte redogör för här. Här väljer vi att lyfta fram situationer och perioder som utmärks av energi- eller effektbrist och som förstärks till följd av årliga variationer i väder.

Metodiskt lutar sig alltså analyserna mot olika energisystemmodeller som i många avseende delar såväl modellupplägg som beräkningsförutsättningar men där även viktiga skillnader föreligger (t.ex. antagen elpriselasticitet, prisgolv/tak för elpriset, tidsupplösning, geografisk och sektoriell systemgräns, metodansats avseende beskrivning av olika väderår med mera) vilket därmed förklarar, stundtals, betydande skillnader i modellresultat. Generellt är de analyserade framtida elsystemen *dimensionerade* med utgångspunkt från ett visst specifikt väderår,

typiskt ett "normalår" eller, som i Chalmers fall, med utgångspunkt från två på varandra följande väderår. Analysen i detta kapitel tar därmed sin utgångspunkt i ett givet system men fokuserar på hur detta system *körs* under en mängd olika väderårsförhållanden.

I detta kapitel, precis som i andra delar av denna rapport, fokuserar vi på det svenska elsystemet. Modellverktygen inkluderar emellertid även grannländerna och utvecklingen där antas se ut på liknande sätt som i Sverige, det vill säga en omfattande elektrifiering och en fortsatt snabb utbyggnad av framför allt väderberoende elproduktion i kombination med en växande andel flexibel elanvändning. Men även här finns skillnader mellan de olika modellverktygen. Det finns en styrka i att ha sådana skillnader eftersom de kan ses som ett symptom på de stora osäkerheter som finns i utvecklingen av olika omvärldsfaktorer och bidrar på så sätt till att spegla ett relevant utfallsrum. Modellskillnader med avseende på grannländernas utveckling innebär att förutsättningarna för grannländerna att exportera el till Sverige under utmanande väderförhållanden kan skilja sig mellan modellansatserna och det får betydelse för beräkningsresultaten. Det påverkar därmed balansen mellan den inhemska kapaciteten att tillhandahålla effekt (både i produktions- och konsumtionsledet) och tillgången till import.

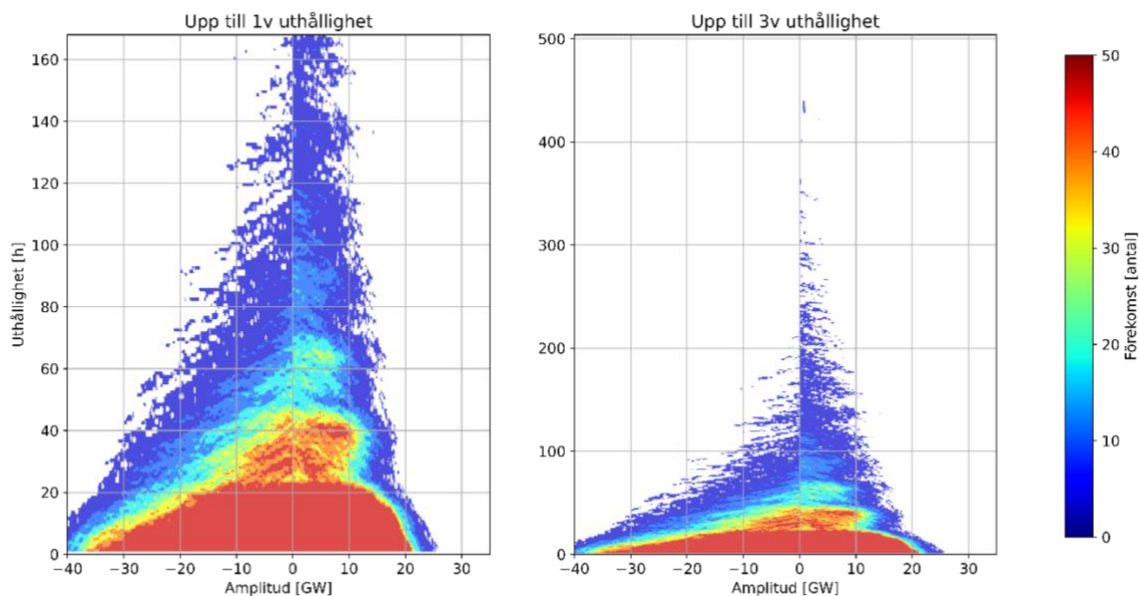
7.2 VARIABILITETENS TRE DIMENSIONER: AMPLITUD, UTHÅLLIGHET OCH FÖREKOMST

Variabilitet i elsystemet karakteriseras av sin amplitud, uthållighet och förekomst. Det är också dessa egenskaper som avgör hur variationerna kan hanteras kostnadseffektivt. En gasturbin med låg investeringskostnad både för effekt och energilagring (läs bränslelager), men höga rörliga kostnader, är till exempel lämplig för att hantera variationer med extrem amplitud eller perioder med längre uthållighet som inträffar sällan. Ett batteri, med låg kostnad för effekt men relativt hög kostnad för energilagring och hög verkningsgrad är istället kostnadseffektivt att använda för variationer med kort uthållighet som förekommer ofta.

Figur 23 baseras på Chalmers modellberäkningar och visar nettolasten för väderåren 1980-2019 i de tre ovan nämnda dimensionerna och för olika skalor (y-axeln) för uthålligheten; det vänstra diagrammet visar 1 vecka (168 timmar) och det högra diagrammet 3 veckor (500 timmar). Nettolasten motsvarar den efterfrågan som inte kan flyttas i tid reducerat med väderberoende elproduktion samma timme. Efterfrågan och väderberoende elproduktion motsvarar här ett svenskt elsystem där transport- och industrisektorerna elektrifierats vilket innebär en årsefterfrågan på el om 260 TWh/år vilken möts av vindkraft (ca 40 GW vilket ger drygt 120 TWh/år) och sol (ca 30 GW vilket ger drygt 30TWh/år) tillsammans med befintlig vattenkraft och kärnkraft. Figur 1a visar att de vanligaste nettolastvariationerna för det analyserade systemet (indikerat med temperaturskalan och täthet på punkter) är under 20 GW (skalan på x-axeln) och pågår ungefär högst 20 timmar (y-axeln). Det förekommer dock nettolasttillfällen på upp till 24 GW för åren 1991-1992 som ligger till grund för beräkningarna och upp till 27 GW om samma nettolast beräknas för 40 väderår. Dessa tillfällen är korta och ovanliga (temperaturskalan). 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 diagrammet till höger med en y-axel motsvarande 3 veckor. Den yttre konturen på nettolastkurvan definierar vad elsystemet behöver klara av. De är extremhändelser som inträffar enstaka tillfällen under den analyserade 40-årsperioden.

Figur 23b visar nettolasten för samma elsystem som i figur 23a men nu med ett rullande medelvärde på 12 timmar för att fånga uthålliga nettolastvariationer av den typen som tyskarna refererar till som "Dunkelflaute" (relativt låg vindkraftsproduktion i kombination med relativt hög elefterfrågan, typiskt under vinterhalvåret). Utmaningen med den här typen av nettolastvariationer är att de har en kombination av amplitud och uthållighet som innebär ett energiunderskott för elsystemet vilket i bilden illustreras av den högra konturen. Två tillfällen kan identifieras som särskilt utmanande; ett tillfälle med ett behov av upp till 7 GW i 300 timmar, alltså ett energiunderskott på 2,1 TWh och ett tillfälle med ett behov på 17 GW i 168 timmar, vilket motsvarar ett energiunderskott på 2,8 TWh. Räknar vi in möjligheten att använda befintlig vattenkraft för att möta nettolasten så kvarstår ett behov på 5,3 GW kapacitet och 0,8 TWh energiunderskott. Eftersom behoven uppstår mycket sällan (i storleksordningen en gång på 40 år) behöver den flexibilitetsåtgärd som hanterar behoven ha mycket låg investeringskostnad och låg kostnad för energilagring. Gasturbiner med bränslelager är därmed ett lämpligt val, där gasturbinkapaciteten också kan användas för att möta de kortvariga tillfällena av effektbrist.



Figur 23 Nettolastprofil för väderår 1980-2019 baserat på Chalmers beräkningar, a) nettolast med upp till en veckas uthållighet, b) nettolast med 12h rullande medelvärde.

I Chalmers modellansats dimensioneras elsystemet baserat på två distinkta väderår, 1991 och 1992. Om detta system utsätts för variationer enligt väderåren 1980-2019 kan man konstatera att systemet måste klara av att täcka en nettolast

som överstiger det som framkommer i dimensioneringsfallet med som mest 3 GW. Detta är viktig information att beakta vid energisystemmodellering där de framtida systemen vanligen dimensioneras med utgångspunkt från ett specifikt väderår (eller, som i Chalmers fall, två på varandra följande år), typiskt ett "normalår". Men där man alltså också måste ha i åtanke att olika väderår kan ha signifikant inverkan på vad systemet måste klara av.

Mer att läsa om Chalmers analyser på detta tema finns i underlagsrapporten bland bilagorna.

7.3 EXEMPEL PÅ VÄDERRELATERADE PERIODER SOM STRESSAR ELSYSTEMET

I detta kapitel beskrivs ett antal väderrelaterade perioder som kan vara särskilt utmanande för den svenska elenergi- och elleffektbalansen i det 2035-system som beskrivs i denna rapport. Analysen baseras på en samlad väderårsanalys över åren 1980-2019. De tre första exemplen har analyserats av QC medan den fjärde exemplet, som även inkluderar otillgänglighet i termiska kraftverk och överföringsförbindelser, har analyserats av Ea Energianalyse.

7.3.1 En mycket kall vinterdag

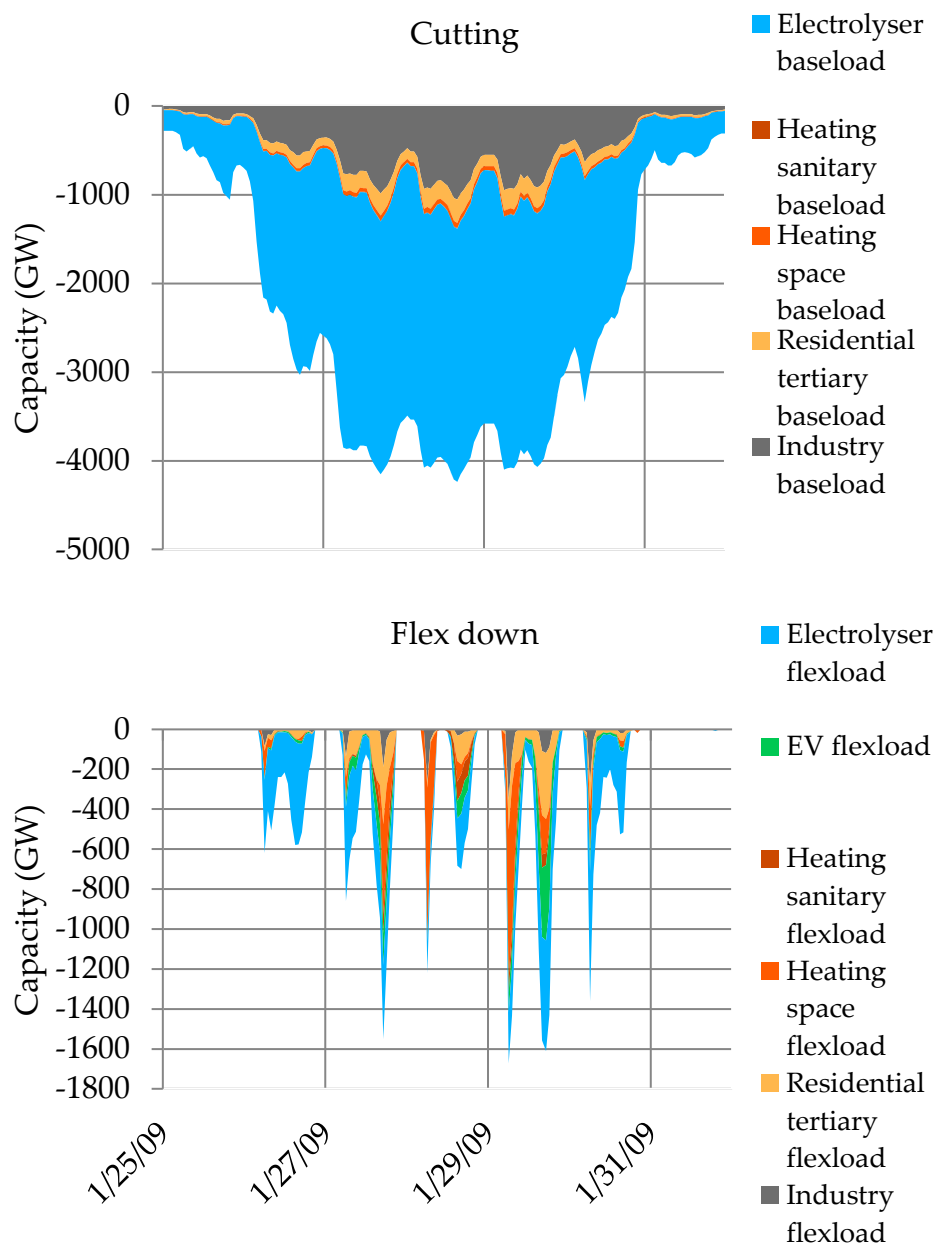
Januari 1985 framträder som en kort, skarp effekttopp - en kall vinterdygnshändelse - där låg vind och hög last kulminerar kring kl. 17 med beräknade elpristoppar nära 1000 €/MWh i hela Sverige med utgångspunkt från det 2035-system som QC har analyserat för högelscenariot. Just därför att varaktigheten är runt ett dygn mobiliseras modellantagen efterfrågefleksibilitet effektivt och flyttar i tid upp till cirka 3 GW last, jämnt fördelat mellan hushåll, elfordon, uppvärmning och industri, medan nedstyrning av priskänslig last dämpar resten. Import och export över dygnet balanserar utan att bli begränsande. Modellresultaten pekar på att dygnslånga väderhändelser lämpar sig för korttidsfleksibilitet snarare än stora nya kapacitetsinvesteringar.

7.3.2 En vecka med låg tillgång till vind

Januari 2009 illustrerar istället en veckolång situation med låg vind i Norden och höga laster på kontinenten. Med utgångspunkt från det analyserade 2035-systemet kör vattenkraften under denna period nära sin maximala kapacitet, den svenska nettoimporten ligger runt 3 GW, och svenska elpriser når upp mot 1000 €/MWh medan priserna i Kontinentaleuropa stannar kring 250 €/MWh.

Resultaten för nedreglering av last ("cutting"; det vill säga "icke-återkommande last") och nedstyrning för efterfrågefleksibilitet för händelsen i januari 2009 visas i Figur 24. Priskänslig last reglerar ned till sammantaget cirka 4 GW under flera dagar; elektrolysörer står för knappt 3 GW av detta eftersom den elpriskänsliga andelen styrs ned vid priser över 50 €/MWh, medan industriell baslast svarar för omkring 1 GW. Korttidsfleksibilitet som kräver lastflytt inom 24 timmar ger däremot begränsad systemnytta när själva händelsen varar en vecka. I ett mer långsiktigt perspektiv än år 2035 så kan vätgaslager bidra med väsentlig

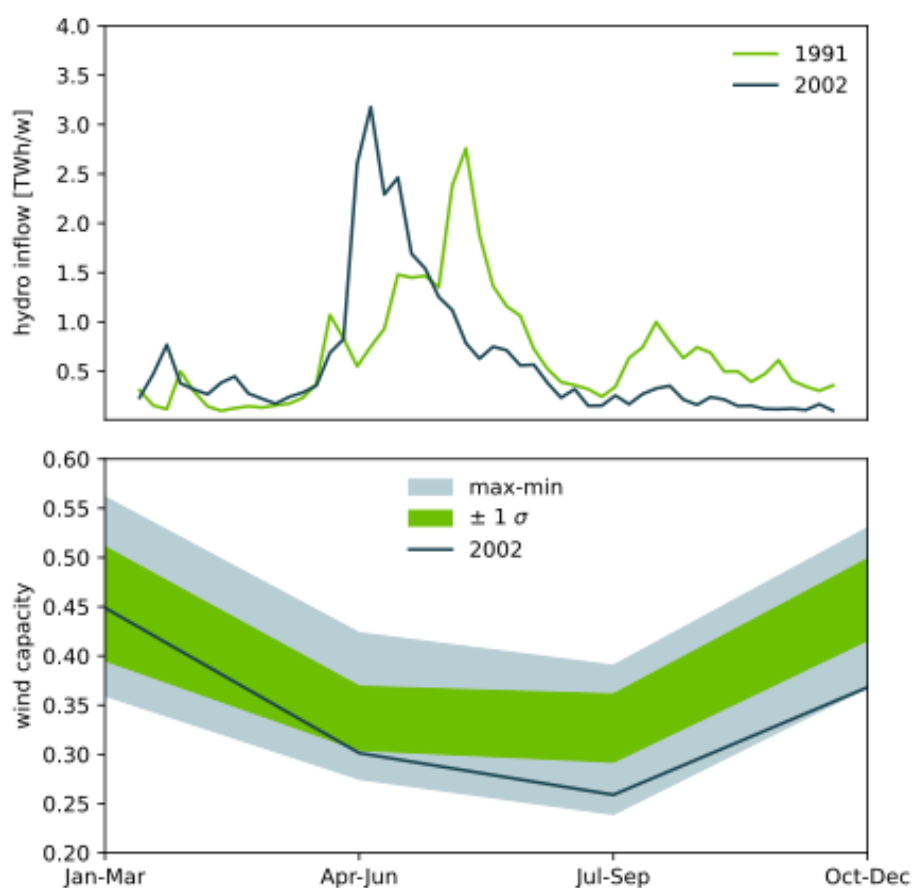
efterfrågeflexibilitet i händelser likt denna. I denna veckolånga situation är det alltså industrin som står för huvuddelen av efterfrågeflexibilitetens andel (tillsammans med andra åtgärder i produktionsledet) för att balansera elsystemet.



Figur 24 Timvisa effektbidrag för förbrukning sammantaget för hela Sverige i högförbrukningsscenariot för modellår 2035 och för driftfallet januari 2009. Cutting, nedreglering av last, presenteras i övre panel och Flex down, nedstyrning för efterfrågeflexibilitet, i bottenpanelen.

7.3.3 Torr höst och vinter i kombination med låg tillgång till vind

Fjärde kvartalet 2002 visar en annan problematisk situation vilken illustreras i figur 25. Energibrist över månader blir en realitet när tidig vårflood följs av ovanligt torr höst och vinter samtidigt som vindkraftsproduktionen är låg. Magasinens nivåer driver upp vattenvärdet och därmed budpriser mot vintern; kvartalsmedel Q4 ligger på cirka 150 €/MWh (i SE3). Dessa nivåer kan jämföras med medelvärdet för de faktiska priserna år 2022 på 129 €/MWh (i SE3) som karakteriserades av energikrisens höga bränslepriser. Den höga prisnivån kan inte dämpas väsentligt genom import, då exempelvis liknande utmaningar observeras för Norges vattenkraftsproduktion till följd av korrelerade väderförhållanden i Norden.



Figur 25 Jämförelse av tillrinning till vattenkraften (överst) och fördelning av landbaserad vindkraftsproduktion för samtliga väderår (nederst) med problemåret 2002 och referensväderår för QC:s expansionsoptimering, 1991, markerade.

Varaktigheten för denna händelse är alldeles för lång för att efterfrågeflexibilitet ska kunna överbrygga produktionsbristen. Precis som för de svåra driftfallen med kortare varaktighet så spelar nedreglering av last en viktig roll. Sett över hela det fjärde kvartalet regleras förbrukningen i snitt ned med 700 MW vilket motsvarar cirka 1.5 TWh förlorad förbrukning i högelscenariot. I likhet med energikrisens 2022 så riskerar händelser likt denna att påverka industrins konkurrenskraft

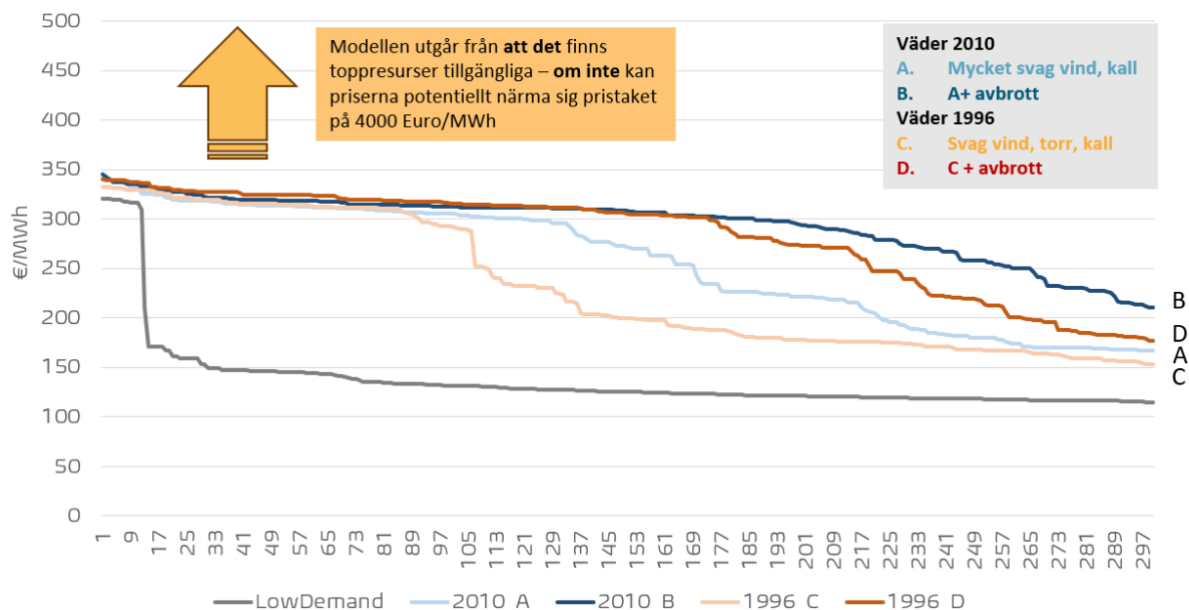
negativt. Andra optioner för att hantera denna typ av vädersituationer och som har analyserats av QC inkluderar gasturbiner i kombination med säsongslager, "överdimensionering" av väderberoende eller planerbar elproduktion, bränslebyte (från el) i industriella processer samt ökad överföringskapacitet till Kontinentaleuropa.

Mer att läsa om QCs analyser finns i underlagsrapporten bland bilagorna.

Även Chalmers analyser pekar på att långvariga perioder med hög nettolast kan inträffa, men att det sällan sker. Därför drar man slutsatsen att extrema nettolaster oftast hanteras mest kostnadseffektivt med lösningar som kräver låga investeringar, exempelvis gasturbiner (med bränslelager), eftersom sådana perioder sällan uppstår och har begränsad påverkan på produktionsmixens helhet. Vid säsongsmässig energibrist, som Q4 2002, är det inte brist på kapacitet utan ett underskott av energi som avgör. Vattenkraftens prisförväntningar och magasinsbegränsningar driver upp budnivåer mot vintern och tvingar Sverige till nettoimport, samtidigt som månadslånga prisnivåer förblir förhöjda.

7.3.4 Utmanande väderrelaterade perioder i kombination med oplanerade stopp

I den analys som Ea Energianalyse har genomfört identifieras 2010 som ett år med mycket låg tillgång till vind över Nordeuropa, medan 1996 är ett "torrår" med begränsningar i vattenkraftproduktionen och samtidigt låg tillgång till vind i Sverige. Båda åren är kallare än normalt, vilket dämpar elöverskottet och accentuerar effekttopparna. I sådana väderår stiger svenska årsmedelpriser i lågelscenariot i SE3 i det analyserade 2035-systemet från ca. 65 €/MWh (motsvarar "normalårsförhållanden") till ca. 85 €/MWh. Prisökningarna är något större i norra Sverige och något mindre i SE4 som i de utmanande väderrelaterade fallen har de lägsta prisnivåerna i Sverige. Om det dessutom sker bortfall i kärnkraft (motsvarande 2 GW) och elöverföringsförbindelser till Tyskland (motsvarande 1.3 GW till 2035) stiger elpriserna ytterligare med ca. 5 procent. Högelscenariot uppvisar en liknande dynamik, men elpriserna är i princip 5–10 euro/MWh högre än i lågelscenariot. Antalet timmar med mycket höga priser (cirka 160–340 €/MWh) kan bli upp till 300 h, och om reserver eller priselasticitet inte finns att tillgå när man potentiellt det antagna marknadspristaket på 4000 €/MWh, se figur 26. Analysen visar också hur import via Danmark från gasbaserad elproduktion i Tyskland och Storbritannien blir viktig när tillgången till nordisk vindkraft eller vattenkraft är relativt liten. Detta illustrerar värdet av sammankoppling när vädret slår asymmetriskt mellan regioner.



Figur 26 De 300 högsta elpriserna i lågelscenariot 2035 under normala väderår (2014) och under utmanande väderrelaterade perioder, 2010 respektive 1996 års väderår i kombination med avbrott i kärnkraften (2 GW) och anslutningar till Tyskland (1,3 GW).

På europeisk nivå åtgärdas minskningen av produktionen av förnybar energi i det analyserade 2035-systemet under de två utmanande väderåren främst genom att minska produktionen av PtX ("Power-to-X") och genom att öka produktionen vid gaseldade kraftverk. Även under de utmanande väderåren har dock de europeiska gaskraftverken relativt låg drifttid (cirka 1600 fullasttimmar per år).

Mer att läsa om Ea Energianalyses studie finns i underlagsrapporten bland bilagorna.

7.4 EN NÄRMARE TITT PÅ TIMMEN MED STÖRST BEHOV AV PLANERBAR EFFEKT

Profus analys fokuserar på den svenska eleffektbalansen under en specifik timme, nämligen timmen med maximal nettolast³⁴ under ett givet år. För effekttillräckligheten är detta ett viktigare mått än maximal efterfrågan eftersom denna kan sammanfalla med god tillgång till väderberoende elproduktion. Analysen omfattar väderåren 1990-2019 och utgår från ett specifikt elsystem för år 2035, dels givet ett högelscenario, dels givet ett lågscenario. Vi redovisar här resultaten endast för högelscenariot då det är det scenario som medför de mest utmanande förutsättningarna med avseende på effekttillräcklighet.

³⁴ Nettolast definieras här som skillnaden i "underliggande" elefterfrågan (det vill säga exklusive flexibilitet och energilager) och produktionen från väderberoende elproduktion (vind och sol). Nettolasten täcks med planerbar produktionseffekt, efterfrågefleksibilitet, energilager och eventuellt import.

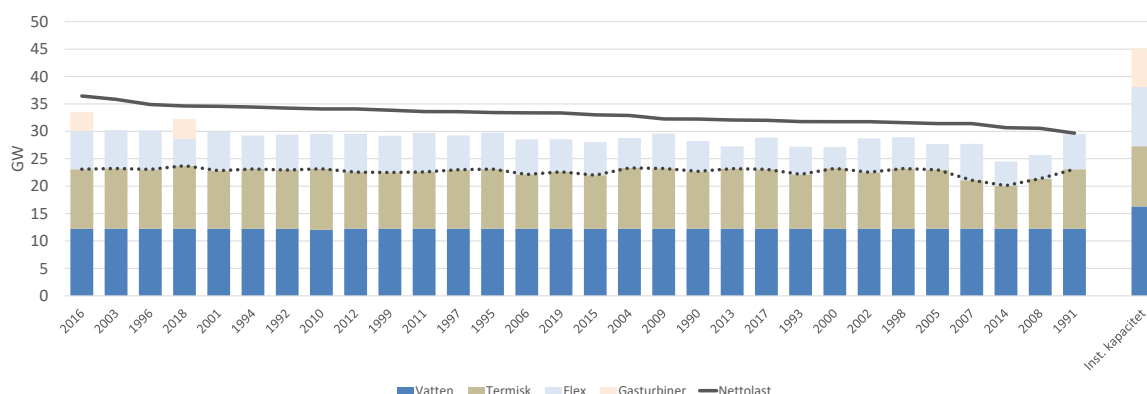
I denna analys förutsätter högelscenariot för år 2035 en installerad kapacitet i vindkraft och sol på sammanlagt drygt 60 GW, en gasturbinkapacitet på drygt 5 GW och en maximal effektefterfrågan på 44 GW (är väderårsberoende) varav maximalt ca 10 GW är flexibel. Dessutom finns det övriga kraftutbudet (kärnkraft, kraftvärme och vattenkraft) att tillgå och antas vara relativt likt dagens kapacitet. Det är alltså en mycket stor samlad installerad produktionskapacitet på plats i systemet men där främst den väderberoende elproduktionens (vind+sol) bidrag kan variera väsentligt inom ett år och mellan olika år. För den aktuella timmen med maximal nettolast i Sverige som helhet varierar bidraget från den väderberoende elproduktionen med typiskt mellan 5-15% av dess installerade kapacitet beroende på väderår.

Väderårsanalysens resultat redovisas i Figur 27 nedan. Figuren visar det planerbara effektbidraget (*producerad* effekt) från olika kraftslag och efterfrågefleksibilitet (inklusive energilager och lastförskjutning) i timmen med störst nettolast för respektive väderår. I figuren kan man utläsa att effektbidraget från dagens planerbara produktionseffekt (vattenkraft och termisk kraft) står för en väsentlig andel av det totala effektbidraget för att möta behovet som definieras av nettolasten, men att även bidraget från efterfrågefleksibilitet är väsentligt ("Flex" i figuren). Den installerade kapaciteten av gasturbiner kvantifieras i modellanalysens dimensioneringsdel och uppgår till drygt 5 GW i detta scenario. I driftanalysen utnyttjas dock gasturbiner endast enstaka år och då i första hand som effekttillskott. Med andra ord, energibidraget från gasturbinerna är marginellt. Anledningen till att det finns en kapacitet som knappt utnyttjas i denna analys är att gasturbinkapaciteten dimensioneras i modellberäkningar där även oplanerad otillgänglighet i anläggningar och i elöverföringskapaciteter beaktas vid sidan om ovanligt kall väderlek. Oplanerad otillgänglighet (stopp eller avbrott) beaktas däremot inte driftanalysen som redovisas här vilket innebär att tillgången till exempelvis import är god så länge det finns tillgång till produktionskapacitet i det exporterande landet eller regionen. Om vi inkluderar den typen av oplanerad otillgänglighet även i driftanalysen kan naturligtvis eleffektbalansen bli mer utmanande än det som visas i figuren och medföra ett större effektbidrag från exempelvis gasturbinerna. Andra modellgrupper har identifierat en potential för gasturbiner att även leverera elenergi under vissa speciella omständigheter (se föregående avsnitt).

I Figur 27 kan man också se att i den aktuella timmen sker en nettoimport till Sverige på typiskt 5 GW (men med variationer mellan åren; den heldragna nettolastlinjen ligger högre än bidraget från staplarna i figuren). Den antagna installerade gasturbinkapaciteten skulle dock kunna fylla igen det "gapet" men under de allra flesta väderåren är eleffektbalansen i de angränsande länderna tillräckligt god för att det inte efterfrågas i denna analys.

I modellanalysen är antaganden kring marknadspenetration för efterfrågefleksibilitet och investeringar i gasturbiner två faktorer som är förknippade med signifikanta osäkerheter. Dessutom är de delvis två sidor av samma mynt, det vill säga om förutsättningarna för den ena antas vara goda så minskar incitamenten för den andra. Samtidigt har vi här visat att bägge faktorer,

på olika sätt (efterfrågefleksibilitet ger ett mer kontinuerligt bidrag medan gasturbiner vid särskilt ansträngda situationer), har en viktig roll att spela för att säkerställa den framtida effekttillräckligheten vid sidan om de traditionella kraftslagen. I modellanalysen baseras marknadspenetrationen av de delar i efterfrågefleksibiliteten som har med lastförskjutning att göra (inom exempelvis hushåll eller för elbilsladdning) på relativt enkla antaganden. Gasturbinerna å sin sida kan i modellanalysen sägas erhålla en effektpremie, som idag inte finns på marknaden, för att säkerställa effekttillräcklighet under utmanande omständigheter inklusive utsikten om otillgängligheter i viktiga produktionsanläggningar och överföringsförbindelser. Om man som ett tankeexperiment skulle tänka bort bidraget från efterfrågefleksibilitet och gasturbiner så blir det tydligt att det nationella effektunderskottet mot bakgrund av den här antagna efterfrågan, och under den aktuella timmen, skulle bli stort (den heldragna nettolastlinjen överstiger den streckade linjen som visar summan av effektbidraget från vattenkraft och termisk kraft). Detta understryker vikten av att få efterfrågefleksibilitet på plats i tillräcklig omfattning men också nyttan av gasturbiner även om de, som i denna analys, kan komma att användas endast sporadiskt.



Figur 2 Producerad effekt från olika planerbara kraftslag och effektbidrag från olika typer av efterfrågefleksibilitet i timmen med maximal nettolast för samtliga undersökta väderår, rangordnat efter fallande nettolast (den heldragna linjen) i högelscenariot (Källa: Profus EPOD-beräkningar)

I lågelscenariot är eleffektbalansen väsentligt mindre "ansträngd" i timmen med maximal nettolast till följd av en lägre maximal effektefterfrågan (ca 31-35 GW beroende på väderår varav maximalt ca 8 GW antas vara flexibel) samtidigt som utbyggnaden av väderberoende elproduktion är ca 20 GW lägre än i högelscenariot.

Figur 27 ger en bild av den rådande eleffektbalansen för den valda timmen men säger inget explicit om hur ansträngt elsystemet är just då. Det beror nämligen även på hur situationen ser ut i grannländerna. Den modellindikator som finns tillgänglig för att göra en sådan bedömning är det beräknade elpriset. För högelscenariot är ca en tredjedel av väderåren förknippade med det man med tanke på modellbeskrivningen skulle kunna betrakta som tillfälligt mycket höga priser (>200 EUR/MWh), det vill säga i de här fallen är läget relativt ansträngt.

Mer att läsa om Profus analyser finns i underlagsrapporten bland bilagorna.

Ea Energianalyse gör en motsvarande kvantifiering och analys av behovet av topp effekt. Under normalårsförhållanden (motsvarande 2014) behövs 1,9–3,8 GW topp effekt (låg- respektive hög- scenariot) som aktiveras upp till cirka 340–360 timmar, medan utmanande väderår kräver 2,3–5,3 GW. Kombinationen utmanande väder och stora bortfall av produktionsenheter (motsvarande 2 GW kärnkraft) eller överföringsförbindelser (motsvarande 1.3 GW) kräver 6,4–7,7 GW (låg- respektive hög- scenariot). Den samhällsekonomiska årskostnaden för att hålla sådan reserv redo ligger i storleksordningen 90–180 M€/år för ”normala” år, 110–250 M€/år för ”ogynnsamma” väderår och 300–370 M€/år vid kombinationen av ”ogynnsamma” väderår samt bortfall i produktionsanläggningar och elöverföringskapacitet. Dessutom tillkommer de rörliga bränsle- och driftkostnaderna.

Vi kan alltså konstatera att den tillgängliga topp effekten, typiskt gasturbiner, i det analyserade 2035-systemet endast utnyttjas i mycket begränsad omfattning. En viss del av den antagna kapaciteten kommer dessutom till användning endast under mer extrema väderförhållanden som inträffar med flera, eller till och med många, års mellanrum. Det är därmed svårt att se att elmarknaden förmår att investera i hela den här antagna kapaciteten.

7.5 KOSTNADS- OCH ELPRISDYNAMIK I SVÅRA DRIFTLÄGEN

Modellanalyserna pekar till viss del på en ökad prisvariabilitet när väderberoende elproduktion växer både i Sverige och i övriga Europa. Analyserna indikerar också att denna variabilitet förstärks till följd av variationer mellan olika väderår. I den analys som Ea Energianalyse gör växer till exempel standardavvikelsen för elpriset i SE3 från omkring 30–31 €/MWh ett normalår (motsvarande 2014) till 41–50 €/MWh i utmanande väderår (motsvarande 1996 och 2010). Samtidigt ökar medelpriser på el från ungefär 64–71 €/MWh (beroende på låg- eller hög- scenariot) ett normalår till 83–98 €/MWh (beroende på låg- eller hög- scenariot) under ett år med mer utmanande väderförhållanden (återigen, 1996 och 2010). Dessa effekter mildras av tillgång till efterfrågefleksibilitet och energilagring samt ett effektivt utnyttjande av eltransmission, men de elimineras inte.

I modellverktygen som används i denna analys finns i princip två typer av resurser som bestämmer elpriset i samband med de svåraste (väderrelaterade) driftsituationerna. Den ena resursen är priskänsliga elanvändare som väljer att konsumera mindre el när elpriserna är höga och den andra resursen är gasturbiner. Priskänslig minskning i elanvändningen kan både vara bestående vid mycket höga elpriser (”load cutting”), det vill säga förbrukning som inte ”återkommer”, eller vara återkommande (”load shifting”), det vill säga minskningen tas igen några timmar senare vid lägre priser. Samtliga modellgrupper antar att betydande volymer efterfrågefleksibilitet aktiveras i samband med de svåra driftlägena men inte alla grupperna räknar med ”load cutting”. Priset som gasturbinerna ”bjuds in till” i modellbeskrivningarna antas vara högre än de rörliga produktionskostnaderna i den övriga elproduktionen. Balansen mellan gasturbin kapacitet och potentialen för bestående efterfrågeminskning ser olika ut i

modellansatserna men är i viss grad två sidor av samma mynt. Modellerna skiljer sig också med avseende på förutsättningarna för övrig efterfrågefleksibilitet.

QCs modellbeskrivning kan få tjäna som exempel på hur stor den priskänsliga elanvändningen kan antas vara i det analyserade 2035-systemet. Här antar man att samtliga samhällssektorer kan minska sin elanvändning med minst 5 procent om elpriset når nivån 10 kr/kWh vilket motsvarar ca 2 GWh/h år 2035. Därutöver bedömer man att samtliga kundgrupper vid sidan av industrin kommer att kunna reducera sin användning med ytterligare 5 procentenheter, vilket ger ytterligare ca 1 GWh/h. När det gäller vätgasproduktion antas att de 50 procent som inte har tillgång till vätgaslager år 2035 kommer vara priskänsliga när elpriset når 55 öre/kWh och då väljer att helt avstå från att producera vätgas med elektrolys. Detta motsvarar ytterligare ca 3 GWh/h i flexibilitet år 2035. En grov bedömning är att det med nuvarande elanvändning kan handla om ca 6 GWh/h elanvändning som är priskänslig och "försvinner" ("load cutting") i intervallet 50 öre/kWh upp till 10 kr/kWh. Med undantag från vätgasproduktionen är detta kapacitet som används när alla andra resurser är uttömda.

7.6 EKONOMIN FÖR GASTURBINER SOM TOPPEFFEKT

I det här avsnittet belyser analysen som Ea Energy Analyse gjort inom Nepp-projektet hur storleken, användningen och ekonomin för gasturbiner påverkas under olika väderförhållanden och efterfrågescenarier.

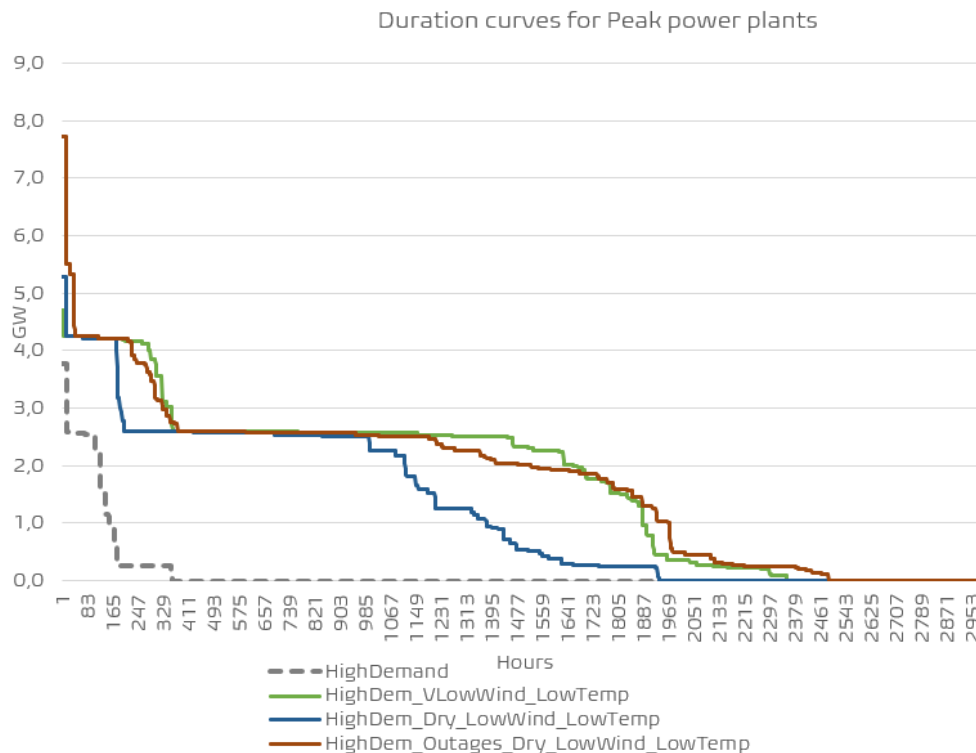
Vid 2035 års förutsättningar ett genomsnittligt väderår visar modellresultaten att behovet av topp effekt är relativt begränsat och koncentrerat till elområdena SE3 och SE4, där förbrukningen är hög och transmissionskapaciteten till norr är begränsad. I scenarier med kraftigt ökad elanvändning i industrin i norra Sverige (SE1) uppstår dock även där ett behov av extra topp effekt.

Tabell 3 visar det uppskattade behovet av ytterligare topp effektkapacitet (GW), de motsvarande årliga investeringskostnaderna för nya topp effektanläggningar samt den totala aktiveringstiden (timmar per år). Scenarierna definieras genom kombinationer av efterfrågenivå (fördröjd/hög) och klimatiska förhållanden såsom mycket låg vindproduktion, torrår (låg vattenkraft) och låga temperaturer som ökar värmebehovet. I ett av scenarierna antas dessutom ett bortfall av 2 GW kärnkraft samt begränsad överföringskapacitet mellan SE och DE.

Tabell 1 Beräknat behov av toppeffektkapacitet under olika efterfråge- och klimatscenarier. *Timmar då hela eller delar av toppkapaciteten är aktiv.

Variationer av scenarier	Behov av toppeffektkapacitet (GW)	Investeringskostnader för toppkraftverk (M€/år)
Lågelscenario	1.9	90
Lågelscenario – Mycket låg vind och låg temperatur	2.3	107
Lågelscenario – Torrår, låg vind och låg temperatur	3.8	181
Lågelscenario – Torrår, låg vind, låg temperatur och driftstörningar	6.4	301
Högelscenario	3.8	179
Högelscenario – Mycket låg vind och låg temperatur	4.7	222
Högelscenario – Torrår, låg vind och låg temperatur	5.3	250
Högelscenario – Torrår, låg vind, låg temperatur och driftstörningar	7.7	365

Vid mer utmanande väderförhållanden, exempelvis långa perioder med låg vind och sol, ökar behovet markant. I dessa situationer måste systemet kunna aktivera gasturbiner för toppeffekt under ett betydligt större antal timmar för att undvika effektbrist. I de mest krävande scenarierna används stora delar av den installerade toppeffektkapaciteten för att säkerställa tillräcklig produktion under låg tillgång på den förnybara elproduktionen.



Figur 3 Drift av topp-effekter under hög efterfrågescenariot

Kostnadsökning vid dimensionering för extrema händelser

Beräkningarna visar att kostnaden för att dimensionera systemet så att det klarar kombinationen av ogynnsamt väder och oplanerade bortfall ökar kraftigt jämfört med ett normalår. Den årliga fasta kostnaden för gasturbiner stiger från omkring 90–180 M€ per år i normalfallet till cirka 300–370 M€ per år vid de extrema förhållandena, exklusive rörliga kostnader. Detta motsvarar ungefär 15 procent av den totala fasta årskostnaden för ny elproduktionskapacitet fram till 2035.

Ökningen beror på att en större mängd reservkapacitet måste hållas tillgänglig trots att den används mycket sällan. Även om det kan vara samhällsekonomiskt fördelaktigt att öka topp-effekten för att förbättra systemets tillförlitlighet, kan det vara finansiellt oattraktivt för privata investerare utan ytterligare intäktsmekanismer eller marknadsreformer.

Investeringsrisk och lönsamhet för gasturbiner

Gasturbiner fungerar i dessa analyser som representant för ny topp-effektkapacitet. De är tekniskt väl lämpade för snabb start, men deras lönsamhet i ett energy-only-system är mycket känslig för hur ofta de används och till vilket pris. Intäkterna koncentreras till ett fåtal timmar med höga elpriser, vilket innebär volatila och osäkra kassaflöden. Det finns även andra alternativ som kan bidra till topp-effekt i kombination med gasturbiner och sannolikt bidra till en lägre kostnad, till exempel flexibel elanvändning och uppkopplade elfordon.

Tabell 4 visar hur lång tid gasturbiner skulle köras på ett år. De första 250 MW behöver köras 336 h per år vid lågelsscenario medan toppeffekten på 1,9 GW enbart behöver köras 15 h. I modellresultaten framgår att gasturbiner sällan behövs under ett normalt väderår, även i scenarier med hög efterfrågan. Även under ogynnsamma år körs en stor del av den installerade kapaciteten bara under ett fåtal timmar. Därmed blir investeringsrisken hög, särskilt eftersom finansieringskostnaden (WACC) har stor påverkan på nödvändiga drifttimmar för lönsamhet.

Tabell 2 Körtid för gasturbiner vid olika toppeffekter och scenarion.

Toppkapacitet	Körtimmar under lågelscenariot	Körtimmar under högelscenariot - Torrår, låg vind, låg temperatur och driftstörningar
0 - 250 MW	336	2489
250 - 500 MW	181	2229
500 - 750 MW	15	1982
750 - 1000 MW	15	1972
1000 - 1250 MW	15	1972
1250 - 1500 MW	15	1927
1500 - 1750 MW	15	1851
1750 - 2000 MW	15	1769
2000 - 2250 MW	0	1522
2250 - 2500 MW	0	1355
2500 - 2750 MW	0	1189
2750 - 3000 MW	0	364
3000 - 3250 MW	0	325
3250 - 3500 MW	0	300
3500 - 3750 MW	0	290
3750 - 4000 MW	0	273
4000 - 4250 MW	0	225
4250 - 4500 MW	0	43
4500 - 4750 MW	0	39
4750 - 5000 MW	0	39
5000 - 5250 MW	0	38
5250 - 5500 MW	0	38
5500 - 5750 MW	0	25
5750 - 6000 MW	0	14
6000 - 6250 MW	0	14
6250 - 6500 MW	0	14
6500 - 6750 MW	0	14
6750 - 7000 MW	0	14
7000 - 7250 MW	0	14
7250 - 7500 MW	0	14
7500 - 7750 MW	0	14
7750 - 8000 MW	0	0

Tabell 5 visar att vid en WACC på 5 procent krävs att en gasturbin körs ungefär 70 timmar per år till ett elpris på omkring 1 000 €/MWh för att nå break-even. Om kapitalkostnaden ökar till 15 procent krävs cirka 150 timmar per år vid samma prisnivå. Detta illustrerar hur finansieringsrisken snabbt undergräver lönsamheten för en privat aktör. När investeringar måste återbetalas genom sällsynta pristopp blir intäkterna både osäkra och starkt beroende av marknadsregler, såsom pristak och ersättningsmekanismer.

Tabell 3 Körtimmar som krävs för att nå lönsamhetsgräns för en gasturbin vid olika kapitalkostnad och elpris

WACC	Körtimmar vid ett pris på 1 000 €/MWh	Körtimmar vid pristaket på 4 000 €/MWh	Ofrivillig lastfrånkoppling – värdet av utebliven leverans 10 000 €/MWh
5%	68	13	5
10%	105	20	8
15%	148	28	11
20%	193	37	14

Systemnytta kontra marknadslönsamhet

Trots att toppeffektkapacitet, särskilt gasturbiner, kan vara samhällsekonomiskt motiverad för att säkra tillgång till el vid extrema situationer, framstår den som finansiellt oattraktiv på dagens marknad. Marknadslogiken gynnar investeringar som kan leverera energi många timmar per år, inte kapacitet som endast behövs vid enstaka tillfällen. Resultatet blir ett strukturellt glapp mellan vad som är optimalt ur samhällsperspektiv och vad som är lönsamt för privata investerare. För att säkerställa effekttillräcklighet även vid ogynnsamma väderförhållanden behöver därför dagens energy-only-marknad sannolikt kompletteras med ytterligare styrmedel. Det kommer alltså bli en politisk avvägning hur sällsynta situationer elsystemet ska dimensioneras för, eftersom högre leveranssäkerhet medför kraftigt ökade fasta kostnader. Valet påverkar inte bara samhällets försörjningstrygghet utan också elprisnivåer och industrins konkurrenskraft.

7.7 AVSLUTANDE SAMMANFATTNING OCH REFLEKTIONER

Trots vissa olikheter i modellansatser mellan modellgrupperna kan ett antal samstämmiga slutsatser sammanfattas:

- Väder samvarierar ibland på ett sätt som pressar både eleffekt- och elenergisituationen. Sådana perioder kan bli ännu mer utmanande om detta sker samtidigt som oplanerade stopp eller avbrott i planerbar produktionseffekt eller i elöverföringsförbindelser.
- Reglerbar vattenkraft, flexibel elanvändning, internationell elhandel och batterilager är viktiga komponenter för att hantera variationer i den kortsiktiga balanseringen (timmar till dygn). Modellanalyserna visar att flexibel elbilsladdning och individuell värmepumpsstyrning träffar just de variationer i efterfrågan som är vanligast och som kan förstärkas till följd av årliga variationer i väder: stor amplitud men låg uthållighet, det vill säga typiska "effekttoppar". Pausad uppvärmning kan ske i 3–4 timmar utan komfortförlust och förskjuten elbilsladdning med allt större batterier pekar på effektbidrag från elbilar i GW-skala. Detsamma gäller värmepumpar förutsatt att dessa styrs intelligent. Båda resurserna kan därmed ge väsentlig dämpning av timvisa effekttoppar. Även gasturbiner kan vara värdefulla vid sådana tillfällen men är i viss grad utbytbara mot efterfrågefleksibilitet och batterilager när det gäller variabilitet på kortare tidsskala. Detta gäller även vid tillfällen med mer extrema effekttoppar till följd av variationer i (årlig) väderlek. Trots tillgång till olika typer av flexibilitet är det icke desto mindre sannolikt att sådana effekttoppar kännetecknas av (mycket) höga elpriser.
- För utmanande veckor med låg tillgång till vindkraft är det kombinationen av elimport och priskänslig vätgasproduktion (bränsleflexibel vätgasproduktion vid längre perioder) som är viktiga komponenter vid sidan om den övriga kraftproduktionen. Förutsatt att det finns underjordiska vätgaslager kan vätgasproduktionen skjutas upp i uppskattningsvis 3–4 dagar medan bränsleflexibel vätgasproduktion potentiellt kan medge ännu längre uppehåll i elbaserad vätgasproduktion. Men även fjärrvärmesektorn kan bidra förutsatt att värmepumpar finns och kan regleras ner samtidigt som alternativ värmeproduktion eller (större) värmelager finns att tillgå. Den här typen av situationer med utmanade veckor karaktäriseras av energibrist snarare än effektbrist. Om situationen är extra ansträngd, och därmed inträffar sällan, kan även gasturbiner komma att spela en viss roll och då i form av tillförsel av elenergi snarare än eleffekt. Troligt är också att dessa perioder kännetecknas av genomgående höga elpriser. En nyckel ligger alltså i att få till investeringar i vätgasfleksibilitet och gasturbiner redan i ett 2035-perspektiv givet en utveckling med en snabbt växande efterfrågan.
- Utmanande och väderrelaterade situationer med ännu längre varaktighet (>veckor), exempelvis till följd av låg tillrinning i vattenmagasinen i kombination med längre perioder med låg tillgång till vind, är sällsynta (grovt räknat ca 1 gång vart tionde år) och kan inte hanteras med efterfrågefleksibilitet till följd av begränsad uthållighet. Däremot kan neddragning av elanvändning inom exempelvis industrin spela en roll förutsatt att det finns en beredskap för

det i form av (reserv)bränslelager eller dylikt. Dessa situationer kan alltså leda till höga elpriser under längre sammanhängande perioder. Under sådana perioder skulle även gasturbiner kunna komma till användning men där de höga rörliga kostnaderna är en faktor att beakta. Att hantera längre "energiunderskotts"-perioder med gasturbiner eller minskad elanvändning är delvis två sidor av samma mynt och modellgrupperna gör till viss del olika antaganden kring dessa faktorer. Därför kan dessa två komponenter också få olika tyngd i de olika modellresultaten.

Förstärkt elöverföring, flexibel elanvändning (inklusive el till vätgas), energilager i form av exempelvis batterier och topplasteffekt i form av exempelvis gasturbiner är fyra viktiga komponenter i den framtida hanteringen av väderårsrelaterad variabilitet och är i viss grad utbytbara. Det innebär att behovet av en viss komponent minskar om förutsättningarna för de övriga antas vara goda. Här skiljer sig också modellgruppernas antaganden åt vilket påverkar beräkningsresultaten. Var för sig präglas de fyra komponenterna dock av olika utmaningar (ledtider, acceptans med mera) men har också olika förtjänster inte minst med avseende på olika tidsskalor (uthållighet, snabbhet med mera) och är därför inte helt utbytbara.

Vätgasens roll till 2035 (och därefter) är en faktor som är förknippad med mycket stora osäkerheter och det gäller såväl vätgasproduktionens storlek som tillgång till vätgaslager. Generellt pekar modellanalyserna på den potentiella systemnyttan med vätgaslager samtidigt som industrin av olika skäl ofta tvekar inför lagerinvesteringar. I balanseringen av det framtida kraftsystemet visar modellanalyserna att vätgasens bidrag skiftar med varaktighetsskalen. När elektrolysörer görs priskänsliga ges omedelbar effektavlastning i höga elprisintervall, vilket syns tydligt i både dygns- och veckohändelser för de periodvis "extrema" väderåren 1985 och 2009 i modellanalyserna. När dessutom vätgaslager adderas faller toppeffekten ytterligare och det svenska importberoendet under sådana perioder minskar. Graden av, och uthålligheten i, vätgasproduktionens prisflexibilitet styrs av lagerstorlek och tillgång till bränsleflexibilitet för vätgasproduktion (exempelvis naturgasbaserad vätgasproduktion som komplement). Tillgång till en (alternativ) bränslebaserad vätgasproduktion ökar varaktigheten i vätgasflexibilitet under perioder med höga elpriser men innebär samtidigt en extra kostnad.

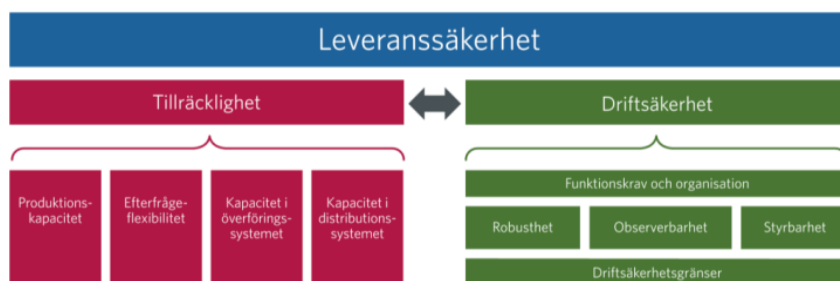
Avslutningsvis förstärker ett bättre utnyttjat transmissionsnät samt tillkommande investeringar i näten varje åtgärds marginalnytta eftersom regionala överskott snabbare kan möta underskott. Även den övriga kraftproduktionen bör nämnas då den ibland kan tas för given och då vi här har uppehållit oss tämligen mycket vid tillkommande flexibilitet på användarsidan plus energilager samt gasturbiner som verktyg för att hantera väderårsvariabilitet. I 2035-analyserna antas att den befintliga kärnkraften, vattenkraften och kraftvärmen inom såväl fjärrvärmesektorn som industrin bidrar med i stort sett samma planerbara eleffekt som idag. Om den kapaciteten av olika skäl minskar till 2035 kommer situationen att se annorlunda ut och behovet av annan flexibilitet och planerbarhet att öka för

att säkerställa en långsiktig robusthet mot väderårsvariationer och möjliggöra en omfattande elektrifiering till 2035.

8 Systemstabilitet

I korthet: Systemstabilitet är en grundförutsättning för ett leveranssäkert elsystem. Den handlar om att hålla elsystemet under kontroll under drift och med hjälp av reserver kunna hantera störningar. Tillsammans med effekttillräcklighet – tillgången på planerbar effekt över tid – utgör systemstabiliteten grunden för leveranssäkerheten. Stabiliteten beror på elsystemets tekniska sammansättning; traditionellt har synkront ansluten planerbar produktion varit central, men teknikutveckling inom kraftelektronik ger nya möjligheter. Nepps analyser uppskattar behoven av så kallade nätformande egenskaper (Grid forming) samt bedömer hur olika produktions- och användarteknik kan bidra till dessa förmågor. Resultatet pekar på att synkront ansluten teknik och omriktaransluten teknik kompletterar varandra i termer av sådana nätformande egenskaper. Dessutom finns det kompensatoriska åtgärder att tillgå, med känd teknik och till rimlig kostnad, om systemet i allt större utsträckning består av omriktaransluten teknik. I framtiden är det därför inte stabiliteten i sig som bör avgöra övergripande investeringar i elsystemets utveckling, men de vägval som görs i energisystemets omställning kommer påverka hur stabilitetsfrågan kan hanteras.

Syftet med Nepps arbete kring elsystemstabilitet är att bidra med kunskap om vad som menas med elsystemstabilitet, dess roll i elförsörjningen och hur stabiliteten säkerställs. Figur 28 illustrerar hur dessa begrepp hänger ihop enligt Svenska kraftnäts terminologi (där "Driftsäkerhet" inkluderar "systemstabilitet"). Syftet är även att skapa en grundförståelse för de behov som finns i elsystemet avseende systemstabilitet och hur man kan utvärdera möjligheten till stabil drift av elsystemet i olika typer av kraftsystemsammansättningar som i sin tur är sprungna ur olika framtidsscenarier. Nepps arbete om systemstabilitet är begränsat till att studera de fysiska förutsättningarna för stabilitet medan det i verkligheten även krävs insatser för att uppbåda och organisera erforderliga funktioner för att säkerställa systemstabiliteten. Detta ligger under Svenska kraftnät (SvK) ansvar som systemansvarig.



Figur 4 Begrepp avseende leveranssäkerhet, driftsäkerhet och tillräcklighet (Källa: Svenska kraftnät).

8.1 ELSYSTEMSTABILITET

Ett elsystem måste hela tiden vara i balans, vilket betyder att elanvändning och elproduktion i varje ögonblick är lika stora. Den övergripande balanseringen sker

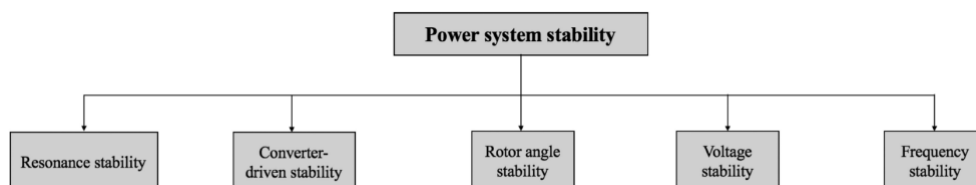
på elmarknadens olika delmarknader, ex dagenföremarknad, intradagsmarknad etcetera, medan finjustering görs kontinuerligt med hjälp av olika verktyg såsom stödtjänster och reserver. SvK är ytterst systemansvarig myndighet vilket inkluderar balansansvar. Utöver balansering finns ytterligare definierade krav och föreskrifter som ska efterlevas för att elsystemet ska betraktas som stabilt.

Med elsystemstabilitet avser vi förmågan att, såväl transient (det vill säga under snabb förändring) som över tid

- 1) upprätthålla balansen mellan efterfrågan på el, inklusive förluster, och tillförd elenergi (en aktiv effektbalans), som därmed fysiskt hanterar, eller kompletterar, aktörernas planering som sker på de olika marknaderna
- 2) upprätthålla en reaktiv effektbalans, och
- 3) vara robust mot störningar,

så att frekvens och spänning i kundanslutningspunkterna håller sig inom definierade gränser, utan att någon elnätanvändare oavsiktligt kopplas bort och utan att något överföringselement överbelastas. Systemstabilitet avser således funktionen att hålla elsystemet stabilt och under kontroll under själva driften (jmf. Driftsäkerhet i Figur 28). Tillsammans med olika typer av effekttillräcklighet, som avser tillgängliga planerbara effekttillgångar under en tidshorisont typiskt från timmar, dagar till år, utgör systemstabiliteten grunden för elsystemets leveranssäkerhet.

Således utgår vi i detta arbete från begreppet systemstabilitet såsom det beskrivs av Hatziagyiou et al³⁵, se Figur 29. Även Svenska Kraftnät utnyttjar den beskrivningen av elsystemstabilitet (eller kraftsystemstabilitet).³⁶



Figur 5 Systemstabilitetsbegreppets olika delar. Källa: Definition and Classification of Power System Stability – Revisited & Extended | IEEE Journals & Magazine | IEEE Xplore

8.2 KRAVSTÄLLNING

Stabilitetskraven på anslutna synkrongeneratorer har arbetats fram sedan mitten av förra seklet, medan kraven på anslutna elanvändare och anläggningar för högspänd likström är av nyare datum. Eftersom elsystemen i Europa på flera håll är nära sammankopplade såväl fysiskt som marknadsmässigt utgår gällande svenska regelverk från de Europagemensamma regelverken från ENTSO-E:s nätkoder för anslutning; "Demand Connection Code"³⁷, High Voltage Direct

³⁵ Definition and Classification of Power System Stability – Revisited & Extended | IEEE Journals & Magazine | IEEE Xplore

³⁶ Svenska kraftnät (2025), "Driftsäkerhet i kraftsystemet – framtidens behov och förmågor"

³⁷ Regulation - 2016/1388 - EN - EUR-Lex (europa.eu)

Current Connections”³⁸, och ”Requirements for Generators”³⁹, samt de svenska tilläggen för förbrukning i EIFS 2019:6, för högspänd likström och likströmsanslutna kraftparksmoduler i EIFS 2019:3, samt för anslutning av generatorer i EIFS 2018:2⁴⁰.

Förenklat kan det sägas att frekvensstabilitet till stor del är beroende av den aktiva effekthalansen, spänningsstabilitet av den reaktiva effekthalansen och rotorvinkelstabiliteten, vilket beskriver förmågan till synkronisering med övriga systemet, är beroende av inkopplade generatorers beskaftenheter i förhållande till övriga generatorer och systemet. Med ökad andel omriktaransluten teknik i elsystemet blir det viktigt att inkludera nya aspekter som omriktardriven stabilitet och resonans vilket alltså görs numera i definitionen av elsystemstabilitet från IEEE. Dessa fem kategorier av stabilitet kräver att det i driftögonblicket finns tillgång till förmågor och funktioner för att hantera de situationer och störningar som kan uppstå och som systemet dimensionerats för att klara av. Det fordras alltså en uppsättning verktyg som medger aktiv påverkan av driftläget som beror av situationen. En genomgång av elsystemstabilitet, bakomliggande fenomen samt potentiella lösningar ges av Hatziagyiou et al⁴¹.

8.3 BEHOV

I detta avsnitt görs en översiktlig genomgång av de behov av funktioner och verktyg som erfordras för att kunna möta de situationer som kraven stipulerar.

8.3.1 Aktiv effekthalans och frekvensstabilitet

Som nämns ovan så sker en planering av kraftbalansen på olika marknadssegment fram till en viss tid innan själva driftstillfället (avräkningsperioden). Därefter tar balansansvariga aktörer över och faktiskt utfall justeras med tillgängliga verktyg som inkluderar åtgärder och rutiner för oförutsedda händelser och störningar. Frekvensen i ett växelströmssystem som inkluderar synkrona enheter är en god indikator på hur väl balansen mellan producerad och använd el är. En stabil frekvens vid börvärdet (i Norden 50Hz) indikerar balans mellan produktion och användning medan över- eller underskott av det ena i förhållande till det andra leder till frekvensavvikelser gentemot börvärdet. Förenklat kan man säga att frekvensstabilitet och reglering till stor del beror av den momentana aktiva effekthalansen samt att beredskap för störningar hålls med hjälp av olika stödtjänster och systemets rotationsenergi (tröghet; se mer om rotationsenergi nedan). På senare år finns i Sverige även den avhjälpande åtgärden FFR, vilket är en tillförd förmåga som snabbt kan injicera aktiv effekt om ett plötsligt

³⁸ Regulation - 2016/1447 - EN - EUR-Lex (europa.eu)

³⁹ Regulation - 2016/631 - EN - EUR-Lex (europa.eu)

⁴⁰ Energimarknadsinspektionens föreskrifter om fastställande av generellt tillämpliga krav för anslutning av förbrukare (EIFS 2019:6); Energimarknadsinspektionens föreskrifter om fastställande av generellt tillämpliga krav för nätanslutning av system för högspänd likström och likströmsanslutna kraftparksmoduler (EIFS 2019:3); Energimarknadsinspektionens föreskrifter om fastställande av generellt tillämpliga krav för nätanslutning av generatorer (EIFS 2018:2), www.ei.se

⁴¹ Definition and Classification of Power System Stability – Revisited & Extended | IEEE Journals & Magazine | IEEE Xplore

produktionsunderskott uppstår perioder då det är låg andel synkrona generatorer som är aktiva. Figur 30 återger de reserver (stödtjänster plus FFR) som i skrivandets stund som nyttjas för såväl balansering av den aktiva effekten och därmed frekvensreglering som reserver för eventuella störningar. Kvantifiering av hur mycket av dessa olika reserver som krävs styrs återigen av Europagemensamma nätkoder och regelverk som anpassats till det nordiska synkrona området. Dessutom finns överenskommelser mellan de Nordiska stamnätsoperatörerna (TSO:erna) om hur mycket av respektive reserv som respektive nation ansvarar för att införskaffa. Figur 17 ger en överblick över nuvarande nivåer för stödtjänster och den avhjälpande åtgärden FFR, men det är värt att notera att det i praktiken finns olika marknader och upphandlingsförfaranden som ligger bakom och att anskaffningen kan variera stort från en avräkningsperiod till en annan.

Avhjäljande åtgärd	Frekvenshållningsreserver			Frekvensåterställningsreserver	
FFR	FCR-D upp	FCR-D ned	FCR-N	aFRR	mFRR
Snabb frekvensreserv (Fast Frequency Reserve)	Frekvenshållningsreserv - Störning uppreglering (Upward Frequency Containment Reserve - Disturbance)	Frekvenshållningsreserv - Störning nedreglering (Downward Frequency Containment Reserve - Disturbance)	Frekvenshållningsreserv - Normaldrift (Frequency Containment Reserve - Normal)	Automatisk Frekvens- återställningsreserv (Automatic Frequency Restoration Reserve)	Manuell Frekvens- återställningsreserv (Manual Frequency Restoration Reserve)
Uppreglering	Uppreglering	Nedreglering	Symmetrisk upp- och nedreglering	Upp- och/eller nedreglering	Upp- och/eller nedreglering
Minsta budstorlek 0,5 MW	Minsta budstorlek 0,1 MW	Minsta budstorlek 0,1 MW	Minsta budstorlek 0,1 MW	Minsta budstorlek 1 MW	Minsta budstorlek Kapacitetsmarknad: 1 MW* Energiaktiveringsmarknad: 1 MW
Aktivering Automatiskt vid frekvensförändringar vid låg nivå av rotationsenergi	Aktivering Automatisk linjär aktivering inom frekvensintervallet 49,90-49,50 Hz	Aktivering Automatisk linjär aktivering inom frekvensintervallet 50,10-50,5 Hz	Aktivering Automatisk linjär aktivering inom frekvensintervallet 49,90-50,10 Hz	Aktivering Automatiskt vid frekvensavvikelse från 50,00 Hz	Aktivering Automatisk aktivering baserad på prognostiserade obalanser för varje elområde
Aktiveringstid Tre alternativ för 100 %: - 0,7 sek (vid 49,50 Hz) - 1,0 sek (vid 49,60 Hz) - 1,3 sek (vid 49,70 Hz)	Aktiveringstid Aktiveringstid för FCR-D upp redovisas i dokumentet med tekniska krav för frekvens- hållningsreserver (FCR) Se krav 2 på sida 18	Aktiveringstid Aktiveringstid för FCR-D ned redovisas i dokumentet med tekniska krav för frekvens- hållningsreserver (FCR) Se krav 2 på sida 18	Aktiveringstid Aktiveringstid för FCR-N redovisas i dokumentet med tekniska krav för frekvens- hållningsreserver (FCR) Se krav 1 på sida 14 samt krav 9 på sida 28	Aktiveringstid 100 % inom 5 minuter	Aktiveringstid Full aktivering inom 12,5 minu- ter med en förberedelseperiod om 2,5 minuter och 10 minuter rampingperiod
Uthållighet - Uthållighet: 30 sek alternativt 5 sek - Repeterbarhet: Redo för aktivering inom 15 minuter	Uthållighet Uthållighet: Minst 20 min	Uthållighet Uthållighet: Minst 20 min	Uthållighet Uthållighet: 1 h	Uthållighet Uthållighet: 1 h	Uthållighet Uthållighet: 15 min för schemalagda aktiveringar och 30 min för direktaktiveringar

* Ett avropat bud på kapacitetsmarknaden innebär ett åtagande om att lämna bud på energiaktiveringsmarknaden.

Information om volymbehov för respektive reserv återfinns på Svenska kraftnäts webbplats:

<https://www.svk.se/aktorsportalen/bidra-med-reserver/behov-av-reserver-nu-och-i-framtiden/>

För mer utförlig information om kraven, se BSP-avtalet och tillhörande regeldokument. De finns för nedladdning på Svenska kraftnäts webbplats:

<https://www.svk.se/aktorsportalen/leverantör-av-balanstjänster-bsp/bsp-avtalet/>

Figur 6 Reserver avseende frekvensrelaterade stödtjänster samt avhjäljande åtgärden FFR per september 2025. Källa: Svk.se

8.3.2 Nätformande egenskaper

För övriga stabilitetskategorier i figur 14 (spänningsstabilitet, rotorvinkelstabilitet samt omriktardriven stabilitet och resonans) krävs det att det finns ett antal funktioner och egenskaper tillgängliga i det vid tillfället aktiva elsystemet. Dessa funktioner och egenskaper kan benämnas som nätformande egenskaper vilka beskrivs av ENTSO-E i "Grid-forming capabilities: towards system level integration"⁴². Fritt översatt till svenska kan de skrivas som:

- Spänningshållning/reglering
- Kortslutningseffekt
- Rotationsenergi/tröghet⁴³
- Automatisk underfrekvensstyrd förbrukningsfrånkoppling
- Dämpning av över- och mellantoner i spänningen
- Symmetrering av spänningsobalanser
- Dämpning av naturliga och reglersysteminitierade pendlingar

En viktig del i Nepp-projektets analys av elsystemstabilitet är att i möjligaste mån kvantifiera behovet av dessa nätformande funktioner för att därigenom kunna utvärdera och bedöma möjlighet till systemstabilitet i de framtida kraftsystem som erhålls som resultat från energisystemmodellering och scenarioanalys. Arbetet med att kvantifiera dessa behov är i huvudsak utfört av Daniel Karlsson (senior konsult på DNV) med hjälp av en expertgrupp bestående av experter på KTH, Chalmers, SvK och Vattenfall AB.

Spänningshållning/reglering

Spänningsstabilitet är kopplat till den reaktiva effektbalansen och överföringsförmågan mellan produktion och användning i systemet. Reaktiv effekt genereras bland annat på grund av ledningskapacitansen i transmissionsledningar och måste regleras lokalt vid inkopplingsstationer. Reaktiv effektkompensering görs idag både kontinuerligt i elnäten med shuntreaktorer och shuntkondensatorer och snabbt, exempelvis vid fel (med hjälp av förmåga hos elproduktionsenheter. På grund av att en stor andel el idag genereras i norra Sverige men används i södra Sverige skickas mycket el över transmissionsnätet vilket ger behov av reaktiv effektkompensering, dock olika mycket beroende på driftsituation. Brist på resurser som kan vara del av sådan kompensering kan resultera i att överföringsmöjligheten begränsas eller måste reduceras för att klara krav på driftsmarginaler, dvs om en överföringsförbindelse pga störning/fel faller ifrån (N-1-kriteriet) ska inte övriga överföringsförbindelser eller något annat nätelement (ex transformator) överbelastas. Därtill finns elmarknadskrav på att 70% av överföringskapaciteten ska stå till marknadens förfogande, vilket vid bristande reglerresurs kan vara svårt att uppfylla med bibehållen driftsäkerhet. Vägar vi in att elektrifieringen av industri och transporter troligtvis förändrar både var och

⁴² Grid-Forming Capabilities: Towards System Level Integration

⁴³ Rotationsenergi/tröghet i systemet används för frekvensstabilitet

hur el produceras och konsumeras (nya typer av laster) är det troligt att behovet av reaktiv effektkompensering ökar. Det ska dock sägas att avseende driftmarginaler finns det fler möjligheter som kan komplettera reaktiv effektkompensering, exempelvis så kallad "dynamic line rating" eller batterilager i respektive ända av stora ledningskorridorer som dimensioneras för att skapa en "virtuell" ledning vid felfall med en uthållighet på 15-30 minuter.

En grov skattning av resurser för reaktiv effektkompensering baserad på antagande om ledningslängd i 400kV-nätet, ledningskapacitans, längdspecifik reaktiv effektgenerering, ledningsspecifik strömstyrka ger ett kompensationsbehov på ca 10 000 MVA för dagens system. Siffran är något högre för reaktiv effektgenerering (shuntkondensatorer) och något lägre för förbrukning (shuntreaktorer). Med ökad ledningslängd påverkas behoven. Chalmers beräkningar för scenario "referens" visar på ett ökat behov av kompensering med ca 80 % jämfört med idag, men att kostnadsökningen endast behöver vara ca 40 % eftersom mer av den billiga kompenseringen (shuntkondensatorer) kan användas.

Kortslutningseffekt

En kvantifiering av kravet kan göras som en uppskattning av tillgänglig maximal/minimal kortslutningseffekt i en viss nätpunkt. Ansvar för kommet dock att hamna dels på nätägaren, dels på innehavarna av näraliggande produktionsanläggningar.

Rotationsenergi/tröghet

Rotationsenergi eller elsystemets tröghet (ibland även kallad svängmassa) är den energi som är uppbunden i den roterande massan hos synkront anslutna maskiner, dvs generatorer, vilket är det som dämpar störningar och obalanser i den aktiva effektbalansen innan reserver (avhjälpande åtgärd/stödtjänster) hunnit kompensera. Rotationsenergin i det nordiska systemet ligger normalt mellan 120-280 GWs där det lägre värdet typiskt infaller under den varmare delen av året med låg efterfrågan på el men med god tillgång på omriktaransluten kraftproduktion medan den högre siffran vanligtvis infaller under höglastsituationer med hög produktion från planerbar kraft. Kärnkraft har generellt sett en stor roterande massa och bidrar naturligt med stor rotationsenergi. En alltför låg rotationsenergi i systemet kan, utan kompensatoriska åtgärder, ge en oacceptabelt låg säkerhetsmarginal för att hantera stora felfall såsom det rådande dimensionerande största felfallet (N-1-kriteriet), vilket oftast utgörs av en stor produktionsenhet (i praktiken Oskarhamn 3, 1450 MW, eller Forsmark 3, 1200MW) eller import/exportstationer HVDC. Låg rotationsenergi kompenseras med den i Norden gemensamma avhjälpande åtgärden FFR som kan tillföra så kallad syntetisk tröghet/svängmassa. Svenska kraftnät ansvarar för att anskaffa 35 % av det nordiska behovet. FFR avropas i ökande omfattning när rotationsenergin understiger 155 GWs, ner till 125 GWs, beroende på dimensionerande felfall. Kostnaden för FFR är relativt låg och om rotationsenergin i system framöver bitvis blir ännu lägre kan det krävas både mer och snabbare FFR, exempelvis omriktaranslutna superkondensatorer. De nordiska TSO:erna utreder olika utvecklingsvägar för en ny dynamisk FFR.

Automatisk underfrekvensstyrd förbrukningsfrånkoppling

Automatisk underfrekvensstyrd förbrukningsfrånkoppling, i Sverige benämnd AFK, beskrivs i Svenska kraftnäts föreskrift SvKFS 2021:1⁴⁴, och är till för att förhindra sammanbrott i transmissionsnätet i samband med ett oförutsett stort effektunderskott i elsystemet. Svenska kraftnät har kvantifierat behovet av AFK med följande krav på den totala elförbrukning söder om snitt 2.

- Bortkoppling ska ske i fem steg, vid 48,8; 48,6; 48,4 och 48,2 Hz
- I varje steg ska minst 7,5% av förväntad nettoförbrukning kopplas bort
- Den totala bortkopplingen för samtliga 4 steg får inte överstiga 50% av den förväntade nettoförbrukningen söder om snitt 2.

För att AFK:n ska vara verkningsfull krävs att alla produktionsenheter bibehåller sin nätanslutning och effektutmatning under hela AFK:ns verkningsintervall, dvs ned till 48,0 Hz, vilket också kravställs i RfG:n.

Dämpning av över- och mellantoner i spänningen

Övertoner och mellantoner i spänningen hanteras av kapitel 7 i Energimarknadsinspektionens föreskrift om god kvalitet i elöverföringen⁴⁵. Normalt är över- och mellantoner från produktionsanläggningar, och i elnätet som sådant, små. Problemet är lokalt och anläggningar med störkällor åläggs (av anslutande nätägare) att installera filter för att hantera övertonerna. Ett sätt att dämpa ut förekommande över- och mellantoner kan bestå av en kombination av reaktorer och kondensatorer, så kallade filter, med låg impedans gentemot de specifika övertonerna eller mellantonerna. Även omriktare kan användas för att dämpa dessa störningar genom mjukvarubaserade filter vilket i så fall bör kravställas.

Symmetrering av spänningsobalanser

Problemet med symmetrering av spänningsobalanser är lokalt och anläggningar med störkällor åläggs (av anslutande nätägare) att symmetrera effektutbytet med nätet. Det finns föreskrifter om hur stor "asymmetri" som är tillåten, se EIFS 2023:3, 7 kapitlet. Symmetrin är normalt sett god i såväl produktionsanläggningar som i överföringssystemet, medan vissa belastningsobjekt kan ha asymmetri. Detta gäller speciellt enfasbelastningar anslutna mellan två faser. Det är då möjligt att symmetrera belastningen med hjälp av reaktorer och kondensatorer eller med enbart kondensatorer. Omriktaransluten produktion har goda möjligheter att bidra till att symmetrera förhållandena i anslutningspunkten, genom att individuellt styra de olika fasspänningarnas amplitud och fasvinkel.

Dämpning av naturliga och reglersysteminitierade pendlingar

Kravet på att säkerställa att interagerande styr- och kontrollsystem samverkar på ett stabilt och driftsäkert sätt låter sig inte kvantifieras i ett specifikt resursbehov. Det gäller helt enkelt att vara noggrann och undersöka ett mycket stort antal olika driftfall och händelser. För naturliga pendlingar finns krav på dämpning för stora kraftparksmoduler, både för synkront anslutna och omriktaransluten produktion, se RfG och EIFS 2018:2. Fokus ligger på dämpning av kända effektpendlingsfall. Med ökad andel omriktaransluten produktion kan nya typer av pendlingar uppstå

⁴⁴ Affärsverket svenska kraftnäts författningssamling

⁴⁵ EIFS 2023:3

mellan dessa reglersystem. Det kräver god analys och tester för att på förhand förstå hur olika reglerkretsar i systemet kommer påverka. Det är dock sannolikt att omriktarna kan anpassas mjukvarumässigt så att sådana pendlingar blir väl dämpade.

Övriga stabilitetshotande faktorer

Blickar vi framåt kan man säga att vissa krav och specifikationer, exempelvis driftsgränser av olika slag när en viss åtgärd ska aktiveras, ex vid vilken frekvens en kraftparksmodul⁴⁶ kopplar ifrån, kan få stor betydelse i hur de implementeras. En stor mängd omriktare som agerar unisont och samtidigt kan skapa förändringar som kan överstiga nuvarande största felfall, vilket ställer krav på att regelverken bygger på tillräcklig konsekvensanalys och att implementering sker på ett sätt som främjar nyttan med ny teknik men dämpar riskerna. Ett sätt att lösa ovan nämnda risk med unisont agerande för flera omriktare kan till exempel vara att individuella gränser införs per omriktare med slumpvis aktivering inom ett spann eller dylikt.

8.4 TEKNIKERS FÖRMÅGA ATT BIDRA TILL STABILITET

Som ett led i att kunna bedöma olika (möjliga framtida) systemsammansättningar förmåga att klara krav på systemstabilitet så har Nepps arbete även innefattat att uppskatta olika teknikers möjlighet att bidra till ovan beskrivna nätformande egenskaper där endast vissa nätformande egenskaper är direkt kvantifierbara medan andra nätformande egenskaper skattas mer kvalitativt. Flertalet av produktionsteknikerna kan dessutom bidra till frekvensstabilitet (stödtjänster), vilket redan idag är vanligt⁴⁷. Tabell 5 visar en sammanställd bedömning av en uppsättning teknikers möjlighet att bidra till nätformande egenskaper. Listan är inte nödvändigtvis uttömmande och fler tekniker kan behöva beaktas.

⁴⁶ En kraftparksmodul avser enheter som är uppkopplade mot det allmänna elnätet och kan mata in el (typiskt kraftverk och batterier)

⁴⁷ Utbud på marknaderna för reserver, svk.se

Tabell 6 Exempel på viktiga tekniker som på olika sätt kan bidra till erforderliga förmågor som medger systemstabilitet avseende nätformande egenskaper i enlighet med ENTSO-Es definition på sådana egenskaper.

Teknik	Spännings-hållning	Kortslutnings-effekt	Rotations-energi Tröghetskonstant [s]	Automatisk underfrekvens-styrd förbruknings- frånkoppling	Dämpning av övertoner och mellantoner i spänningen	Symmetrering av spännings-obalanser	Dämpning av naturliga och reglersystem- initierade pendlingar
Kärnkraft	V: +++ Q: +++	+++	H=7	N/A	+	N/A	++
Kraftvärme	V: +++ Q: +++	+++	H=3	N/A	+	N/A	++
Vattenkraft	V: +++ Q: +++	+++	H=2	N/A	+	N/A	++
Vindkraft	V: +++ Q: +	+	H=0	N/A	++	+++	+++
Solkraft	V: +++ Q: +	+	H=0	N/A	++	+++	+++
Gasturbin	V: +++ Q: +++	+++	H=3	N/A	+	N/A	++
HVDC station	V: +++ Q: +	+	H=0	N/A	++	+++	+++
Nätstation/ Nod	N/A	N/A	N/A	AFK:+++	+	+	+
Batterier / Superkondensatorer	V: +++ Q: +	+	H=0	N/A	++	+++	+++
N/A: Icke applicerbart, dvs tekniken bidrar inte till den aktuella systemegenskapen							
+: Något bidrag till den aktuella egenskapen							
++: Kan bidra, om enheten kompletteras med lämpliga algoritmer och/eller utrustning							
+++: Signifikant och högkvalitativt bidrag till den aktuella systemegenskapen							
V: Den snabbare spänningsregleringen för upprätthållandet av den reaktiva effektbalansen							
Q: Den långsammare grövre (större steg) regleringen av den reaktiva effektbalansen							

Från tabell 6 kan man utläsa att de synkronmaskinanslutna kraftslagen, kärnkraft, vattenkraft och gasturbin, har mycket likartade egenskaper. På motsvarande sätt har de omriktaranslutna kraftslagen, vindkraft, solkraft, HVDC-stationer och batterier sinsemellan likartade egenskaper. Man ser även att de synkronmaskinanslutna kraftslagen och de omriktaranslutna kraftslagen kompletterar varandra vad det gäller de egenskaper som redovisas i tabellen, dvs omriktaranslutna kraftslag är bättre i vissa avseende och synkronmaskinanslutna kraftslag är bättre i andra avseenden. I realiteten finns det även möjligheter för kostnadsmässigt rimliga kompensatoriska åtgärder vid en ojämn fördelning av synkront anslutna kraftslag och omriktaranslutna kraftslag, exempelvis FFR vid låg rotationsenergi.

Utvärdering av modellerade scenarier

Resultaten ovan är inte kompletta men utgör en bra grund för hur resultaten från samtliga modellgruppers scenarier kan utvärderas med avseende på tillgänglighet till resurser för respektive nätformande egenskap. Med andra ord, utifrån modellresultaten kan den timmässiga kraftbalansen, och de tekniker som producerar (eller konsumerar) just då, användas för att kvantifiera tillgång till resurser som kan bidra till nätformande egenskaper. Ovan nämns att Chalmers modellering omfattar modellresultat från en modellansats som även inkluderar en nätmodell och att resultaten exempelvis pekar på ett ökat behov av reaktiv effektkompensering. Ett annat resultat kan vara att ta fram en uppskattning på

tillgänglig rotationsenergi på timbasis kopplat även till de känslighetsanalyser som gjorts för svåra väderår. Arbetet med dessa analyser fortgår.

8.5 SLUTSATSER

Både tidigare arbete inom Nepp om elsystemstabilitet⁴⁸ samt det här föreliggande arbetet pekar på att frågeställningarna är viktiga och att fortsatta studier och analyser behövs. När elsystemet förändras ändras behov och förutsättningar för elsystemets stabilitet, det vill säga förmågan till stabil drift beror av storleken på systemet, elnätets uppbyggnad samt övriga ingående komponenter på produktions- och användarsidan. Därför är det sannolikt att det kommer ske förändringar i hur systemet riggas för att hantera systemstabilitet när vi blickar framåt mot ett framtida system som möter planeringsmålet om 300 TWh elanvändning i Sverige till år 2045 och detta oavsett den exakta mixen av produktionstekniker som etableras till följd av detta mål. Såväl Nepps analyser som underlag från ENTSO-E pekar på skillnader mellan synkron- och omriktaransluten produktion och att egenskaperna som kan bidra till systemstabilitet kompletterar varandra. Dock finns det goda möjligheter för kompensatoriska åtgärder, med känd teknik och till rimlig kostnad, om det vid något tillfälle eller vid viss systemkomposition blir brist på någon egenskap eller erforderlig förmåga, exempelvis den avhjälpande åtgärden FFR vid låg rotationsenergi. Krafterlektronik kan bidra till systemstabiliteten i framtiden men för en fortsatt positiv utveckling krävs ett fortlöpande arbete med att anpassa kravställning och regelverk samt säkerställa tillräcklighet avseende de nätformande egenskaper och förmågor som krävs. Det är mindre troligt att systemstabiliteten i sig är avgörande för vilka vägval och investeringar som görs i elförsörjningen i övrigt. Däremot kan förutsättningarna och kraven på systemstabiliteten komma att se olika ut och vara en konsekvens av dessa vägval.

⁴⁸ Elsystemets stabilitet

9 Utvecklingen av elnäten

I korthet: Elektrifieringen kräver rekordstora investeringar i elnäten fram till 2035 – totalt 300–400 miljarder kronor i stamnät, region- och lokalnät. Svenska kraftnät planerar över 165 miljarder, med fokus på nya ledningar och stationer i Norrbotten, Västra Götaland och Skåne.

Analysen i projektet visar att en 25-procentig ökning av den interna transmissionskapaciteten i Sverige till 2035 kan ge betydande samhällsekonomiska vinster. Effekten varierar mellan olika scenarier, men genomgående möjliggörs mer vindkraftsutbyggnad, större export och jämnare elpriser mellan elområdena. Vindkraftsproduktionen ökar med upp till 3,5 TWh och behovet av gasturbiner minskar något. En ökad nätkapacitet styr exporten mot högprisregioner som Tyskland och Danmark. Detta sänker de nationella systemkostnaderna med 150–200 miljoner euro per år, där huvuddelen av nyttan kommer från ökade handelsintäkter som överstiger kostnaden för mer vindkraft. Konsumenterna gynnas dessutom av lägre elpriser, särskilt i södra Sverige, motsvarande 40–160 miljoner euro per år.

9.1 UTBYGGNAD AV ELNÄTEN TILL 2035 – BEHOV, KOSTNADER OCH STRATEGISKA VÄGVAL

Elproduktion, elanvändning och eldistribution är de centrala delarna i elsystemet. Tidigare delar i rapporten har hanterat elproduktion och elanvändning och för att ge en komplett bild av elsystemets behov av utveckling ger vi här en bild av elnäten.

Elnätens utveckling är en mindre del i Nepps egna analyser och därför inleder vi kapitlet med en syntes av andra aktörers arbete, framför allt Svenska kraftnäts och Ellevios analyser av investeringsbehov. Sedan fördjupar vi inom tre områden där analyser gjorts, dels behovet av att bygga ut mer överföringskapacitet till grannländerna, dels hur flaskhalsar i elnätet kan begränsas, och sist en analys av konsekvenser om överföringskapaciteten i det svenska stamnätet skulle öka.

9.1.1 Kraftigt ökade investeringsnivåer i hela elnätet

Den ökande elektrifieringen inom industri, transporter och samhället i stort ställer nya krav på elnäten. Elnätet behöver inte bara förstärkas – det behöver också utvecklas för att klara nya flöden, högre effekttoppar och en betydligt högre andel väderberoende produktion.

Både Svenska kraftnät och större regionnätägare som Ellevio pekar på att de kommande tio åren kommer kräva investeringar i en omfattning som vi inte sett tidigare.

Svenska kraftnäts investeringsplan från 2023–2032 omfattar över 165 miljarder kronor, vilket är mer än en fyrdubbling jämfört med 2010-talet⁴⁹. De största investeringarna sker i nya stamnätsledningar, stationer och digitala stödsystem – ofta för att öka överföringskapaciteten till industriellt växande regioner som Norrbotten, Västra Götaland och Skåne. Till detta kommer investeringar i det regionala och lokala nätet, där Ellevio i sin effektrapport (2023) tillsammans med Sweco bedömer att deras eget behov uppgår till cirka 100 miljarder kronor fram till 2045, varav 50–60 miljarder fram till 2035⁵⁰.

På nationell nivå uppskattas det totala investeringsbehovet i elnäten – inklusive lokal-, region- och stamnät – till 300–400 miljarder kronor till mitten av 2030-talet, beroende på hur snabb elektrifieringen blir och vilka vägval som görs⁵¹. I Swecos analys betonas att investeringstakten i vissa regioner behöver öka med flera hundra procent jämfört med historiska nivåer, särskilt i storstadsnära områden och platser med ny industrikoncentration. Det krävs både reinvesteringar i föråldrade elnät samtidigt som nyinvesteringar krävs för att möta högre och nya behov.

9.1.2 Vägval som påverkar kostnadsbilden

Även om investeringarna är oundvikliga för att klara kapacitetsbehoven, finns det ett antal faktorer som kan påverka både omfattningen och effektiviteten i nätutbyggnaden. En viktig aspekt är lokaliseringen av ny elintensiv verksamhet. När nya industrietableringar sker långt från befintlig kapacitet, som i vissa fall i norra Västra Götaland eller i Norrbotten, krävs omfattande ny infrastruktur, ofta på både region- och stamnivå.

Omvänt kan en mer samlad planering, där ny användning lokaliseras i närhet till existerande kapacitet eller produktionsöverskott, minska behovet av nätförstärkningar. En studie från Chalmers visar att en strategisk fördelning av ny elproduktion, anpassad efter var ny efterfrågan uppstår och tillgänglig transmissionskapacitet, kan begränsa flaskhalsproblematik. Detta diskuteras närmare i kapitel 11.4.

En annan avgörande faktor är efterfrågefleksibilitet. Energimyndigheten (2024) visar i sin studie av 24 elintensiva företag att 5–15 % av elanvändningen i vissa processer skulle kunna vara flexibel i närtid. Om denna flexibilitet kan aktiveras genom styrmedel, marknadspriser eller samverkan med nätägare, kan topplasten minska och därmed skulle exempelvis investeringar kunna flyttas i tid eller inte behövas. behovet av att dimensionera nätet efter topplast minska. Det finns därmed en tydlig koppling mellan industriell samverkan och lägre framtida nätkostnader. Samtidigt finns det flera sätt att ta vara på kundernas flexibilitet exempelvis att skapa nytta för elnäten, för spotmarknadens behov och olika stödtjänster, vilket diskuteras i kapitel 9 om efterfrågefleksibilitet.

⁴⁹ Investeringsplan 2023–2032. Svenska kraftnät.

⁵⁰ Effektrapport 2023: Förutsättningar för framtidens elnät. Ellevio AB.

⁵¹ Analys av elnätsinvesteringar och elektrifieringens påverkan på kapacitet. Sweco AB.

Även lokal energiproduktion kan påverka investeringsbehovet. Om till exempel solcellsparkar eller mindre vindkraftverk delvis kan försörja lokala industriknutpunkter eller bostadsområden, kan det avlasta både regionala och lokala nät. Men som Sweco påpekar kräver detta också investeringar i styrning, effektbalansering och i vissa fall energilagring – vilket gör det till en lösning som behöver vägas mot andra alternativ.

Slutligen är tillståndprocesser och planeringssamverkan en kritisk faktor. Svenska kraftnät har pekat på att vissa projekt kan ta 10–12 år från behovsidentifiering till drift, ofta beroende på långa miljöprövningar och överklaganden. Om dessa processer inte effektiviseras riskerar flaskhalsar att förbli olösta långt efter att efterfrågan uppstått, något som redan idag hämmar etableringar. Förbättrad samverkan mellan nätägare, kommuner, länsstyrelser och näringsliv kan både påskynda och förbilliga utbyggnaden.

Sammanfattningsvis är utbyggnaden och förstärkningen av elnäten till 2035 avgörande för Sveriges klimatomställning och industrins möjlighet till en konkurrenskraftig utveckling. Men den är också förenad med stora investeringar och långa ledtider. Strategiska vägval i planering, teknik och styrning kan i viss utsträckning påverka både behovet av elnätsutbyggnad på kort sikt och hur effektiv och snabb utbyggnaden blir.

9.1.3 Potentialen i befintligt elnät

Den accelererande elektrifieringen av industri, transporter och bostäder skapar snabbt växande belastning på elnäten. Att bygga ny infrastruktur är nödvändigt på sikt, men processen är både långsam och kapitalkrävande. Ett växande forsknings- och demonstrationsfält visar att befintlig infrastruktur kan utnyttjas mer effektivt genom tekniska och marknadsmässiga åtgärder.

Tekniska åtgärder

Tekniska lösningar syftar till att öka den faktiska överföringsförmågan i befintliga ledningar. Exempel är rekondudering med högtemperaturledare, spänningshöjning (voltage uprating) och dynamisk linjevärdering, där överföringskapaciteten anpassas i realtid utifrån temperatur- och väderförhållanden. I Norge ska projektet MaksGrid demonstrera hur dynamiska överföringsgränser och automatiserad systemstyrning kan öka nätutnyttjandet med upp till 25 % utan fysisk utbyggnad⁵². Dessa tekniker kan implementeras stegvis och erbjuder ofta snabb effekt jämfört med traditionella investeringar. I kapitel 11.3 redovisas resultaten från en fördjupad analys av hur en ökning av transmissionskapaciteten i Sverige med 25 procent till år 2035 kan påverka bl.a. kapacitetsinvesteringar i elnäten.

⁵² <https://www.dnv.com/news/2024/maksgrid-project-aims-to-increase-utilization-of-norwegian-power-grid-by-25/>

Marknadsbaserade lösningar

Utöver tekniska åtgärder kan kapacitet frigöras genom incitament för en mer flexibel användning av nätet. I Nederländerna har nätoperatören TenneT infört flexibla avtal som uppmuntrar stora elkunder att flytta sin förbrukning till tider med låg belastning. Detta har frigjort cirka 9 GW kapacitet, motsvarande över 40 % av landets topplast⁵³. Liknande lösningar kan anpassas till svenska förhållanden genom avtal om efterfrågefleksibilitet eller tidsdifferentierade tariffer. Från 2027 krävs elnätsbolagen att införa effekttariffer, vilket är något som kan bidra till den utvecklingen.

Organisatoriska och regulatoriska åtgärder

En tredje kategori av lösningar rör organisation och styrning. Nederländerna har etablerat ett nationellt handlingsprogram mot nätträngsel, där myndigheter, nätbolag och marknadsaktörer samordnar insatser för att påskynda utbyggnad och optimera befintligt nät). Ett sådant helhetsgrepp bidrar till att stärka planeringshorisonten, förbättra transparensen och underlätta införandet av både tekniska och marknadsmässiga lösningar.

Sammantaget visar internationella erfarenheter att kapaciteten i befintligt nät kan ökas avsevärt genom en kombination av tekniska uppgraderingar, marknadsbaserad flexibilitet och samordnade organisatoriska initiativ. Potentialen uppgår till tiotals procent av dagens kapacitet, vilket gör dessa åtgärder till centrala komplement till nyinvesteringar i det svenska elnätet.

9.2 BEHOV AV UTBYGGNAD AV ÖVERFÖRINGSKAPACITET

Ea Energianalyse har inom ramen för Nepp analyserat behovet av att bygga ut Sveriges överföringskapacitet fram till år 2035, både internationella förbindelser och interna nät, har analyserats i scenarier där kraftsysteminvesteringar optimeras⁵⁴. Analyserna omfattar scenarierna Låg efterfrågan och Hög efterfrågan, samt scenariovarianter utan investering i vätgaslager och vid försenad utbyggnad av landbaserad vindkraft.

I alla scenarier visar modellresultaten att det är samhällsekonomiskt lönsamt att bygga ut förbindelserna mellan SE3 och Danmark, Finland samt de baltiska länderna. Optimeringen pekar på följande internationella överföringsinvesteringar fram till 2035:

- SE3-DK1: 1,5 GW
- SE3-FI: 1,5 GW
- SE3-EE: 1,1–1,4 GW
- SE3-LV: 0,4–0,5 GW

⁵³ Reuters. (2025, April 7). *Dutch power grid operator allocates 9 GW via off-peak contracts*. Retrieved from <https://www.reuters.com/business/energy/dutch-power-grid-operator-allocates-9-gw-via-off-peak-contracts-2025-04-07>

⁵⁴ Se mer i Ea Energianalysens del i underlagsrapporten bland bilagorna.

För vissa scenarier föreslås även utbyggnad av förbindelser från norra Sverige:

- SE1–FI: 0–1,5 GW
- SE2–FI: 0–1,4 GW

Det största behovet av dessa serier uppstår i scenarierna med låg efterfrågan, där Sverige är en stor nettoexportör av el.

Dessutom observeras investeringar i överföring till offshore-hubbar, exempelvis från SE4 till Kriegers Flak (0,6–2,2 GW), som kan användas för kraftutbyte med Tyskland och Danmark eftersom dessa länder är anslutna till samma hubb i scenarierna.

När det gäller interna nätförstärkningar i Sverige pekar optimeringen generellt på behov av starkare förbindelser:

- Mellan SE3 och SE4: 0,9–1,5 GW
- Mellan SE3 och SE2: 1,1–1,5 GW (endast i scenarier med låg efterfrågan).

Ökad överföringskapacitet ger lägre totala systemkostnader och mer effektiv handel, men kan samtidigt höja svenska elpriser och minska landets attraktionskraft för ny industri. Effekterna blir bland annat att priser sjunker i mottagarländer men stiger i Sverige, vilket kan gynna investeringarna i ny kraftproduktion, men kan samtidigt missgynna konsumenterna. Detta gäller dock inte generellt och vissa förstärkningar kan även vara prissänkande för svenska elkunder. Frågeställningarna kring de lokala perspektiven på utbyggnaden av överföringskapaciteten har inte analyserats i detta projekt.

Priserna på transmissionskablar har stigit kraftigt under de senaste 4–5 åren, drivet av hög efterfrågan, begränsad produktionskapacitet samt stigande kostnader för råvaror, energi och frakt. Beräkningarna bygger på antagandet att dessa kostnadsnivåer gradvis normaliseras över tid. Detta antagande är centralt för resultaten. Om en sådan normalisering uteblir och kostnaderna förblir på den höga nivån riskerar betydligt färre transmissionsprojekt att vara ekonomiskt attraktiva.

9.3 FLASKHALSAR I ELNÄTEN KAN BEGRÄNSAS

Chalmers har inom ramen för Nepp analyserat hur placeringen av ny elproduktion och förstärkningen av transmissionsnätet kan hantera förändrad efterfrågan och produktion⁵⁵. Med hjälp av Chalmers nordiska modell EHUB har man undersökt olika scenarier fram mot 2040–2050, bland annat med och utan ny kärnkraft samt med olika förutsättningar för vindkraft.

En huvudslutsats är att en strategisk lokalisering av ny elproduktion – anpassad efter var ny efterfrågan uppstår och den transmissionskapacitet som redan planeras – kan minska risken för flaskhalsar utan att kräva stora extra investeringar utöver beslutade nätförstärkningar. Men perioder med mycket hög belastning kan ändå uppstå. I praktiken styrs produktionslokalisering bland annat

⁵⁵ Se mer i Chalmers del i underlagsrapporten bland bilagorna.

av faktorer som tillståndprocesser och lokal acceptans, vilket kan skapa nya behov av nätinvesteringar.

En central fråga är spänningshållning, alltså att upprätthålla rätt spänningsnivå i nätet genom lokal reglering av reaktiv effekt. Reaktiv effekt kan inte överföras över långa avstånd och måste därför hanteras där behovet uppstår. Den pågående elektrifieringen av industri och transporter innebär att både elproduktion och efterfrågan flyttar geografiskt, vilket förändrar behoven av reaktiv effektkompensering.

Beräkningarna visar att det framtida behovet av reaktiv effekt ökar kraftigt — med cirka 77–82 % jämfört med dagens nivåer — till följd av högre belastning och längre överföringsavstånd. Samtidigt kan kostnadsökningen hållas nere (40–44 %) eftersom billigare lösningar som shuntkondensatorer står för en stor del av ökningen. Det pekar på vikten av att redan nu planera tekniska lösningar för spänningshållning och att samordna nätinvesteringar med produktions- och efterfrågeutvecklingen.

En slutsats från studien är att Sveriges framtida elsystem kan fungera effektivt även med stor elektrifiering och väderberoende produktion om ny produktion placeras genomtänkt i förhållande till efterfrågan och nätkapacitet, men det kräver aktiv planering av både nätutbyggnad och spänningsreglering. Det kan också uttryckas som att en ökad acceptans för ny elproduktion, som ger möjlighet till strategisk placering från elnätsperspektiv, kan reducera behovet av förstärkningar i transmissionsnätet medan en låg acceptans av ny elproduktion ökar behovet av elnät förstärkningar.

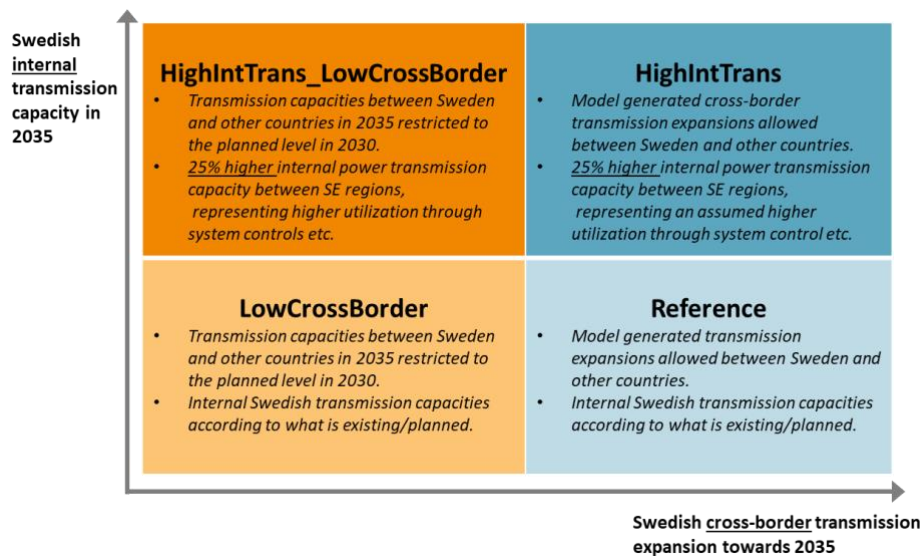
9.4 ANALYS AV EN FÖRBÄTTRAD ANVÄNDNING AV DET SVENSKA TRANSMISSIONSNÄTET

Ea Energianalyse har inom ramen för Nepp analyserat vilka effekter en förbättrad användning av det svenska transmissionsnätet kan få⁵⁶. Analysen Ingångsvärdena är inspirerade av hypotesen i Norges MaksGrid-projekt som är att kapaciteten i befintliga elnät kan öka med 25 procent⁵⁷. Analysen undersöker hur en ökning av den interna transmissionskapaciteten i Sverige med 25 procent till år 2035 kan påverka kapacitetsinvesteringar, elproduktion, handel, elpriser, systemkostnader, koldioxidutsläpp och behovet av flexibilitet. Ökningen motsvarar 0,8–2,0 gigawatt extra överföringskapacitet mellan elområdena SE1–SE2, SE2–SE3 och SE3–SE4.

Baserat på lågelscenariot till 2035 har fyra scenarier studerats i en 2×2-matris enligt figur 31 där två parametrar varierar: nivån på gränsöverskridande överföringsutbyggnad (hög respektive låg) och den interna transmissionskapaciteten (nuvarande nivå respektive +25 procent).

⁵⁶ Se mer i Ea Energianalysens del i underlagsrapporten bland bilagorna.

⁵⁷ <https://www.dnv.com/news/2024/maksgrid-project-aims-to-increase-utilization-of-norwegian-power-grid-by-25/>



Figur 7 Analysen omfattar fyra scenarier som varierar nivån på gränsöverskridande överföringsutbyggnad (hög respektive låg) och den interna transmissionskapaciteten (nuvarande nivå respektive +25 procent).

I referensscenariot med hög gränsöverskridande utbyggnad är potentialen för landbaserad vindkraft i Sverige redan fullt utnyttjad, vilket innebär att en ökad intern kapacitet endast ger en liten ökning av havsbaserad vindkraft, motsvarande 0,3 gigawatt. I scenariot med begränsad gränsöverskridande utveckling möjliggör den högre interna kapaciteten en full utbyggnad av den kvarvarande potentialen för landbaserad vindkraft, motsvarande 1,0 gigawatt. Detta leder till att vindkraftsproduktionen ökar med 1,2 terawattimmar i referensscenariot och 3,5 terawattimmar i scenariot med låg gränsöverskridande kapacitet. Samtidigt minskar behovet av gasturbiner något, med 0,1–0,2 gigawatt, vilket motsvarar en minskning på 6–8 procent.

På europeisk nivå leder den ökade svenska interna kapaciteten till en minskning av gaseldad elproduktion med 0,4–0,8 terawattimmar, framför allt i länder som får mer svensk export. Koldioxidutsläppen minskar med 0,1–0,3 miljoner ton, motsvarande 0,1–0,2 procent, och behovet av gaseldad kapacitet sjunker med 0,7–1,6 gigawatt. Minskade flaskhalsar i det svenska elnätet gör det möjligt att dela toppeffektresurser mer effektivt mellan länder och utnyttja den ökade vindkraftsproduktionen bättre.

Sverige är nettoexportör av el i samtliga scenarier. När den interna kapaciteten höjs med 25 procent ökar nettoexporten med 0,7 terawattimmar i referensscenariot och med 3,0 terawattimmar i scenariot med låg gränsöverskridande utveckling. I det förstnämnda scenariot går mer export till högprisregioner som Tyskland och Danmark, medan exporten till lågprisregioner som Finland och Norge minskar. I det senare scenariot ökar exporten särskilt till Norge, Danmark och Tyskland.

En högre intern transmissionskapacitet bidrar till att jämna ut prisnivåerna mellan de svenska elområdena. I lågprisområdena SE1 och SE2 stiger priserna marginellt, med 0,0–0,5 euro per megawattimme, medan de sjunker i högprisområdena SE3

och SE4 med 0,4–1,6 euro per megawattimme. De största elpriseffekterna och de största vinsterna för konsumenterna uppstår i scenariot där man inte bygger ut med nya interconnectors. Det nationella genomsnittspriset minskar med 0,19–0,86 euro per megawattimme, vilket motsvarar en samhällsekonomisk nytta för konsumenterna på 40–160 miljoner euro per år.

Analysen visar också att Sveriges samhällsekonomiska systemkostnader kan minska med 150–200 miljoner euro per år till 2035 vid en kapacitetsökning på 25 procent. Den största delen av nyttan kommer från ökade intäkter från handel med andra länder, vilka vida överstiger kostnaden för den ökade vindkraftsutbyggnaden.

Slutsatsen är att den uppskattade samhällsekonomiska nyttan ligger i samma storleksordning som kostnaden för fysisk nätutbyggnad, och att åtgärder som förbättrad drift genom dynamiska ledningsgränser eller avancerade styrstrategier sannolikt är billigare än att bygga ny fysisk infrastruktur. Analysen omfattar dock inte alla aspekter, exempelvis är stödtjänstemarknader utöver reservkapacitet inte inkluderade, och resultaten gäller för ett typiskt klimatår. Nyttan kan vara större under mer utmanande klimatförhållanden som kalla, torra eller vindfattiga år.

Sammantaget indikerar analysen att en förbättrad användning av det svenska transmissionsnätet kan vara samhällsekonomiskt lönsam, bidra till ökad vindkraftsutbyggnad, högre nettoexport och något lägre elpriser i Sverige samt minska behovet av gaseldad kapacitet och produktion i Europa, vilket ger små men positiva klimatvinster.

10 Avslutande kommentarer

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 SE1. Viktiga parametrar för prisbilden där är tillgänglig överföringskapacitet, tillkommande elefterfrågan, graden av flexibilitet i efterfrågan och priskopplingen till bl.a. Finland.

11 Referenslista

CTH, institutionen för energiteknik:

www.chalmers.se/institutioner/see/forskning/energiteknik

Definition and Classification of Power System Stability – Revisited & Extended | IEEE Journals & Magazine | IEEE Xplore

Definition and Classification of Power System Stability – Revisited & Extended | IEEE Journals & Magazine | IEEE Xplore

DNV. <https://www.dnv.com/news/2024/maksgrid-project-aims-to-increase-utilization-of-norwegian-power-grid-by-25/>

DNV. <https://www.dnv.com/news/2024/maksgrid-project-aims-to-increase-utilization-of-norwegian-power-grid-by-25/>

Ea Energianalyse: www.ea-energianalyse.dk/en/

Ek H. med fl. (2025), "Through energy droughts: Hydropower's ability to sustain a high output", Renewable and Sustainable Energy Reviews", 214.

Ellevio AB (2023). Effektrapport 2023: Förutsättningar för framtidens elnät.

Energiforsk (2025), "Hållbar vattenkraft i framtidens energisystem", slutrapport från HÅVEN-projektet.

Energiforsk Nepp (2025). Elmarknaden 2035. En spaning mot framtiden.

Energiforsk Nepp (2025). Elmarknaden 2035. En spaning mot framtiden.

Energiforsk Nepp (2025). Elsystemets stabilitet

Energimarknadsinspektionen. EIFS 2023:3

Energimyndigheten (2024). Effektiv användning av energi, effekt och resurser. För att underlätta elektrifieringen. ER 2024:03.

Energimyndigheten (2024). Industrin – nuläge och förutsättningar för omställning. En nulägesanalys av svensk industris klimatomställning för år 2024. ER 2024:23.

Energimyndigheten (2025). Flexibilitet inom elsystemet - målanpassad information och potentialbedömningar. ER 2025:20.

Energimyndigheten 2025, "Scenarier över Sveriges energisystem - Vägar till ett energisystem med nettonollutsläpp 2050".

Europeiska kommissionen. Regulation - 2016/1388 - EN - EUR-Lex (europa.eu)

Europeiska kommissionen. Regulation - 2016/1447 - EN - EUR-Lex (europa.eu)

Europeiska kommissionen. Regulation - 2016/631 - EN - EUR-Lex (europa.eu)

Green Power Sweden (2025), "Statistik och prognos för vindkraftsutbyggnaden, andra kvartalet 2025"

Grid-Forming Capabilities: Towards System Level Integration

Profu. www.profu.se

Quantified Carbon. www.quantifiedcarbon.com

Reuters. (2025, April 7). *Dutch power grid operator allocates 9 GW via off-peak contracts*. Retrieved from <https://www.reuters.com/business/energy/dutch-power-grid-operator-allocates-9-gw-via-off-peak-contracts-2025-04-07>

SKGS (2025). Industrins elbehov till 2035 – en kartläggning 2025.

SKGS (2025). Industrins elbehov till 2035-en kartläggning till 2035, SKGS maj 2025.

Svenska kraftnät (2022). Investeringsplan 2023–2032.

Svenska kraftnät (2025), "Driftsäkerhet i kraftsystemet – framtidens behov och förmågor"

Svenska kraftnät. <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2023/slutrapport-20230926-nap-vattenkraft.pdf>

Svenska kraftnäts författningssamling

Sweco. Analys av elnätsinvesteringar och elektrifieringens påverkan på kapacitet.

Thollander, P., Wallén, M., Björk, C., Johnsson, S., Haraldsson, J., Andersson, E., Andersson Noor Jalo, M., Malik Kanchiralla, F. (2021). Energinyckeltal och växthusgasutsläpp baserade på industrins energianvändande processer. Slutrapport, Naturvårdsverket rapport 6972, juni 2021.

Westander (2025). "Statistik om landbaserad vindkraft 2014-2024. Samråd, ansökningar, beslut och avslagsanledningar". 2025-05-09.

SÅ FÅR INDUSTRIEN TILLRÄCKLIGT MED EL TILL 2035

Om elektrifieringen av industrin, transportsektorn och samhället i stort genomförs enligt de planer som redovisats i olika sammanhang så leder detta till en kraftig ökning av Sveriges elanvändning redan till 2035. Flera industrier kommer behöva konkurrenskraftig el redan innan ny kärnkraft kan tillkomma. Syftet med den här rapporten är att belysa hur elsystemet kan se ut 2035 och vad som behöver göras för att möjliggöra detta.

Elektrifieringen av industrin, transportsektorn och samhället i stort förväntas leda till en kraftig ökning av elanvändningen. Hur mycket el som kommer att efterfrågas och i vilken takt är centralt för dessa analyser. Vi har utgått från två scenarier, ett med väldigt hög efterfrågan på el fram till 2035 och ett med lägre tillväxttakt. I det lägre scenariot blir den totala efterfrågan 185 TWh 2035 och i det högre 255 TWh.

Merparten av den tillkommande efterfrågan kommer från industrin. Utvecklingen är dock mycket svårbedömd och påverkas av en rad faktorer som tillståndprocesser, nätkapacitet, teknikmognad, konkurrenskraft, och osäkerheter i EU:s klimatomål till 2040. Ett stort tillskott av elproduktion kan tillkomma med ny kärnkraft, men den kan tidigast vara på plats från 2035. Flera industrier kommer behöva konkurrenskraftig el och positivt besked om nätanslutning innan dess. De kommande årens beslut och ledarskap hos politiken, energibranschen och industrin kommer därför spela stor roll för om det lyckas, eftersom det tar tid att få ny energiinfrastruktur på plats. Syftet med den här rapporten är att belysa hur elsystemet kan se ut 2035 och vad som behöver göras för att möjliggöra detta.

Fyra modellgrupper – Chalmers, Ea Energianalyse, Profu och Quantified Carbon – har svarat för energisystemmodellering. Resultaten visar både gemensamma slutsatser och viktiga skillnader.

Flera tekniker kommer vara viktiga i ett system som ska ge förutsättningar för industrins konkurrenskraft och samhällets olika funktioner. Med utgångspunkten att elsystemet ska leverera industrins behov om minst 185 TWh år 2035 och vara i balans varje timme på året kan 14 slutsatser dras.

Ett nytt steg i energiforskningen

Forskningsföretaget Energiforsk initierar, samordnar och bedriver forskning och analys inom energiområdet samt sprider kunskap för att bidra till ett robust och hållbart energisystem. Energiforsk är ett politiskt neutralt och icke vinstutdelande aktiebolag som ägs av branschorganisationerna Energiföretagen Sverige och Energigas Sverige, det statliga affärsverket Svenska kraftnät, samt gas- och energiföretaget Nordion Energi. Läs mer på energiforsk.se.

