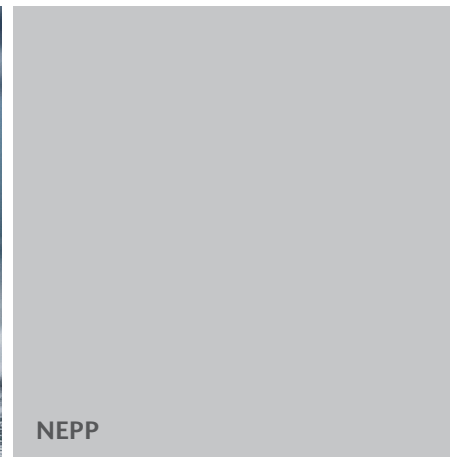
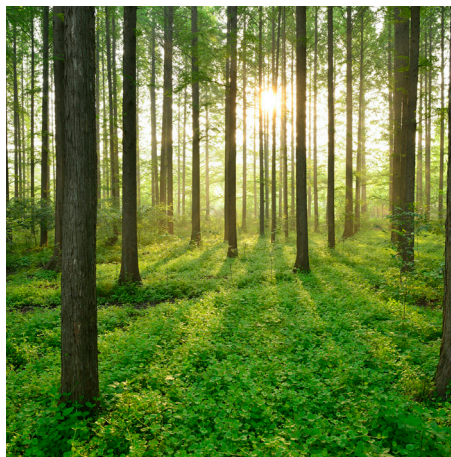
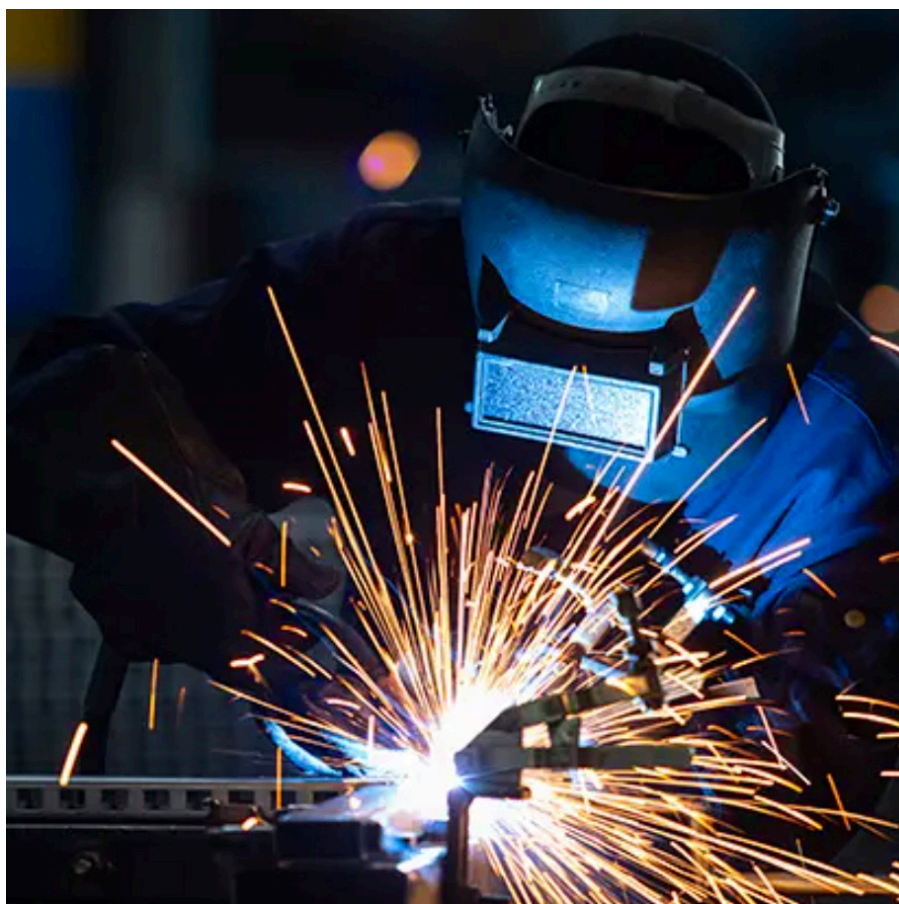


SÅ FÅR INDUSTRIEN TILLRÄCKLIGT MED EL TILL 2045

RAPPORT 2026:1199



NEPP



Så får industrin tillräckligt med el till 2045

MARKUS WRÅKE CALENTIX ENERGY, FILIP JOHNSON CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA, LISA GÖRANSSON CHALMERS TEKNISKA HÖGSKOLA, ANDERS KOFOED-WIUFF EA ENERGIANALYSE, KARSTEN HEDEGAARD EA ENERGIANALYSE, PETER FRITZ FRITZ FIRMA, ERIK LINDBLUM IVL SVENSKA MILJÖINSTITUTET, MIKAEL MALMAEUS IVL SVENSKA MILJÖINSTITUTET, DAVID GUDMUNDS PROFU, EBBA LÖFBLAD PROFU, JENNY WESTERBERG PROFU, MIKAEL ODENBERGER PROFU, THOMAS UNGER PROFU, VIKTOR WALTER PROFU, ANTON SÅMARK QUANTIFIED CARBON, CARL HELLESEN QUANTIFIED CARBON, JOHAN HAGSTEN QUANTIFIED CARBON, DANIEL HIRSCH ENERGIFORSK, HÅKAN ÖSTBERG ENERGIFORSK, MALIN STRAND ENERGIFORSK, STEFAN MONTIN ENERGIFORSK

ISBN 978-91-89917-42-2 | © Energiforsk juni 2026

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

Förord

Det svenska energisystemet behöver genomgå mycket stora förändringar om industri- och transportsektorns elektrifiering ska lyckas och för att Sverige ska kunna nå klimatmålen. Samtidigt präglas utvecklingen av växande osäkerhet kring geopolitik, internationell konkurrens, industrins investeringstakt, framtida elpriser och den långsiktiga utvecklingen av Europas energimarknader.

Under de senaste åren har många analyser utgått från en snabb och kraftig ökning av Sveriges elanvändning. Denna elektrifieringsvåg har ännu inte tagit fart och flera stora industriprojekt har försenats eller omprövats i takt med att omvärldsläget blivit mer osäkert. Industrins senaste kartläggning pekar dock fortsatt mot ett dubblerat elbehov i industrin till 2035. Samtidigt har etableringen av datacenter tagit fart, vilket är en sektor som snabbt kan driva upp elbehovet. Därmed har frågan om hur Sverige ska planera framtidens elsystem blivit mer komplex än tidigare.

Denna rapport visar på olika vägar för elsystemets utveckling under olika förutsättningar. Rapporten belyser frågor om elefterfrågan, elproduktion, systemkostnader, elpriser, effektbalans, elmarknadens framtida utformning och värdet av elförbindelser med utlandet. Ett viktigt tema genom hela analysen är behovet av robusthet och flexibilitet i ett energisystem där osäkerheten sannolikt kommer att vara större än under tidigare decennier.

Rapporten visar att långsiktiga politiska vägval och tydliga prioriteringar kommer att få stor betydelse för hur framtidens energisystem utvecklas. Det finns inte några enkla vägval eller enskilda tekniska lösningar som ensamma kan lösa framtidens utmaningar. I stället pekar analyserna på behovet av långsiktiga och stabila spelregler, effektiva tillståndprocesser och ett energisystem som kan hantera flera möjliga framtidsbilder samtidigt. Energi-, industri- och säkerhetspolitiken behöver också integreras tydligare i takt med att energifrågorna får allt större betydelse för svensk konkurrenskraft och försörjningstrygghet.

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 finansörer som möjliggjort arbetet. Ett särskilt tack riktas till de fyra modellgrupperna – Chalmers, Ea Energianalyse, Profu och Quantified Carbon samt Peter Fritz och Markus Wråke – 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 nio slutsatserna har formulerats av Energiforsk i samråd med medverkande forskare. Vi hoppas och tror att 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 och 2045.

Stockholm juni 2026
Håkan Östberg och Martin Vallstrand
Energiforsk

Sammanfattande slutsatser och observationer

Rapporten analyserar hur Sverige kan säkerställa tillräcklig elförsörjning för industrins och samhällets klimatomställning fram till 2045. Till grund för analyserna ligger olika energisystemmodeller. Utgångspunkten är att elektrifieringen av industri och transporter är avgörande för att nå klimatmålet om nettonollutsläpp, men att utvecklingen präglas av stor osäkerhet kring investeringar, geopolitik, konkurrenskraft och framtida elanvändning.

Rapporten visar att Sveriges framtida elbehov i hög grad avgörs av industrins konkurrenskraft, Klimatpolitiken och möjligheten att genomföra stora investeringar i fossilfri produktion. Särskilt osäker är utvecklingen för batterifabriker, vätgasproduktion och elektrobränslen. Samtidigt lyfts datacenter och AI-utveckling fram som en snabbt växande och svårbedömd drivkraft bakom framtida elanvändning.

En viktig observation är att Sverige idag har god energibalans i termer av producerad el, men att effektbalansen är mer ansträngd. Variationen i vind- och solkraft gör att tillgänglig effekt under vissa timmar riskerar att bli otillräcklig, särskilt om efterfrågan ökar snabbt. I takt med att den väderberoende elproduktionen byggs ut förstärks dessutom säsongsmässiga och årliga vädervariationers inverkan på elsystemet. Rapporten betonar därför behovet av ett robust och flexibelt elsystem med utbyggd elproduktion, starkare elnät, energilager och flexibilitetslösningar. Sverige har samtidigt mycket gynnsamma förutsättningar för att bygga ut förnybar elproduktion i form av land- och havsbaserad vindkraft givet våra stora ytor och långa kustlinje med bra vindförhållanden.

Slutsatsen är att Sverige bör aktivt undanröja de hinder som finns för elektrifieringen – såväl för ny elproduktion som att underlätta för industrins omställning - och fortsatt stå upp för EU:s klimatpolitik som är helt avgörande för industris omställning. Osäkerheten kring industrins utveckling och energisystemets teknikval är stor, men behovet av långsiktig planering och snabbare genomförandeprocesser är större än någonsin. Ett robust elsystem kräver en kombination av flera olika elproduktionsslag, tillsammans med flexibilitet och investeringar som kan hantera både snabb och långsam elektrifiering.

I rapporten sammanfattas under varje kapitel de viktigaste nyckelbudskapen. Med dessa som utgångspunkt och i ett mer övergripande systemperspektiv sammanfattas nedan nio övergripande observationer och slutsatser:

1. Elpriserna kommer öka – Sveriges relativa prisfördel minskar men kan bestå

Sverige har historiskt haft låga elpriser i ett europeiskt perspektiv, särskilt i de norra elområdena. En växande elanvändning i norra Sverige, tillsammans med förstärkningar av transmissionsnätet, innebär att prisskillnaderna mellan svenska elområden gradvis minskar. Samtidigt kommer svenska elpriser även framöver att

påverkas av utvecklingen på de europeiska elmarknaderna och av den internationella handeln. Det innebär att Sverige inte kan räkna med varaktigt mycket låga elpriser. Däremot har Sverige fortsatt goda förutsättningar att behålla en konkurrenskraftig elförsörjning genom god tillgång till vattenkraft, vindkraft och befintlig kärnkraft. Handel och marknadsintegration bidrar samtidigt till att resurser används effektivt och till att investeringar kan finansieras på marknadsmässiga villkor.

Viktiga frågor för energipolitiken: Politiken bör fokusera på konkurrenskraftiga snarare än varaktigt låga elpriser. Detta kräver goda investeringsförutsättningar, väl fungerande marknader, fortsatt internationell handel, flexibilitet och hög leveranssäkerhet.

2. Elpriserna blir mer väderberoende och varierande – oavsett teknikval

Priserna kommer variera mer än Sverige upplevt historiskt i takt med att väderberoende elproduktion utgör en allt större andel i hela norra Europa. Denna effekt syns redan på elmarknaden och relativt stora prisvariationer är sedan något år in på 2020-talet ett faktum. Prisvariationerna kvarstår långsiktigt oavsett vilken mix av elproduktion Sverige får, men de blir något mindre med ny kärnkraft än utan. Variationerna mellan olika väderår kan bli mycket stora, där hur mycket det blåser, regnar eller snöar olika år får stor påverkan på priset. Variationerna kan hanteras med en portfölj av olika åtgärder för flexibilitet både hos elproducenter och elanvändare, anpassade för både korta och mer långvariga variationer.

Viktiga frågor för energipolitiken: Större prisvariationer ökar betydelsen av flexibilitet, energilager och efterfrågeanpassning. En central avvägning för politiken är hur dessa resurser kan utvecklas genom marknadens prissignaler och i vilken utsträckning kompletterande styrmedel behövs. Det handlar också om hur hushåll och företag ska kunna hantera ökade prisvariationer samtidigt som incitamenten att bidra till elsystemets flexibilitet och robusthet upprätthålls.

3. Mer landbaserad vindkraft är grunden i alla rimliga scenarier – oavsett om ny kärnkraft byggs

Resultaten från samtliga modeller och scenarier visar på betydande investeringar i landbaserad vindkraft, oavsett om ny kärnkraft byggs eller inte. Detta är en konsekvens av Sveriges goda naturgivna förutsättningar med stora landytor och goda vindlägen. Utmaningarna handlar främst om tillståndsprocesser, lokal acceptans, nätanslutningar och förmågan att genomföra investeringarna i tillräcklig takt.

Viktiga frågor för energipolitiken: En central del i energipolitiken kommer vara att avgöra hur förutsättningarna för investeringar i landbaserad vindkraft behöver utvecklas för att möjliggöra utbyggnaden av ny elproduktionen i den takt som behövs. Samtidigt behöver acceptans- och tillståndsfrågor hanteras på ett sätt som stärker investeringstakten.

4. Ny kärnkraft eller inte handlar främst om olika riskprofiler – inte om kostnad

Valet mellan ett elsystem med eller utan ny kärnkraft är i första hand ett val mellan olika riskprofiler, inte mellan två system som entydigt skiljer sig i kostnad. Analysen visar att ett elsystem med 6 GW ny kärnkraft ger lägre elpriser än ett system utan ny kärnkraft. Samtidigt innebär kärnkraftsinvesteringen en merkostnad som, utslagen på den totala elanvändningen i det analyserade scenariot, motsvarar cirka 3–5 öre per kWh. Hur denna merkostnad fördelas mellan elkunder, investerare och staten beror på den valda finansieringsmodellen. Resultaten är samtidigt känsliga för antaganden om investeringskostnader, finansiering och andra centrala modellantaganden.

Ett system utan ny kärnkraft innebär samtidigt ett större långsiktigt behov av utbyggnad av väderberoende produktion, lagring, flexibilitet och annan planerbar kapacitet. Systemet blir också mer känsligt för långvariga perioder med låg vind- och vattenkraftsproduktion, särskilt om sådana situationer samtidigt uppstår i flera länder och begränsar möjligheterna till elimport.

Analysen pekar därför på att frågan främst handlar om hur olika kostnader, nyttor och risker ska hanteras och fördelas, snarare än om att identifiera ett entydigt billigare eller mer robust elsystem.

Viktiga frågor för energipolitiken: Om ny kärnkraft byggs blir frågor om finansiering och riskfördelning centrala för politiken. Oavsett om ny kärnkraft byggs eller inte krävs omfattande investeringar i vindkraft och annan ny elproduktion för att möta elektrifieringen. Ny kärnkraft kan påverka omfattningen och sammansättningen av dessa investeringar, men behovet av väderberoende produktion, flexibilitet, lagring och andra resurser som stärker systemets robusthet kvarstår i samtliga scenarier.

5. Långa ledtider äventyrar tempot i omställningen

Många energi-, nät- och industriprojekt har långa ledtider och en betydande andel realiserar aldrig. Detta har redan bidragit till en investeringsskuld som riskerar att försvåra elektrifieringen. Eftersom ledtiderna är långa är förseningar svåra att kompensera för i efterhand. Utmaningen handlar inte bara om tillståndprocesser utan också om investeringsvilja, stabila marknadsförutsättningar och samordning mellan elproduktion, elnät och ny elanvändning. Om dessa utvecklas i olika takt riskerar kostnader, osäkerheter och flaskhalsar att öka. Analysen visar att dagens beslut om projektinitering har stor betydelse för tillgången på kapacitet till 2045.

Viktiga frågor för energipolitiken: Att skapa stabila investeringsförutsättningar i kombination med effektivare och mer förutsägbara tillståndprocesser. En nyckel för att lyckas med detta är att skapa bättre samordning mellan elproduktion, elnät, industriinvesteringar och nätanslutningar för att minska risken att omställningen fördröjs av bristande genomförandeförmåga.

6. Sverige kan få energibrist under sällsynta men utmanande perioder

De flesta år väntas Sverige ha god tillgång till el, och internationell handel bidrar då till att stärka försörjningstryggheten och använda resurserna effektivt. Under vissa ovanliga men potentiellt mycket ansträngande väderförhållanden kan dock energibrist uppstå. Det gäller framför allt när låg tillrinning till vattenkraften sammanfaller med långvarigt låg vindkraftsproduktion i stora delar av Nordeuropa.

I sådana situationer kan även importmöjligheterna vara begränsade eftersom flera länder samtidigt har ett ansträngt läge. Då ökar betydelsen av planerbar produktion, lagrad energi, bränsleförsörjning och möjligheten att anpassa elanvändningen under längre perioder. Utmaningen handlar därför mindre om installerad effekt och mer om energiberedskap, uthållighet och förmågan att hantera sällsynta men långvariga påfrestningar på energisystemet.

Viktiga frågor för energipolitiken: Det är en politisk avvägning vilken nivå av robusthet och beredskap som bör byggas in i energisystemet för att hantera extrema men realistiska situationer. Frågan handlar ytterst om balansen mellan nationell beredskap, planerbara resurser, energilager, flexibilitet å ena sidan och den försörjningstrygghet som handel och sammankopplade europeiska marknader normalt bidrar med å den andra sidan.

7. Flexibilitet och prisvariationer bidrar till ett robust och kostnadseffektivt elsystem

Flexibilitet innebär i första hand att elanvändning kan flyttas i tid eller anpassas efter elsystemets behov. På kortare tidsskalor väntas sådan flexibilitet bli både vanlig och kostnadseffektiv. För längre perioder med låg vind- och vattenkraftsproduktion krävs däremot kompletterande lösningar såsom energilager, planerbar produktion eller mer uthålliga former av efterfrågeanpassning. Prisvariationer är en viktig del av ett väl fungerande elsystem eftersom de skapar incitament för investeringar, flexibilitet och effektiv resursanvändning. Samtidigt kan de innebära utmaningar för vissa hushåll och företag. Analysen visar att flexibilitet, lagring och planerbar produktion behövs i alla framtida elsystem, men att omfattningen av dessa resurser varierar mellan olika utvecklingsvägar. Den viktigaste skillnaden mellan system med och utan ny kärnkraft är därför främst hur stort behovet av kompletterande resurser blir – inte om de behövs.

Viktiga frågor för energipolitiken: En viktig del i energipolitiken kommer vara att avgöra hur marknadens prissignaler kan bidra till investeringar i flexibilitet, energilager och andra systemresurser, samt i vilken utsträckning kompletterande styrmedel kan behövas. En viktig politisk avvägning handlar om balansen mellan att bevara de incitament som skapar flexibilitet och robusthet i systemet och

samtidigt hantera de utmaningar som större prisvariationer kan innebära för vissa hushåll och företag.

8. Missad tajming mellan efterfrågan och utbyggnad är den största kostnadsrisken

Den viktigaste kostnadsrisken för det svenska elsystemet är inte valet av enskilda kraftslag utan att utbyggnaden av elproduktion, elnät och flexibilitetsresurser sker i otakt med utvecklingen på efterfrågesidan. Osäkerheten kring framtida elbehov handlar i stor utsträckning om industrins konkurrenskraft och förmåga att genomföra planerade investeringar, vilket gör tajmingen mellan utbud och efterfrågan särskilt viktig. Om efterfrågan av el växer snabbare än utbudet riskerar elpriserna att stiga och investeringar att fördröjas. Omvänt kan en alltför snabb utbyggnad av produktionen leda till låg lönsamhet, ökade stödkostnader och felallokerat kapital. Analysen visar att genomförandetakt, koordinering och förmågan att anpassa investeringar till utvecklingen av elanvändningen har större betydelse för systemkostnaden än många av de teknikval som ofta dominerar debatten.

Viktiga frågor för energipolitiken: Analysen belyser frågan om taktning, det vill säga hur investeringar i elproduktion, elnät och elanvändning kan utvecklas i takt med varandra trots betydande osäkerheter kring framtida efterfrågan. Politikens roll i detta är att skapa stabila investeringsvillkor, effektiva tillståndsprocesser och säkerställa samordning mellan industriutveckling, nätutbyggnad och elproduktion för att minska risken för både kapacitetsbrist och överinvesteringar.

9. Elhandel över gränserna ger exportinkomster, ökad försörjningstrygghet och högre elpriser

Ökad överföringskapacitet inom Sverige och till andra länder gör att elproduktion kan användas mer effektivt, det ökar även lönsamheten för svenska elproducenter. Det innebär också att svensk försörjningstrygghet ökar, eftersom den förbättrade elhandeln möjliggör att bristsituationer kan begränsas. Samtidigt innebär den förbättrade handeln att prisskillnaderna minskar, både inom Sverige och mellan Sverige och övriga Europa. Det blir särskilt tydligt i Sveriges norra elområden, som får se högre elpriser när påverkan från kontinenten förstärks. Den ökade handeln med el innebär att mer av den el som produceras exporteras. I vissa scenarier exporteras en stor del av elen från ny kärnkraft, som därmed bidrar både till att möta svensk efterfrågan och till lägre utsläpp i övriga Europa.

Viktiga frågor för energipolitiken: En central energipolitisk fråga blir hur kostnader, nyttor och risker från investeringar i ny elproduktion och överföringskapacitet ska fördelas mellan elanvändare och elproducenter, mellan olika delar av Sverige och mellan länder. Detta blir särskilt relevant när en betydande del av värdet från ny elproduktion kan uppstå genom export och bidra till elektrifiering och utsläppsminskningar utanför Sveriges gränser.

Executive Summary – Key Conclusions and Observations

This report examines how Sweden can ensure sufficient electricity supply to support the climate transition of both industry and society up to 2045. The analysis draws on a range of energy system models. It is based on the premise that the electrification of industry and transport is essential for achieving Sweden's net-zero emissions target, while recognising the considerable uncertainty surrounding future investments, geopolitics, competitiveness and future electricity demand.

The findings show that Sweden's future electricity demand will depend largely on industrial competitiveness, climate policy and the ability to deliver major investments in fossil-free production. Developments in battery manufacturing, hydrogen production and electrofuels are particularly uncertain. At the same time, data centres and the rapid expansion of artificial intelligence are emerging as significant and difficult-to-forecast drivers of future electricity demand.

One important observation is that Sweden currently enjoys a favourable energy balance in terms of annual electricity generation, while capacity adequacy presents a greater challenge. Variations in wind and solar generation mean that available capacity may be insufficient during certain periods, particularly if electricity demand grows rapidly. As the share of weather-dependent generation increases, seasonal and interannual weather variations will also exert a greater influence on the power system. The report therefore highlights the need for a resilient and flexible power system supported by expanded electricity generation, stronger transmission networks, energy storage and flexibility resources. Sweden is also particularly well placed to expand renewable electricity generation through both onshore and offshore wind power, given its extensive land area and long coastline with favourable wind conditions.

The report concludes that Sweden should actively remove barriers to electrification – both by enabling new electricity generation and by facilitating industrial decarbonisation – while maintaining strong support for EU climate policy, which remains essential to industrial transformation. Although uncertainty surrounding industrial development and future technology choices is considerable, the need for long-term planning and faster implementation processes has never been greater. A resilient power system requires a diversified generation mix, supported by flexibility resources and investments capable of accommodating both rapid and gradual electrification pathways.

Each chapter of the report concludes with a summary of its key findings and messages. Building on these findings and adopting a broader system perspective, the report identifies nine overarching observations and conclusions.

1. Electricity Prices Will Increase – Sweden’s Relative Price Advantage Will Narrow but May Persist

Historically, Sweden has benefited from comparatively low electricity prices by European standards, particularly in the northern bidding zones. Growing electricity demand in northern Sweden, combined with reinforcements of the transmission network, is expected to gradually reduce price differences between Swedish bidding zones. At the same time, Swedish electricity prices will continue to be influenced by developments in European electricity markets and by international electricity trade. As a result, Sweden cannot rely on permanently very low electricity prices.

Nevertheless, Sweden remains well positioned to maintain a competitive electricity supply through its strong resource base of hydropower, wind power and existing nuclear generation. International trade and market integration also contribute to the efficient use of resources and enable investments to be financed on market-based terms.

Key Questions for Energy Policy

Energy policy should focus on maintaining competitive rather than permanently low electricity prices. This requires favourable investment conditions, well-functioning markets, continued international trade, flexibility resources and a high level of security of supply.

2. Electricity Prices Will Become More Weather-Dependent and More Volatile – Regardless of Technology Choices

Electricity prices are expected to become more volatile than Sweden has historically experienced as weather-dependent generation accounts for an increasing share of electricity supply across Northern Europe. This trend is already evident in electricity markets, and significant price fluctuations have become a defining feature of the market during the 2020s.

Price volatility is expected to remain a long-term characteristic of the market regardless of the future generation mix, although it is somewhat lower in scenarios that include new nuclear power. Differences between individual weather years may become substantial, with variations in wind conditions, rainfall and snowfall exerting a major influence on electricity prices. These fluctuations can be managed through a portfolio of flexibility measures on both the supply and demand sides, designed to address both short-term variability and more prolonged periods of imbalance.

Key Questions for Energy Policy

Greater price volatility increases the importance of flexibility, energy storage and demand response. A central policy consideration is how these resources can be

developed through market-based price signals and to what extent complementary policy measures may be required. It also raises questions about how households and businesses can manage increased price volatility while preserving incentives to contribute to the flexibility and resilience of the power system.

3. More Onshore Wind Power Forms the Foundation of All Credible Pathways – Regardless of Whether New Nuclear Power Is Built

The results from all models and scenarios point to substantial investment in onshore wind power, irrespective of whether new nuclear capacity is developed. This reflects Sweden's favourable natural conditions, including extensive land availability and strong wind resources. The main challenges relate to permitting processes, public acceptance, grid connections and the ability to deploy investments at the pace required.

Key Questions for Energy Policy

A central question for energy policy will be how the conditions for investment in onshore wind power need to evolve in order to enable the expansion of electricity generation at the pace required. At the same time, issues relating to public acceptance and permitting processes must be addressed in ways that support a higher rate of investment and project delivery.

4. The Nuclear Question Is Primarily About Risk Allocation Rather Than Cost

The choice between a power system with or without new nuclear power is primarily a choice between different risk profiles rather than between two systems with fundamentally different costs. The analysis shows that a power system including 6 GW of new nuclear capacity results in lower electricity prices than a system without new nuclear power. At the same time, the nuclear investment entails an additional cost which, when spread across total electricity consumption in the analysed scenario, corresponds to approximately 3–5 öre per kWh.

How this additional cost is distributed between electricity consumers, investors and the state depend on the financing model adopted. The results are also sensitive to assumptions regarding investment costs, financing conditions and other key modelling assumptions.

A system without new nuclear power would require a greater long-term expansion of weather-dependent generation, energy storage, flexibility resources and other forms of dispatchable capacity. Such a system would also be more exposed to prolonged periods of low wind and hydropower output, particularly if similar conditions occur simultaneously across several countries and limit opportunities for electricity imports.

The analysis therefore suggests that the central issue is how different risks should be managed and allocated, rather than a choice between an expensive and an inexpensive power system, or between a stable and an unstable one.

Key Questions for Energy Policy

If new nuclear power is developed, questions relating to financing arrangements and risk-sharing mechanisms become central policy issues. Regardless of whether new nuclear power is built, substantial investments in wind power and other forms of new electricity generation will be required to support electrification. New nuclear power may influence the scale and composition of these investments, but the need for weather-dependent generation, flexibility resources, energy storage and other resources that strengthen system resilience remains across all scenarios.

5. Long Lead Times Threaten the Pace of the Transition

Many energy, grid and industrial projects are characterised by long lead times, and a significant proportion never reach completion. This has already contributed to an investment deficit that risks slowing the pace of electrification. Because lead times are lengthy, delays are difficult to compensate for later.

The challenge extends beyond permitting processes. It also concerns investment appetite, stable market conditions and effective coordination between electricity generation, transmission infrastructure and new electricity demand. If these elements develop at different speeds, costs, uncertainty and bottlenecks are likely to increase. The analysis shows that decisions taken today regarding project initiation will have a major influence on the availability of capacity in 2045.

Key Questions for Energy Policy

Key questions for energy policy include how to create stable investment conditions in combination with more efficient and predictable permitting processes. A critical factor in achieving this will be improved coordination between electricity generation, transmission networks, industrial investments and grid connections in order to reduce the risk that the transition is delayed by insufficient implementation capacity.

6. Sweden May Face Energy Shortages During Rare but Challenging Conditions

In most years, Sweden is expected to enjoy ample access to electricity, while international trade contributes both to security of supply and to the efficient use of resources. Under certain unusual but potentially very challenging weather conditions, however, energy shortages may arise. This is particularly the case when low inflows to hydropower reservoirs coincide with prolonged periods of low wind generation across large parts of Northern Europe.

In such situations, import opportunities may also be limited because several countries may be experiencing strained conditions simultaneously. The importance of dispatchable generation, stored energy, fuel security and the ability to adapt electricity consumption over extended periods therefore increases significantly. The challenge is consequently less about installed capacity and more about energy

preparedness, endurance and the ability to manage rare but prolonged stresses on the energy system.

Key Questions for Energy Policy

A key policy choice concerns the level of resilience and preparedness that should be built into the energy system in order to manage extreme but potentially very demanding situations. At its core, the issue is about striking the right balance between national preparedness, dispatchable resources, energy storage and flexibility on the one hand, and the security of supply normally provided by trade and interconnected European markets on the other.

7. Flexibility and Price Volatility Contribute to a Resilient and Cost-Effective Power System

Flexibility primarily refers to the ability to shift electricity consumption over time or adapt demand to the needs of the power system. Over shorter timescales, such flexibility is expected to become both widespread and cost-effective. During prolonged periods of low wind and hydropower generation, however, complementary solutions such as energy storage, dispatchable generation and more enduring forms of demand response are required.

Price volatility is an important feature of a well-functioning power system because it creates incentives for investment, flexibility and efficient resource utilisation. At the same time, it can present challenges for certain households and businesses. The analysis shows that flexibility resources, energy storage and dispatchable generation are required in all future power systems, although the scale of these resources varies between different development pathways.

The most important distinction between systems with and without new nuclear power is therefore not whether such complementary resources are required, but rather the extent to which they are needed.

Key Questions for Energy Policy

An important element of energy policy will be determining how market price signals can support investment in flexibility resources, energy storage and other system assets, and to what extent complementary policy measures may be required. A key policy trade-off concerns balancing the incentives that create flexibility and resilience within the power system against the challenges that greater price volatility may pose for certain households and businesses.

8. Poor Timing Between Demand Growth and Infrastructure Expansion Represents the Largest Cost Risk

The most significant cost risk facing the Swedish power system is not the choice of individual generation technologies, but rather the possibility that the expansion of electricity generation, transmission networks and flexibility resources occur out of step with developments on the demand side.

Uncertainty regarding future electricity demand is closely linked to industrial competitiveness and the ability of industry to deliver planned investments, making the timing of supply and demand developments particularly important. If electricity demand grows faster than supply, electricity prices may rise and investments may be delayed. Conversely, an excessively rapid expansion of generation capacity may result in weak profitability, higher support costs and misallocated capital.

The analysis shows that the pace of implementation, coordination and the ability to align investments with developments in electricity demand have a greater influence on overall system costs than many of the technology choices that often dominate public debate.

Key Questions for Energy Policy

The analysis highlights the issue of alignment – namely how investments in electricity generation, transmission networks and electricity demand can evolve in step with one another despite significant uncertainty regarding future demand. The role of policy is to provide stable investment conditions, efficient permitting processes and effective coordination between industrial development, grid expansion and electricity generation in order to reduce the risk of both capacity shortages and overinvestment.

9. Cross-Border Electricity Trade Increases Export Revenues, Security of Supply and Electricity Prices

Greater transmission capacity within Sweden and between Sweden and neighbouring countries enables electricity generation resources to be used more efficiently and increases the profitability of Swedish electricity producers. It also strengthens Sweden's security of supply by improving the ability to manage periods of scarcity through international electricity trade.

At the same time, increased market integration reduces price differences both within Sweden and between Sweden and the rest of Europe. This effect is particularly visible in northern Sweden, where electricity prices increase as the influence of continental European markets becomes stronger.

Greater electricity trade also results in a larger share of Swedish electricity generation being exported. In some scenarios, a substantial proportion of the output from new nuclear power is exported, thereby contributing both to meeting Swedish electricity demand and to reducing emissions elsewhere in Europe.

Key Questions for Energy Policy

A central policy question concerns how the costs, benefits and risks associated with investments in new electricity generation and transmission capacity should be distributed between electricity consumers and producers, between different parts of Sweden and between countries.

This becomes particularly relevant when a significant share of the value created by new electricity generation arises through exports and contributes to electrification and emissions reductions beyond Sweden's borders.

Innehåll

1	Inledning	20
2	Utvecklingen av efterfrågan mot 2045	23
2.1	Nyckelbudskap	23
2.1	Den totala elanvändningen i Sverige	24
2.2	Nepps analyserade scenarier	26
2.2.1	Scenario "Snabb utveckling"	27
2.2.2	Scenario "Måttlig utveckling"	28
2.2.3	Scenario Fördröjd utveckling	28
2.3	Industrins nuläge och aktuella utmaningar	30
2.4	Den potentiella efterfrågan av el från datacenter	33
2.5	Den framtida elanvändningen – historiskt stora investeringar i industrin	34
2.6	Referenser	38
3	Elsystemets långsiktiga utveckling till 2045 - en översiktsbild	39
3.1	Nyckelbudskap	39
3.2	Inledning	40
3.3	Metodik	40
3.4	Analysresultat: elproduktion	42
3.4.1	"Snabb utveckling"	42
3.4.2	"Måttlig utveckling"	43
3.4.3	"Fördröjd utveckling"	44
3.5	Effekt, effekttillräcklighet och planerbarhet år 2045	44
3.5.1	Elöverföring till grannländerna	47
3.6	Kompletterande analys: Ea Energianalyse "Balmorel-modell"	48
3.6.1	Efterfrågan och vätgas får stor betydelse	48
3.6.2	Produktionsmixen: robust landbaserad vindkraft och villkorad havsbaserad vindkraft	49
3.6.3	Flexibilitet, energilager och ny kärnkraft	49
3.6.4	Elöverföring inom landet och till grannländerna	50
3.7	Avslutande kommentarer	50
4	Systemstress och väderårsanalys	52
4.1	Nyckelbudskap	52
4.2	Introduktion	53
4.3	Nettolast	54
4.4	Modellering	58
4.5	Prisvolatilitet	60
4.6	Effektutmaning	63
4.7	Kapacitetsförstärkning	66
4.8	Bränslebehov vid långvarig energibrist	68
4.9	Illustrativa exempel	70

4.9.1	År 1985	71
4.9.2	År 1990	73
4.9.3	År 2009	75
4.10	Sammanfattning	76
5	Elprisutvecklingen	79
5.1	Nyckelbudskap	79
5.3	Genomsnittliga elpriser	82
5.4	Elprisets volatilitet	84
6	Värdet av att bygga ut utlandsförbindelserna	94
6.1	Nyckelbudskap	94
6.2	Bakgrund och syfte	95
6.3	Scenarier	97
6.4	Hur de fyra LowTrans-fallen utvecklas	97
6.5	Priser och flaskhalsar	98
6.5.1	Flaskhalsintäkter och frågan om ytterligare investering	99
6.6	Vad modellen bygger i HighTrans	101
6.7	Effekter på det svenska systemet	102
6.7.1	Kapacitetsmix	102
6.8	Elpriser	103
6.9	Effekter på det europeiska systemet och subventionsfrågan	104
6.9.1	Handelsbalans och export	104
6.10	CO ₂ -effekter	104
6.11	Subventionerad produktion	104
6.12	Olika modelleringsresultat mellan Nepp-partnerna	105
6.13	Sammanfattning	105
7	Några aspekter på den framtida designen av elmarknaden	107
7.1	Nyckelbudskap	107
7.2	Inledning	108
7.3	Hur säkerställs ett leveranssäkert elsystem och hur påverkar olika metoder elprisets volatilitet?	109
7.4	Risken för effekt och energibrist i det svenska elsystemet	111
7.5	Några tankar om den europeiska elmarknadens design i framtiden	113
8	Systemkostnader - Vad kommer det att kosta?	117
8.1	Nyckelbudskap	117
8.2	Inledning	118
8.3	Vad menar vi med systemkostnader?	118
8.3.1	Teknikkostnader för produktion	120
8.3.2	Nätkostnader	121
8.3.3	Balanseringskostnader	121
8.3.4	Andra kostnader	121
8.4	Varför resultat skillnader mellan modeller behöver tolkas försiktigt	122
8.4.1	Ett exempel som belyser storleksordningen	123

8.4.2	Andra skillnader än bara kostnader	124
8.4.3	Vilka antaganden har störst betydelse?	125
8.5	Är det billigare med eller utan ny kärnkraft?	126
9	Ledtider för energiomställningen	128
9.1	Nyckelbudskap	128
9.2	Inledning – Ledtider som systembegränsning	128
9.3	Begreppen ledtid, genomförandegrad och utbyggnadstakt	129
9.4	Ledtider för elproduktion, vätgaslager och elnät	130
9.5	Ledtider i relation till utbyggnadsbehovet	131
9.6	Nya projekt måste initieras för att undvika investeringsskuld	132
9.7	Diskussion – Minskade ledtider kräver en kombination av åtgärder	134
9.8	Slutsatser	135
9.9	Referenser	136

1 Inledning

Det saknas en samlad analys av hur det svenska elsystemet kan eller bör dimensioneras, optimeras och styras 2045 när klimatomställningen är genomförd och både industrin och exportmarknaderna samt samhället i stort förändrats strukturellt. I Nepp:s delprojektet "Så får industrin tillräckligt med el till 2035"¹ analyserades utvecklingen av elsystemet givet två scenarier kring en ökad elefterfrågan till 2035. I båda scenarierna ställs elsystemet inför betydande utmaningar. Samtidigt råder det stor osäkerhet om hur elefterfrågan utvecklas framöver. Eftersom merparten av den tillkommande elefterfrågan härrör från omställningen av industrin så spelar industrins konkurrenskraft och möjlighet att ställa om en avgörande roll för vad elsystemet behöver dimensioneras för.

Under några få år har förutsättningarna för industrins klimatomställning, utvecklingen av elsystemet och synen på Europas energiförsörjning förändrats i grunden. Samtidigt som ambitionerna kring elektrifiering och ett fossilfritt samhälle under början av 2020-talet drevs upp kraftigt har den ekonomiska, geopolitiska och säkerhetspolitiska utvecklingen därefter skapat ett betydligt mer osäkert omvärldsläge.

Många av de scenarier och analyser som under senare år har format debatten om Sveriges framtida elbehov togs fram i en tid med betydligt större framtidstro än idag. Omvärlden präglades då av en stark tro på snabb elektrifiering, omfattande industrisatsningar och en relativt stabil geopolitisk utveckling. Under några år annonserades investeringar i fossilfritt stål, batterifabriker, elektrobränslen, vätgasproduktion och ny elintensiv industri i en omfattning som saknade historiskt motstycke i Sverige. Flera analyser pekade mot ett svenskt elbehov på 300 TWh eller mer till 2045.

Elefterfrågan har hittills inte ökat i den takt som tidigare förväntats trots elektrifieringsplaner inom industri och transport. Förutom transportsektorn syns ännu inga tydliga tecken på en snabb ökning av elanvändningen. Flera av de mest elintensiva industriprojekten har försenats, skalats ned eller i vissa fall helt avvecklats. Det gäller inte minst delar av batteriindustrin, elektrobränsleprojekt och annan vätgasbaserad industri. Även om elektrifieringen långsiktigt fortsatt bedöms spela en avgörande roll för att minska utsläppen av växthusgaser har osäkerheten kring både investeringstakt och framtida elanvändning ökat markant.

Sverige har idag ett tydligt överskott av elproduktion i förhållande till den inhemska elefterfrågan räknat i energi (TWh). Elproduktionen har under senare år legat kring 160–170 TWh per år, medan elanvändningen netto varit relativt stabil kring 125–130 TWh. Skillnaden har möjliggjort en stor och växande nettoexport av el, som 2025 väntas uppgå till cirka 37 TWh. Samtidigt har effektbalansen (MW) successivt försämrats. Trots en hög installerad produktionskapacitet är den faktiskt

¹ Nepp (2025). *Så får industrin tillräckligt med el till 2035 – Slutrapport*. Nepp och Energiforsk rapport 2025:1133, oktober 2025.

tillgängliga effekten betydligt lägre i ansträngda situationer, eftersom en växande andel av produktionen utgörs av väderberoende vind- och solkraft vars leverans varierar med rådande väderförhållanden.

Industrins investeringsbeslut påverkas i hög grad av internationell konkurrens, geopolitik, kapitalmarknader, handelskonflikter och osäkerhet kring framtida klimatpolitik och energipriser. Den globala ekonomin präglas nu av ökande protektionism och geopolitiska motsättningar. USA:s förändrade roll under den nuvarande presidentens andra mandatperiod har påtagligt försvagat samarbetet inom västvärlden och skapat osäkerhet kring handelspolitik, klimatsamarbeten och internationella investeringsvillkor. Amerikanska tullar och industripolitiska stödprogram påverkar direkt konkurrenskraften för europeisk industri och har bidragit till ökad osäkerhet kring långsiktiga investeringar i Europa.

Parallellt har den säkerhetspolitiska utvecklingen i Mellanöstern ytterligare förstärkt osäkerheten på energimarknaderna. Kriget i Iran och den ökade oron kring transporter genom Hormuzsundet har skakat om den globala energiförsörjningen och påmint om hur snabbt energipriser och energiflöden kan påverkas av geopolitiska konflikter. Även om Sverige har ett elsystem med låg direkt fossilberoende påverkas svensk industri och europeiska energimarknader indirekt genom förändrade gaspriser, högre riskpremier, ökade transportkostnader och större osäkerhet kring investeringar.

Till detta kommer en växande osäkerhet kring den internationella klimatpolitikens långsiktiga inriktning och för svensk industri då speciellt EU:s handelssystem med utsläppsrätter. Under senare år har allt fler aktörer börjat ifrågasätta både takten och kostnaderna för klimatomställningen. Flera industriföretag vittnar om att betalningsviljan för gröna produkter fortfarande är begränsad samtidigt som kostnaderna för fossilfri produktion i många fall är betydligt högre än för konventionella alternativ. För svensk basindustri skapar detta ett svårt strategiskt läge. Investeringar i fossilfri produktion är ofta mycket kapitalkrävande och bygger på antaganden om långsiktigt höga koldioxidpriser, förutsägbar klimatpolitik och fortsatt efterfrågan på produkter med lågt klimatavtryck.

Osäkerheten gäller därför inte enbart hur snabbt elanvändningen kan komma att öka, utan också vilken typ av industri som långsiktigt kommer att finnas kvar och expandera i Sverige. Historiskt har svensk industri genomgått flera omfattande strukturomvandlingar till följd av förändrad global konkurrens. Det finns därför skäl att vara försiktig med alltför långtgående antaganden om både industrins framtida struktur och elanvändning flera decennier framåt i tiden.

För svenska elföretag, nätägare och investerare innebär detta mycket svåra planeringsförutsättningar. Elproduktion, elnät och industriinvesteringar har långa ledtider och är starkt kapitalintensiva. Samtidigt är osäkerheten kring framtida efterfrågan idag större än på mycket länge. Om investeringar görs för tidigt eller i fel omfattning riskerar kostnaderna att bli betydande för både företag och elkunder. Om investeringar i stället uteblir och efterfrågan senare ökar snabbt kan energi- och effektbrist, höga priser och försämrad konkurrenskraft bli följden.

En fråga av stor betydelse för utvecklingen är att staten idag aktivt driver en politik som syftar till att möjliggöra investeringar i ny kärnkraft. För att sådana investeringar ska bli möjliga diskuteras omfattande statliga kreditgarantier, prisgarantier och andra former av riskdelning mellan stat och marknad. Samtidigt är det fortfarande osäkert hur stor den framtida efterfrågan faktiskt blir, vilka elpriser som kommer att råda och hur snabbt alternativa tekniker såsom flexibilitet, energilagring, vätgas och förnybar kraftproduktion utvecklas.

Det innebär sammantaget att det svenska elsystemet står inför dubbla utmaningar. Å ena sidan finns osäkerheter kring hur snabbt industrins elektrifiering och klimatomställning kommer att utvecklas. Å andra sidan finns betydande osäkerheter kring vilka tekniker och marknadsmodeller som långsiktigt kommer att vara ekonomiskt hållbara i elsystemet. Det är samtidigt viktigt att understryka att osäkerhet inte innebär att behovet av långsiktig planering minskar – snarare tvärtom. Ett robust svenskt elsystem behöver kunna hantera flera olika utvecklingsvägar samtidigt. Det kräver flexibilitet, teknisk bredd, realistiska antaganden och ett planeringsperspektiv som tar höjd för att både industrins utveckling och det geopolitiska läget kan förändras snabbare och mer genomgripande än vad som länge antogs möjligt.

Syftet med denna rapport är att analysera ett antal möjliga utvecklingsvägar för det svenska elsystemet och industrins elbehov fram till 2045 under olika antaganden om omvärldsutveckling, industrins investeringstakt och energisystemets utveckling. Analyserna tar sitt avstamp i 2035-rapportens "Så får industrin tillräckligt med el till 2035"². Följande frågeställningar ska besvaras:

1. Hur ser ett robust, kostnads- och klimateffektivt svenskt elsystem ut 2045 givet tre olika scenarier för hur efterfrågan utvecklas?
2. Vilka produktions- och flexibilitetsresurser krävs – och hur mycket – för att säkerställa ett robust och leveranssäkert elsystem både med ny kärnkraft efter 2035 och utan?
3. Vilka nya möjligheter, osäkerheter och systemförändringar kan få betydelse för elsystemet i ett 2045-perspektiv jämfört med 2035?
4. Hur utvecklas elpriserna i Sverige och i jämförelse med konkurrentländer i Europa samt hur påverkas variabiliteten i elpriserna?
5. Vilka åtgärder (beslut, tillstånd, etcetera) och investeringar (produktion, nät, etcetera) behöver påbörjas vid olika tidpunkter för att möjliggöra ett välfungerande elsystem 2045?
6. Hur utvecklas systemkostnaderna i de olika alternativen?

² Nepp (2025). *Så får industrin tillräckligt med el till 2035 – Slutrapport*. Nepp och Energiforsk rapport 2025:1133, oktober 2025.

2 Utvecklingen av elefterfrågan mot 2045

Sammandrag

Nepp har analyserat tre scenarier med olika takt på omställningen: Snabb utveckling (ca 325 TWh total elanvändning 2045), Måttlig utveckling (ca 235 TWh 2045) och Fördröjd utveckling (ca 200 TWh 2045), där skillnaderna främst beror på takten och storleken på investeringar i befintlig industri samt hur stor den eventuella nyetableringen av elintensiv industri blir. Datacenter har dock alltmer seglat upp som en stor och betydande osäkerhetsfaktor framåt vad gäller hur stor den totala elefterfrågan blir de kommande tjugo åren, där den accelererande användningen av AI utgör den viktigaste drivkraften. Detta kommer bli en viktig aspekt att beakta i Nepps fortsatta analyser.

Sveriges elanvändning har de senaste decennierna legat på en nivå mellan 140 och 150 TWh per år, där industrin står för ungefär en tredjedel och bostads- och servicesektorn för ungefär hälften av den totala elanvändningen. För att nå klimatmålet om nettonollutsläpp 2045 bedöms elektrifieringen av industri- och transportsektorerna vara avgörande. Utifrån antagandet om att dagens befintliga industrisektor bibehålls och ställer om sina verksamheter för att fasa ut fossil energi och fossila råvaror för att nå klimatmålen och under förutsättningen att Sverige och EU håller fast vid nuvarande klimatmål väntas industrins andel av elanvändningen att öka betydligt fram till 2045.

Industrins omställning och efterfrågeutveckling påverkas starkt av industrins relativa konkurrenskraft och globala marknadsförhållanden, där särskilt kinesiska företag lyfts fram som betydande konkurrenter för många svenska industribranscher. Utöver elpris och transportkostnader utgör effektiviteten på tillståndsprocesser för nya produktionsanläggningar och tillgång till nödvändig el- och nätkapacitet några av de viktigaste faktorerna som påverkar industrins investeringsförutsättningar och konkurrenskraft. Om svensk industri långsiktigt ska stå sig i den globala konkurrensen och samtidigt fasa ut fossil energi och fossila råvaror krävs att politiken håller fast vid de långsiktiga klimatmålen. I dagsläget är kostnaden för koldioxid inte tillräckligt hög för att investeringar i produkter med lågt klimatavtryck ska vara lönsamma, i stort saknas i dag betalningsviljan för gröna produkter på den globala marknaden. Hur stor elefterfrågan från industrin blir de kommande tjugo åren handlar därför i hög grad om huruvida dagens befintliga industriföretag/anläggningar står sig långsiktigt i den globala konkurrensen och hur stadigvarande de svenska, europeiska och globala klimatmålen och -ambitionerna med tillhörande styrmedel kommer vara.

2.1 Nyckelbudskap

Industrins konkurrenskraft har stor betydelse för hur mycket Sveriges elbehov kommer att öka de kommande decennierna. Geopolitiska spänningar har kraftigt försämrat marknadsläget och den globala konjunkturen och har minskat

investeringsmöjligheterna för svensk industri samtidigt som konkurrensen från Kina ökar.

Långa tillståndsprocesser och långa ledtider för att få tillgång till nätkapacitet utgör två strukturella problem som måste lösas om industrins omställning ska kunna ske i den takt som industrin behöver för de investeringar som ändå tas.

Sveriges klimatomställning är starkt beroende av att industrins elektrifiering kan fortsätta trots hård global konkurrens. I dag saknas ofta betalningsvilja för gröna produkter, vilket gör att ett högre och långsiktigt trovärdigt pris på koldioxidutsläpp blir avgörande. Samtidigt är det svårt för svensk och europeisk industri att bära högre kostnader om inte konkurrensen sker på mer likvärdiga villkor globalt. EU är en viktig del av den globala ekonomin och kan påverka denna. Därför är en förutsägbar och långsiktig klimatpolitik inom EU central för både omställningen och industrins konkurrenskraft.

2.1 Den totala elanvändningen i Sverige

Elanvändningen i Sverige har under de senaste decennierna legat omkring 140–150 TWh per år. Preliminär statistik gör gällande att den totala elanvändningen under 2025 som helår landade på 134,7 TWh, temperaturkorrigerad landade elanvändningen på 140 TWh³. Industrisektorns elanvändning står idag för ca en tredjedel av den totala elanvändningen i Sverige, bostads- och servicesektorn står för cirka hälften och resten utgörs av transportsektorn, fjärrvärme, raffinaderier samt överföringsförluster.

Datacenter har alltmer seglat upp som en stor osäkerhetsfaktor vad gäller den framtida efterfrågan på el, där den accelererande användningen av AI är den viktigaste drivkraften. Det saknas idag officiell statistik för hur stor del av elanvändningen som kan tillskrivas dessa anläggningar. De uppskattningar som finns av dagens elanvändning från datacenter utgörs av kartläggningar som bygger på ett antal olika antaganden om utnyttjningstid och effektivitet. Någon djupare analys av den potentiella framtida efterfrågan på el från datacenter fram till 2045 har inte rymts inom ramen för 2045-studien, men elbehovet finns med som en del i posten "driftel" i sektorn Bostäder & Service. I de tre Nepp-scenarierna har datacentrens elbehov inom denna post antagits öka från ca 4 TWh idag till en nivå på ca 8-10 TWh till år 2045 (beroende på scenario). Den framtida utvecklingen av datacenters efterfrågan kommer vara en viktig aspekt att beakta framåt i analyserna. I avsnitt 2.4 belyser vi frågan om datacentrens framtida efterfrågan på el på en mer övergripande nivå.

En viktig åtgärd för att nå Sveriges klimatmål om nettonollutsläpp 2045 handlar om att ersätta fossil energi med utsläppsfri el. Eftersom industrisektorn står för drygt 40 % av Sveriges totala utsläpp av koldioxid (exklusive utrikes transporter) förväntas en elektrifiering av denna sektor ha stor betydelse för möjligheterna att nå uppsatta klimatmål. Under förutsättning att dagens befintliga industrisektor och branschstruktur bibehålls och under antagande om att Sveriges och EU:s

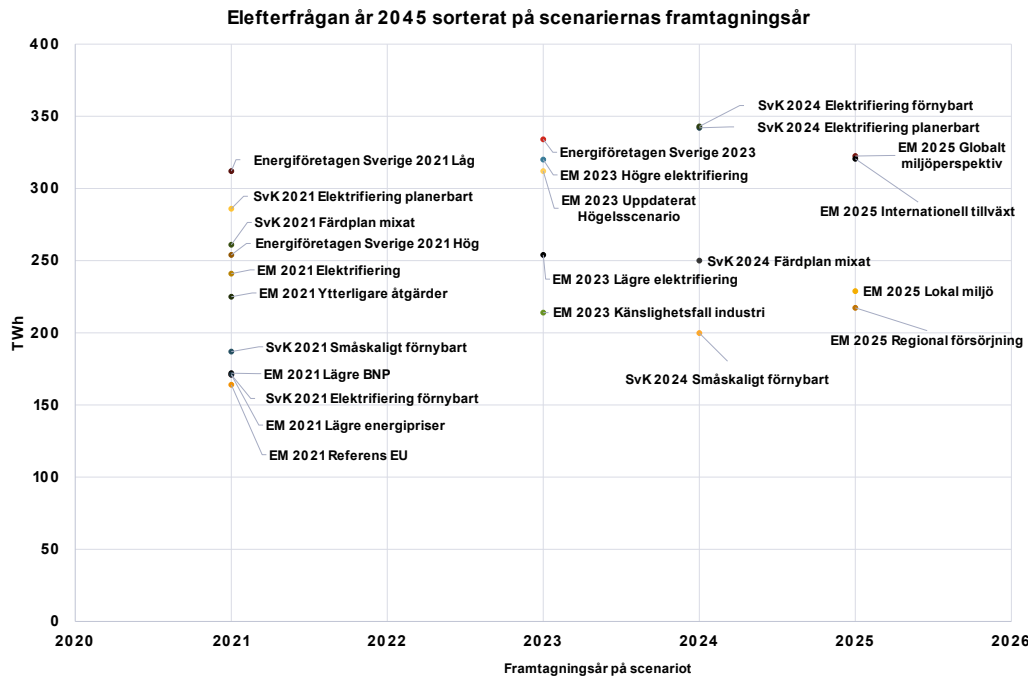
³ <https://www.energiforetagen.se/pressrum/pressmeddelanden/2025/elaret-2025-rekordbilligt-i-norr-och-dyrare-i-soder/>

klimate mål och -ambitioner ligger fast väntas industrins efterfrågan på el öka de kommande decennierna. 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. Beroende på vilket av de tre Nepp-scenarierna som avses antas transportsektorns elbehov öka från dagens enstaka terawattimmar⁴ till mellan 10–19 TWh år 2035. Fokus i detta kapitel om efterfrågan på el ligger dock på industrins utveckling och behov.

Hur mycket el som kan komma att efterfrågas under olika scenarieförutsättningar har varierat över tid. I Figur 1 nedan sorteras elefterfrågan år 2045 i de olika scenarierna utifrån vilket år som scenarierna togs fram. Som framgår av figuren har maxnivån och utfallsrummet för den totala elefterfrågan år 2045 varierat över tid. Som mest skiljer det ca 200 TWh mellan de lägsta och de högsta scenarierna, från en relativt modest ökning på 25–30 TWh tillkommande elefterfrågan jämfört med dagens elanvändning till mer än en fördubbling av användningen i de högsta scenarierna⁵. Man bör dock ha med sig det faktum att scenarierna har tagits fram på olika sätt och i olika syften. Medan Energimyndighetens och Svenska kraftnäts scenarier tas fram med utarbetade metoder och specifika antaganden för att användas inom ramen för myndigheternas uppdrag hade Energiföretagen Sveriges "scenarier" 2021 och 2023 snarare som syfte att fånga upp den svenska basindustrins egna uttryckta behov för sin omställning utan någon oberoende bedömning av hur väl underbyggda de uttryckta siffrorna från industriaktörerna var.

⁴ 2024 uppgick transportsektorns elanvändning till 5 TWh, varav bantrafiken stod för 3 TWh och vägtrafiken för 2 TWh. Källa: Energimyndighetens statistik.

⁵ Det är viktigt att understryka det faktum att flera av scenarierna är så kallade utforskande scenarier som inte är tänkta att spegla en tro på en viss framtid utan snarare att spänna upp ett utfallsrum av olika framtider för att peka på vägval, styrmedelseffekter och möjliga konsekvenser av olika utvecklingsvägar. Scenarier ska aldrig tolkas som prognoser om hur det kan bli utan ska ses som bilder av möjliga, mer eller mindre realistiska, framtider.



Figur 1 Den totala elefterfrågan år 2045 (TWh) i de senaste årens scenarier från Svenska kraftnät, Energimyndigheten och Energiföretagen Sverige sorterat på vilket år som scenarierna togs fram. Sammanställning av Profu.

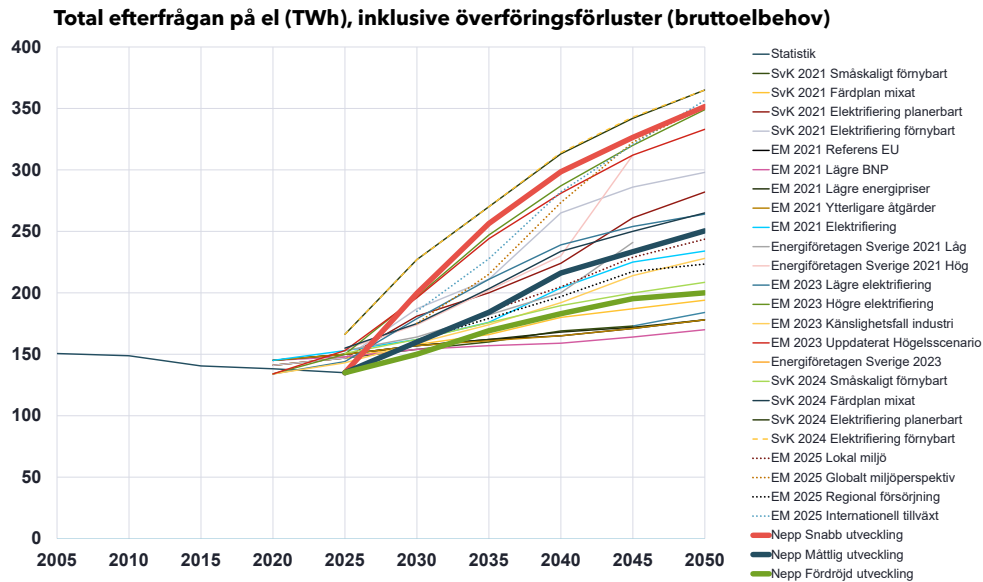
2.2 Nepps analyserade scenarier

Samhällets efterfrågan på el – hur mycket och när som kommer att efterfrågas av olika sektorer – utgör en central utgångspunkt för Nepps analyser. I Nepp-rapporten från 2025 som fokuserade på utvecklingen fram till 2035 utgick analyserna från två scenarier av efterfrågenivåer – ett scenario som benämndes "hög" och ett som benämndes "låg". För att spegla den osäkerhet vi just nu ser vad gäller industrins omställning har vi i föreliggande analysomgång lagt till ytterligare ett scenario.

För enkelhetens skull har vi valt att benämna våra tre scenarier över den framtida elefterfrågan som:

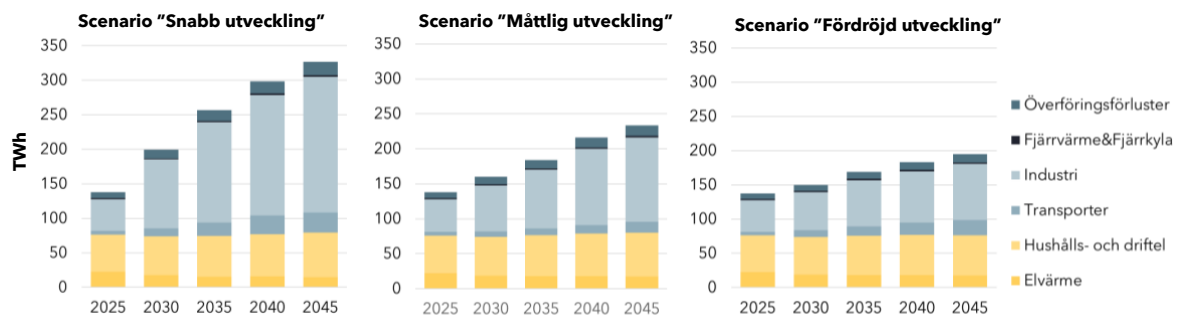
- "Snabb utveckling" (tidigare "hög"-scenariot)
- "Måttlig utveckling" (tidigare "låg"-scenariot) samt
- "Fördröjd utveckling" (nytt scenario jämfört med föregående rapport).

I Figur 2 visas Nepps tre scenarier (Snabb, Måttlig och Fördröjd utveckling) tillsammans med statistik över den faktiska elanvändningen mellan 2005 och 2025 samt andra scenarier för utvecklingen av den totala elefterfrågan fram till 2045–2050. Sammanställning av Profu.



Figur 2 Nepps tre scenarier (Snabb, Måttlig och Fördröjd utveckling) tillsammans med statistik över den faktiska elanvändningen mellan 2005 och 2025 samt andra scenarier för utvecklingen av den totala elefterfrågan fram till 2045–2050. Sammanställning av Profu.

I figur 4 nedan visas Nepps tre scenarier över elefterfrågan (TWh) till 2045 uppdelat på olika sektorer.



Figur 3 Elefterfrågan till 2045 i Nepps tre scenarier uppdelat på olika användarsektorer. Nedan beskrivs de tre scenarierna var för sig.

2.2.1 Scenario "Snabb utveckling"

"Snabb utveckling" (tidigare "Hög"-scenariot) är ett scenario med en mycket hög efterfrågan på el där den totala elefterfrågan år 2045, inklusive överföringsförluster, landar på ca 325 TWh. En sådan utveckling innebär att den totala elefterfrågan ökar med omkring 180 TWh mellan 2025 och 2045, motsvarande mer än en fördubbling av dagens efterfrågan på ca 135 TWh. Elefterfrågan ligger i detta scenario i paritet med de högsta scenarierna som

Energimyndigheten respektive Svenska kraftnät har analyserat de senaste åren (se Figur 1).

Scenariot utgår ifrån 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 omfattande minst tre nya batterifabriker, ett stort antal anläggningar för elektrobränsleproduktion liksom produktion av grön konstgödsel. Scenariot antar också att Sverige exporterar järnsvamp från och med 2040 samt att både skogs- och gruvindustrin fortsätter att utvecklas och expanderar jämfört med idag. Således återger scenariot till stor del de industriprojekt och investeringsplaner avseende elektrifieringen som aviserades och kartlades sent 2023 och tidigt 2024, vilket bör ses i ljuset av att ett stort antal av dessa projekt sedan dess har försenats, skjutits upp eller avvecklats, något som behandlas mer ingående i avsnitt 2.3.

2.2.2 Scenario "Måttlig utveckling"

"Måttlig utveckling" (tidigare "Låg"-scenariot) är ett scenario där elefterfrågeutvecklingen långsiktigt ligger på en betydligt lägre nivå jämfört med "Snabb utveckling" och landar strax under mitten av utfallsrummet. Jämfört med dagens elbehov handlar det dock ändå om en betydande ökning och elefterfrågan växer till drygt 230 TWh till 2045, en ökning med ca 90 TWh jämfört med dagens elanvändning på ca 135 TWh.

I detta scenario går elektrifieringen av industrin långsammare jämfört med "Snabb utveckling" på grund av att flera projekt antingen skjuts på framtiden eller helt uteblir. Scenariot antar ingen industriell nyetablering utöver Stegra i Boden. Dessutom antas att den batterifabrik som redan finns på plats i Skellefteå kommer igång igen. 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 "Snabb utveckling". Vad gäller det industriella vätgasbehovet sker tillväxt endast inom järn- och stålbranschen. I detta scenario spelar dessutom biodrivmedel en större roll inom vissa delar av transportsektorn jämfört med i "Snabb utveckling" där elektrifieringen av fordonsflottan istället förväntas öka kraftigt.

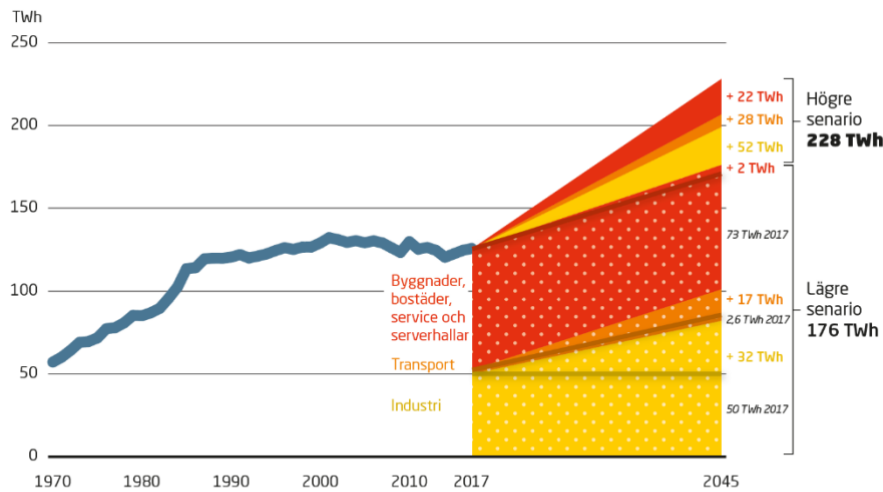
2.2.3 Scenario Fördröjd utveckling

"Fördröjd utveckling" är ett nytt scenario jämfört med föregående rapport. Syftet har varit att beskriva en utvecklingsbana där investerings- och omställningstakten går ytterligare något långsammare jämfört med "Måttlig utveckling". Här landar elefterfrågan i den nedre delen av utfallsrummet i figur 2. Scenariot beskriver en mer negativ utvecklingsbana för svensk industris elektrifiering och omställning och ligger mer i linje med den situation vi ser i dagsläget, om den skulle fortsätta så. Scenariot planar ut runt 200 TWh år 2045–2050 och innebär att den totala elefterfrågan ökar med drygt 60 TWh till år 2045 jämfört med dagens elanvändning på ca 135 TWh. Även det är en betydande ökning historiskt sett med tanke på att den totala elanvändningen i Sverige har legat på en relativt stabil nivå på 130–140 TWh sedan 1970-talet.

I detta scenario sker omställningen till övervägande del endast inom befintlig industri, det vill säga inga nya storskaliga elektrobränsleprojekt etableras, inga nya batterifabriker tillkommer och satsningar på fossilfritt stål förblir begränsade till det som redan är under byggnation. Vidare antar vi att elektrifieringen går långsammare även inom befintlig industri till följd av lägre lönsamhet, konkurrenstryck och regulatoriska osäkerheter. Man kan i ett sådant här scenario tänka sig att det sker en betydande strukturomvandling inom befintlig industri, exempelvis att den svenska verkstadsindustrin växer kraftigt på bekostnad av basindustrins mer energikrävande processer.

I transportsektorn går elektrifieringen långsammare, bland annat på grund av lägre ekonomisk aktivitet. Samtidigt bedöms det i detta scenario bli lägre elpriser än i de två andra scenarierna varför el blir mycket konkurrenskraftigt som drivmedel. I detta scenario antar vi dessutom att det inte investeras i några ytterligare större biobränsleanläggningar i Sverige. Elektrifieringen av transportsektorn i detta scenario blir därför något större än i "Måttlig utveckling" eftersom samtliga scenarier siktar på nettonollutsläpp för 2045.

Scenariot motiveras bland annat av det nuläge som beskrivs mer ingående i avsnitt 2.4, där flera stora industriprojekt försenats eller avvecklats och där finansieringsklimatet för stora industriprojekt har försämrats samtidigt som andra, mindre elintensiva, delar av svensk industri tillåts växa. Huruvida nivån på elanvändningen räcker för att Sverige ska klara sitt klimatmål har inte analyserats i detalj men det bör ändå understrykas att scenariot inte behöver innebära att klimatmålet 2045 inte uppnås. Som en jämförelse kan lyftas den bedömning som gjordes 2019 av Svenskt Näringsliv vad gäller hur mycket el som behövs för klimatomställningen, se Figur 4 nedan. Bedömningen då var att Sveriges elbehov skulle kunna komma växa till ca 200 TWh (exklusive överföringsförluster) under perioden fram till 2045. I bedömningen ingick antaganden bland annat om behov för klimatomställningen, ekonomisk tillväxt, energieffektiviseringar, befolkningstillväxt, etablering av nya verksamheter, datacenter, batterifabriker samt en elektrifiering i transportsektorn. I det scenariot bedömdes industrins behov av el öka med upp till drygt 80 TWh fram till 2045. I Nepps scenario "Fördröjd utveckling" har antagits att industrisektorn ökar till en liknande nivå till 2045, vilket i så fall skulle innebära att en stor del av den potentiella nyindustrialisering och tillkommande exportmöjligheter av produkter med lägre klimatavtryck som industrin haft planer för de senaste åren inte blir av.



Sammanställning av bedömningar genomförda av Kungliga Ingenjörsvetenskapsakademien, IVA samt konsultföretagen Sweco och SAM. Industrins elanvändning väntas öka med 32 TWh i lägsta scenariot. I högsta scenariot är den sektorns ökningen 52 TWh.

Figur 4 Svenskt Näringslivs sammanställning av bedömningar av det framtida elbehovet som togs fram 2019 baserat på ett antal olika referenser. Industrins elanvändning förväntades öka med 32 TWh i det lägsta scenariot och 52 TWh i det högsta scenariot. Källa: Kraftsamling Elförsörjning, Svenskt Näringsliv (2019).

2.3 Industrins nuläge och aktuella utmaningar

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 med anläggningsspecifika förutsättningar och utmaningar. 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, till exempel bioråvaror/bioenergi.

Fossilfritt Sverige (2024) har lyft fyra områden som de främsta hindren för industrins omställning: tillståndsprocesser, elförsörjning, kompetensförsörjning samt (politisk) långsiktighet och riskdelning. Klimatpolitiska rådet (2026) gör i stort samma bedömning och listar följande områden som viktiga förutsättningsskapande områden att prioritera i syfte att möjliggöra industrins omställning:

- Långsiktiga och stabila planeringsförutsättningar för investeringar
- Koldioxidprissättning inom EU
- Riskdelning
- Effektiva tillståndsprocesser
- Kompetensförsörjning
- Tillgång till fossilfri el till konkurrenskraftigt pris
- Cirkulära flöden

EU:s klimatmål och regelverk spelar idag en avgörande roll för majoriteten av de svenska industriföretagens möjligheter att ställa om. Klimatpolitiska rådet lyfter i sin rapport att den politiska risken och osäkerheten kring den långsiktiga inriktningen och ambitionen i det europeiska klimatarbetet under senare år har ökat. Även på nationell nivå upplever företagen en ökande osäkerhet om den långsiktiga inriktningen och ambitionen på klimatpolitiken, vilket har en betydande påverkan på hur man bedömer investeringsförutsättningar. De intervjuer som Profu löpande genomför med industriföreträdare på uppdrag av SKGS, som en del av den återkommande kartläggningen av industrins elbehov fram till 2035⁶, stärker denna bild. Att EU:s ambitioner ligger fast är därför viktigt då det ger en tydlig signal om att de kostnadsmässigt riskfyllda investeringar som görs för att ställa om mot fossilfrihet kommer kunna bära sig framåt^{7,8}. Klimatmålen bidrar till stabila och långsiktiga förutsättningar för industrins klimatinvesteringar, eftersom dessa är starkt beroende av ett högt pris på koldioxidutsläpp. Flera industriföreträdare vittnar om att det idag i många fall saknas en betalningsvilja för många av de ”gröna” produkter som svenska industriföretag erbjuder eller har planer på att erbjuda marknaden.

I intervjuer med svenska industriföreträdare framhålls också vikten av att Sveriges relativa konkurrenskraft för industrin bibehålls. Faktorer som påverkar konkurrenskraften handlar främst om elprinsnivån och huruvida Sverige bibehåller ett konkurrenskraftigt elpris jämfört med andra regioner eller inte, men också om möjligheterna till prissäkring, nätavgifter, pris på gas, tillgång till närbelägen och tillförlitlig transportinfrastruktur i form av hamnar och järnväg och kostnader för att transportera samt regelverk och ledtider för tillståndsprocesser. 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 framför allt nämns konkurrensen från Kina som en mycket stor och reell utmaning för svenska företag. Många industrier har anläggningar i andra delar av världen och kan därigenom välja var de lägger sina investeringar. Det finns industriföretag som idag är starkt pressade i den globala konkurrensen och där företrädare lyfter utmaningarna med att klara högre koldioxidpriser i en högst påtaglig konkurrens med kinesiska aktörer som upplevs inte verkar under samma marknadsvillkor.

Sedan föregående rapport publicerades under hösten 2025 har det skett en märkbar förändring i det investeringsklimat som omger de stora industriprojekten i Sverige. Flera av de investeringar som då bedömdes kunna realiseras relativt snart har försenats, skjutits upp eller helt avvecklats. Det gäller både batterifabrikssatsningar, storskaliga elektrobränsleanläggningar och produktion av

⁶ <https://skgs.org/aktuellt/rapport-industrins-elbehov-fortsatt-omfattande-trots-osakerhetsfaktorer/>

⁷ I skrivande stund (11 juni 2026) pågår diskussioner på EU-nivå kring förändringar i EU ETS där det finns indikationer på att Kommissionen eventuellt vill skjuta fram den nuvarande tidplanen för att fasa ut den fria tilldelningen till sektorer som omfattas av EU:s klimattullar. Kommissionen kommer presentera sin översyn av utsläppshandeln den 15 juli. Det återstår att se vilket förslag som läggs fram samt var förhandlingarna i Europaparlamentet och ministerrådet därefter landar i.

⁸ Se även www.klimatpolitiskaradet.se/wp-content/uploads/2026/06/20261206jointlettertostandfirmoneuets.pdf

grön konstgödsel. Det har också skett förseningar i en del andra större industriprojekt.

En stor del av osäkerheterna kring efterfrågeutvecklingen framåt kan kopplas till osäkerheterna kring investeringar i vätgasproduktion och då framförallt kopplat till elektrobränsleproduktion. För elektrobränsleproducenter är elpriset en av de enskilt viktigaste kostnadsparameterna och i takt med stigande elpriser i norra Sverige (SE1 och SE2) – och en ökad osäkerhet framåt – har projektens lönsamhet minskat. I intervjuer med industriföreträdare lyfts även en utebliven kostnadsminskning för storskaliga elektrolysörer som ytterligare en viktig orsak till den inbromsning vi har sett i vätgasprojekten. En grundläggande förhoppning för de stora elektrobränsleprojekten har varit att priset på storskaliga elektrolysörer – på samma sätt som för vindkraft, solceller och batterier – snabbt skulle falla. Den förhoppningen har hittills inte infriats och flera aktörer tror att prisrasen uteblir i närtid. Flera företrädare understryker också att regelverk som ReFuelEU Aviation är avgörande för att driva fram en fungerande marknad för elektrobränslen. Enligt vissa aktörer har otydliga delar i REDIII och RFNBO-regelverket skapat osäkerheter som lett till att investeringsbeslut försenats.

Det tydliga skiftet i det industriella investeringsklimatet som följer av ovan tillsammans med en kraftigt försämrad geopolitisk verklighet och en till viss del oförutsedd (åtminstone vad gäller magnituden) och stadigvarande amerikansk protektionism och tullpolitik under Trumps andra presidentperiod motiverar det nya scenariot "Fördröjd utveckling" och är också viktigt att beakta vid tolkningen av de övriga scenarierna. När man blickar så långt fram som mot 2045 finns osäkerheter på ett helt annat sätt än när man betraktar tiden fram till 2035. De flesta företags investeringshorisont sträcker sig upp till tio år framåt, planer därefter bör betraktas som långsiktiga visioner. Blickar vi bakåt i tiden så har det historiskt skett en stor strukturomvandling av svensk ekonomi och samhället har upplevt flera större lågkonjunkturer varav en del har haft mycket stor påverkan på industrins förutsättningar och också en genomgripande påverkan på svensk industristruktur⁹. Frågan om hur svensk och europeisk industri kommer att klara sig i den internationella konkurrensen, vilket i dagsläget är liktydigt med konkurrensen från kinesiska företag, är högst relevant. Någon bedömning av detta har dock inte genomförts inom ramen för föreliggande Nepp-analys.

⁹ Den strukturella kris som de svenska textil-, varvs-, gruv- och stålindustrierna hamnade i under 1970-talet på grund av den kraftigt ökade konkurrensen från låglöneländer medförde en betydande strukturomvandling av den svenska industrisektorn (se t.ex. Eliasson m.fl., 2021). Innan den strukturella krisen var ett faktum pumpade staten in stora ekonomiska stöd till industrin för att försöka komma till rätta med lönsamhetsproblemen som då bedömdes som tillfälliga. Som lyfts i bl.a. Åsbrink (2019, refererad i Eliasson m.fl., 2021) handlade krisen för både varvs- och stålindustrierna om en konkurrens från moderna anläggningar i både Japan och Sydkorea. Som framgår av källor från tiden, var insikten om detta inte självklar, se t.ex. Ekström m.fl., 1970: "En risk som inte helt kan uteslutas är att varvstekniken utvecklas i sådan riktning att de svenska varven snart skulle framstå som omoderna. Denna risk bedömer vi dock som ringa". För svensk del innebar varvskrisen att Sverige förlorade en av de industrisektorer som vi fram till dess varit världsledande i.

2.4 Den potentiella efterfrågan av el från datacenter

Behovet av beräkningskraft för AI och databehandlingstjänster har ökat kraftigt de senaste åren, och datacenter har på kort tid utvecklats från en relativt begränsad del av servicesektorns drift till en av de stora osäkerhetsfaktorerna när det gäller bedömningar av Sveriges framtida elbehov. Som nämndes inledningsvis saknas idag officiell statistik för hur stor del av Sveriges totala elanvändning som kan tillskrivas datacenter. Kunskapsläget är därför betydligt svagare än för exempelvis industrisektorn, där det finns officiell statistik och där Nepp-gruppen har kunskap om elanvändningen ner på anläggningsnivå för de största energiintensiva industriföretagen idag och efterfrågan fram till 2035 samt indikationer om behovet därefter.

Rise bedömde i en rapport till Energimyndigheten (2023) att den totala elanvändningen från datacenter i Sverige uppgick till 2,8–3,2 TWh år 2022¹⁰ samt att elanvändningen skulle kunna uppgå till 4,0–4,4 TWh år 2025. Inom ramen för ett uppdrag åt Energimyndigheten genomförde Profu under 2025, en mindre kartläggning för att bedöma dagens elanvändning från datacenter och landade då på ca 3,2 TWh (se bilaga B.3 i Energimyndigheten, 2025). Baserat på detta underlag har vi i Nepp-scenarierna antagit att dagens elanvändning från denna typ av anläggningar uppgår till 4 TWh. Ny lagstiftning som trädde i kraft under 2025 om obligatorisk rapportering av energianvändning för datacenter förväntas framöver ge bättre underlag¹¹.

Frågan om hur den framtida efterfrågan på el från datacenter kommer att utvecklas är såklart svårbedömd, inte minst när det gäller så långt fram som till 2045. Som en indikation så uppgår den totala effekten från datacenter i Svenska kraftnäts ansökningskö till 4 643 MW (statistik per 30 april 2026). Den största merparten återfinns i Mälardalen, Dalarna och Gävleborg. Till skillnad från för några år sedan när datacenter med effektbehov på mellan 10–30 MW klassades som stora finns nu ansökningar för att bygga AI-center med effektbehov från 200 MW upp till 1 000 MW¹².

Det finns en hel del utmaningar vad gäller att översätta effektbehov med faktiskt elanvändning. Datacentren hanterar allt från molntjänster, datalagring och AI-beräkningar till offentlig IT-drift och samhällskritiska funktioner, och utnyttjandegraden och driftmönster varierar kraftigt mellan olika typer av datacenter och aktörer. Vid analys av elbehovet är det därför viktigt att känna till både effektabonnemangets storlek och vilken typ av aktör det handlar om.

I Energimyndighetens långsiktiga scenarier 2025 uppgår elbehovet från datacenter till mellan 3–7 TWh 2035 och till mellan 4–16 TWh år 2045 (se Bilaga B.3 Energimyndigheten, 2025). Den mindre kartläggning som Profu gjorde 2025 indikerade att efterfrågan 2030 skulle kunna ligga på drygt 9 TWh (se Bilaga B.3 Energimyndigheten, 2025). En bedömning som lyfts i Svenskt Näringslivs rapport från 2026 indikerar att elbehovet från datacenter, utifrån nuvarande tillväxttakt,

¹⁰ Den bedömningen byggde i sin tur på en rapport från Radar (2020).

¹¹ <https://www.energimyndigheten.se/effektiv-energianvandning/foretag/rapportering-av-datacenters-energi-prestanda/>

¹² <https://www.energi.se/artiklar/2026/maj-2026/sa-kan-ai-centren-paverka-energisystemet/>

kombinerat med behov av beräkningskapacitet och nya teknologier, skulle kunna ligga på mellan 8–15 % av det totala elbehovet i Sverige om 10–15 år, jämfört med idag då datacenter står för ca 2,5–3 % av Sveriges totala elanvändning. Det skulle isåfall motsvara ett elbehov på mellan 10–20 TWh omkring år 2035–2040¹³.

Utifrån dessa bedömningar skulle efterfrågan från datacenter kunna hamna någonstans mellan 4 TWh och uppemot över 20 TWh år 2045, men det beror förstås på de långsiktiga förutsättningarna för etableringarna i Sverige. I Nepp-scenarierna står datacentren som tidigare nämnts för mellan 8–10 TWh år 2045. Detta kan jämföras med industrisektorn som uppvisar ett utfallsrum på mellan 80 och 200 TWh år 2045 i de tre scenarierna. Den framtida utvecklingen av datacenters efterfrågan på el kommer bli en viktig aspekt att följa framåt.

2.5 Den framtida elanvändningen – historiskt stora investeringar i industrin

Som ett led i att belysa förutsättningarna för tillkommande elanvändning har forskare vid Chalmers Energiteknik¹⁴ genomfört en studie som analyserar industrins investeringsmönster i EU. De har jämfört historiska investeringstakter i industriella kapitaltillgångar med de behov av framtida gröna investeringar som krävs för att nå uppsatta utsläppsmål. Utgångspunkten för analyserna har varit netto nollutsläpp för år 2050 för EU. I analyserna exemplifierar forskarna med koldioxidavskiljning och -lagring (CCS) inom cementindustrin, stålproduktion baserad på vätgasbaserad direktreduktion (H-DRI) och ljusbågsugn (EAF) i den primära stålindustrin samt e-crackers som ersättning för ångcrackers inom den petrokemiska sektorn fram till mitten av seklet. Detta får sägas vara ”transformativa” åtgärder som är förenade med höga investeringskostnader.

Figur 6 nedan visar uppskattade historiska investeringar för de tre industrierna, baserat på installerad kapacitet och fördelat över de fem år som föregår den installerade kapacitetens första driftår enligt en normalfördelning.

Investeringarna i utsläppsminskande åtgärder har gjorts för ett scenario som enbart bygger på de transformativa utsläppsminskningsteknologierna (S1), där nuvarande produktionskapacitet bibehålls, samt för ett portföljbaserat scenario (S2) som breddar åtgärdsportföljen genom att även inkludera minskad efterfrågan på primära material.

Figur 7 visar motsvarande historiska (gröna) investeringar medelvärdesbilade över 25 år och möjliga framtida investeringar (blå) för cement (figur Ba), stål (figur Bb) och crackers (figur Bc), för tre olika investeringstakter: maximal historisk investeringsnivå (vänstra staplarna) samt 10-årsgenomsnitt (mittensta staplarna) och 25-årsgenomsnitt (högra staplarna) av historiska investeringar. De kumulativa investeringar som krävs för att nå nettonollutsläpp indikeras med grå punkter för det teknikbaserade scenariot (S1) respektive det portföljbaserade scenariot (S2). Som syns från Figur B visar resultaten att i scenariot som enbart bygger på

¹³ Bedömningen i Svenskt Näringslivsrapporten utgår från en jämförelse relativ dagens elbehov om ca 135 TWh.

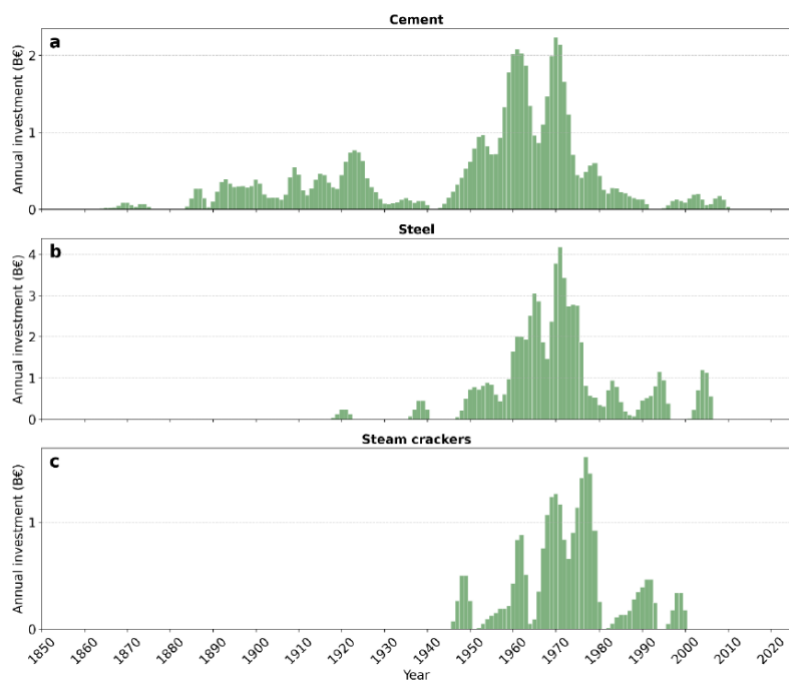
¹⁴ Lisa Göransson, mfl.

införandet av kapitalintensiva teknologier (S1) skulle kräva aldrig tidigare skådade och varaktigt höga investeringstakter i industrierna för att uppnå produktion med låga utsläpp.

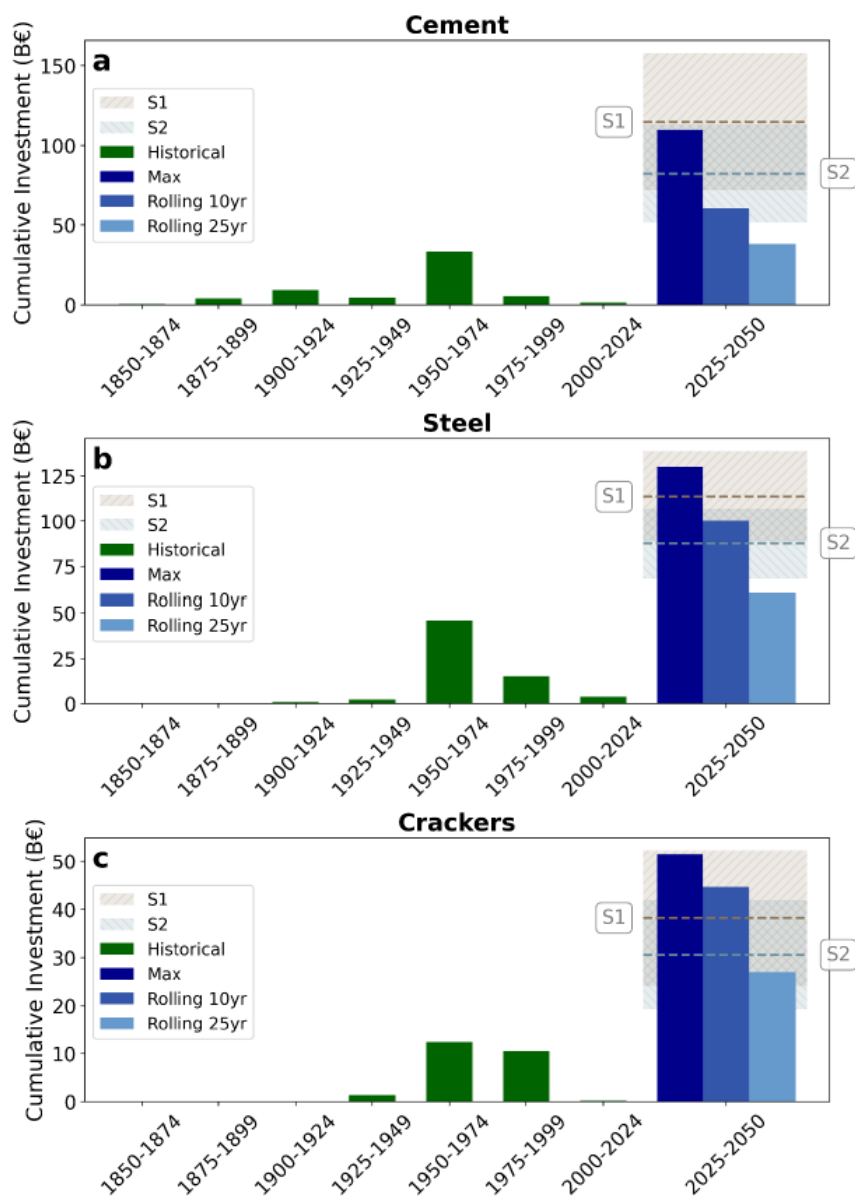
Det portföljbaserade scenariot (inkluderade alternativa cementbindemedel, klinkersubstitution, cirkularitetsåtgärder och ökad materialeffektivitet) har större sannolikhet att möta investeringsbehoven inom den givna tidsramen (perioden 2026–2050). Även i dessa portföljbaserade scenarier är dock de framtida investeringsbehoven högre än de historiska investeringsnivåerna under någon tidigare 25-årsperiod för samtliga industrier. Detta indikerar att antingen krävs investeringstakter utan historiskt motstycke, eller också att efterfrågan behöver minska för att kunna tillhandahålla enbart material med låga utsläpp i linje med klimatmålen för år 2050.

Samtidigt visar de omfattande investeringar som genomfördes inom samtliga tre industrier under 1970-talet att dessa sektorer historiskt har haft kapacitet att mobilisera både kapital och mänskliga resurser inom relativt korta tidsramar. Det bör dock noteras att den nuvarande och framtida omställningen drivs av en fundamentalt annorlunda logik än den som låg till grund för de stora historiska investeringarna i tung industri, och att tillräckligt starka, långsiktiga och förutsägbara styrmedel därför är nödvändiga för att dessa investeringar ska komma till stånd.

På både EU och nationell nivå finns flera initiativ för att finansiera industrin omställning, men budgetarna är utspridda över många industrier, och det råder fortfarande osäkerhet kring huruvida dessa nivåer är tillräckliga för att överbrygga gapet mellan flaggskepps- och demonstrationsprojekt och en storskalig spridning av teknik för lågutsläppsproduktion inom cement-, stål- och petrokemiindustrin. Det kan dock konstateras att även om mobiliseringen av nödvändigt kapital under de kommande decennierna blir utmanande, är investeringarnas omfattning liten i förhållande till andra stora offentliga och privata utgiftsprioriteringar, samtidigt som deras potentiella bidrag till minskade växthusgasutsläpp är betydande.



Figur 5 Uppskattade historiska årliga investeringar i a) cement-, b) stål- och c) petrokemiindustrin (ångkrackers). Investeringarna baseras på installerad kapacitet och fördelas över de fem år som föregår kapacitetens första driftår enligt en normalfördelning. Från Hörbe Emanuelsson m.fl., 2026.



Figur 6 Historiska (gröna) och möjliga framtida investeringar (blå) för cement (a), stål (b) och krackers (c), för tre olika investeringstakter: maximal historisk investeringsnivå (vänstra panelerna), 10-årsgenomsnitt (mittenpanelerna) och 25-årsgenomsnitt (högra panelerna) av historiska investeringar. De kumulativa investeringar som krävs för att nå nettonollutsläpp indikeras med grå punkter för det teknikbaserade scenariot (S1) respektive det portföljbaserade scenariot (S2). Från Hörbe Emanuelsson m.fl., 2026.

2.6 Referenser

- Ekström, J., Bentzel, R. & Nabseth, L. (1970). En framtidsbedömning – De svenska varvens utvecklingsmöjligheter. Svensk Sjöfarts Tidning. <https://www.ifn.se/media/4mabcmp1/1970-ekstr%C3%B6m-bentzel-nabseth-en-framtidsbed%C3%B6mning-de-svenska-varvens-utvecklingsm%C3%B6jligheter-webb.pdf>
- Eliasson, K., Hansson, P., Ouraich, I. & Tynelius, U. (2021). Strukturomvandling och omställningspolitik i svenskt näringsliv. Ekonomisk debatt 5/2021 (årgång 49), Nationalekonomiska föreningen. <https://www.nationalekonomi.se/artikel/strukturomvandling-och-omstallningspolitik-i-svenskt-naringsliv/>
<https://www.nationalekonomi.se/wp-content/uploads/2021/09/49-5-kephiout.pdf>
- Energimyndigheten (2025). PM Framtida elbehov på länsnivå. En fördelning av elbehovet från tre scenarier på nationell nivå över Sveriges län. Se metodbilaga B.3 om Datacenter. <https://www.energimyndigheten.se/4a4f5c/globalassets/energisystem-och-analys/langsiktiga-scenarier/pm-framtida-elbehov-pa-lansniva.pdf>
- Fossilfritt Sverige (2024). De fyra största hindren för industrins klimatomställning. Fossilfritt Sveriges genomgång av regeringens arbete med tillståndprocesser, el, kompetens och finansiering. <https://fossilfritt sverige.se/wp-content/uploads/2024/11/fossilfritt-sverige-rapport-de-fyra-storsta-hindren-for-industrins-klimatomstallning-.pdf>
- Hörbe Emanuelsson, A., Rootzén, J., Johnsson, F., Capital investments for the transition of EU basic materials industries, inskickad för vetenskaplig publicering, 2026.
- Klimatpolitiska rådet (2026). Klimatpolitiska rådets rapport 2026. <https://www.klimatpolitiskaradet.se/wp-content/uploads/2026/03/klimatpolitiskaradetsrapport2026.pdf>
- RISE (2023). Energianvändning i datacenter och digitala system. <https://www.energimyndigheten.se/492f27/contentassets/054d98cfdcd54cb5a802e24b53779452/energianvandning-i-datacenter-och-digitala-system.pdf>
- Svenskt Näringsliv (2019). Högre elanvändning år 2045. Samhällsutvecklingen och klimatomställningen kräver mer el. Kraftsamling Elförsörjning. https://www.svensktnaringsliv.se/bilder_och_dokument/2spdr2_hogre-elanvandning-2045pdf_1138079.html/Hgre%2Belanvndning%2B2045.pdf
- Svenskt Näringsliv (2026). Effekter av datacenterutbyggnaden för elsystemet. https://www.svensktnaringsliv.se/bilder_och_dokument/rapporter/fj6eis_svn_rapport_dc_digital_v001pdf_1253038.html/SvN_Rapport_DC_DIGITAL_V001.pdf

3 Elsystemets långsiktiga utveckling till 2045 - en översiktsbild

Sammandrag

I detta kapitel beskrivs hur det svenska elsystemet kan utvecklas långsiktigt till 2045, med särskilt fokus på hur olika nivåer på framtida elanvändning påverkar behovet av ny elproduktion, effektresurser, flexibilitet och överföringskapacitet. En central frågeställning är hur elsystemet utvecklas med, respektive utan, ny kärnkraft på plats. Analysen bygger främst på modellberäkningar med Profus Times Nordic-modell och kompletteras med resultat från Ea Energianalysens Balmorel-modell. Resultaten visar att efterfrågans utveckling är av mycket stor betydelse för elsystemets framtida utformning. Vid en snabb elektrifiering krävs omfattande investeringar i flera olika tekniker och systemresurser. Ny kärnkraft kan minska behovet av viss annan produktion, planerbarhet och importkapacitet, men ersätter inte behovet av flexibilitet, energilagring och en bred portfölj av effektresurser. Framtidens effekttillräcklighet avgörs inte av ett enskilt kraftslag, utan av hur produktion, användarflexibilitet, lagring och överföring samverkar i ett mer variabelt elsystem.

3.1 Nyckelbudskap

Efterfrågan på el har en mycket stor inverkan på elsystemets långsiktiga utveckling. Som framgår av föregående kapitel är det främst hastigheten i industrins omställning – särskilt elektrifiering av industri och vätgasproduktion – som spelar roll för hur den svenska efterfrågan, och därmed elsystemet, utvecklas fram till 2045. Efterfrågan är emellertid inte det enda som inverkar på elsystemets långsiktiga utveckling. Även acceptans till fortsatt utbyggnad av landbaserad vindkraft, eventuellt stöd till ny kärnkraft, förutsättningar för havsbaserad vindkraft, genomslag för energilagring och efterfrågefleksibilitet samt den tekniska utvecklingen i ett bredare perspektiv påverkar elsystemets långsiktiga utveckling. Desto högre efterfrågan desto mer omfattande investeringar i ny elproduktion, nätutbyggnad, flexibilitet och energilagring.

Ny kärnkraft kan komma att spela en viktig roll i ett 2045-perspektiv men inte som enda alternativ. Ny kärnkraft kan bidra med ökad planerbarhet i produktionsledet och minska behovet av viss annan produktion, importkapacitet och flexibilitet. Samtidigt visar analyserna att kärnkraft inte ensam kan möta framtidens behov och inte ersätter investeringar i energilagring, flexibilitet eller andra planerbara, eller väderberoende, resurser. Det gäller inte minst tidsperspektivet där en mer omfattande elektrifiering förutsätter närtida investeringar i elsystemet som ny kärnkraft till följd av relativt långa ledtider inte kan tillgodose - oavsett om det fattas ett investeringsbeslut om ny kärnkraft eller ej.

Rollen för ny kärnkraft kan därför bli viktig men som en del av en större systemlösning.

Framtidens elsystem kräver samverkan mellan flera resurser. Ett robust och kostnadseffektivt elsystem bygger på samspelet mellan olika kraftslag, energilagring, användarflexibilitet och utlandsförbindelser. Effekttillräcklighet avgörs inte av ett enskilt kraftslag utan av hur flera resurser tillsammans kan hantera variationer i produktion och efterfrågan. Flexibilitet på användarsidan och elhandel med utlandet blir därför viktiga inslag i att säkerställa leveranssäkerhet i ett mer variabelt och elektrifierat energisystem.

3.2 Inledning

Detta kapitel belyser hur elsystemets långsiktiga utveckling påverkas av tre olika efterfrågeutvecklingar för elanvändningen (se kapitel 2) och av vilken roll ny kärnkraft kan spela fram till 2045. Fokus ligger på hur produktionsmix, och tillgången till effekt (olika effektbegrepp berörs) förändras dels när efterfrågan växer i olika takt, dels om ny kärnkraft finns på plats år 2045 eller inte.

Innehållet i detta kapitel bygger i huvudsak på modellanalyser som Profu har utfört men kompletteras i slutet av kapitlet av liknande modellanalyser genomförda i Ea Energianalyse regi (under rubriken "Kompletterande analys: Ea Energianalyse Balmorel-modell"). De två modellansatserna skiljer sig åt men beräkningsförutsättningarna är till viss del gemensamma. Genom att jämföra modellresultaten kan man därmed ytterligare värdera robustheten i viktiga modellresultat.

3.3 Metodik

I detta avsnitt redogörs för den modellmetodik som Profu har använt sig av och som ligger till grund för Profus Times-Nordic-modell. Modellmetodiken som ligger till grund för Ea Energianalysens Balmorel-modell (och vars resultat med avseende på elsystemets långsiktiga utveckling återges i slutet av detta kapitel) redovisas inte i detta kapitel men berörs i kapitel 6.

Modellanalyserna som bygger på Times-Nordic-modell avser ett normalår där systemet dimensioneras för en tioårsvinter med avseende på uppvärmning, för "normal" tillrinning till vattenmagasinen samt "normala" vind- och solförhållanden.¹⁵ Modellen beskriver ett svenskt energisystem och ett sammankopplat nordeuropeiskt elsystem och analyserar energi- och effektbalanser i elsystemet men inte systemstabilitet och robusthet mot årliga variationer i exempelvis väder (detta analyseras i andra delar i denna rapport) eller andra oförutsedda större störningar. Däremot beaktas planerade och oplanerade stopp av begränsad storlek vilket också påverkar dimensioneringen av elsystemet i modellen. Resultaten bör därför tolkas som en mer översiktlig och långsiktig bild

¹⁵ Modellverktyget som används här har en relativt trubbig tidsindelning inom ett år och används inte i första hand för väderårsanalyser.

(2005–2050) av vilka investeringar och systemval som krävs och är effektiva inom elsystemet, snarare än som ett driftutfall för enskilda år.

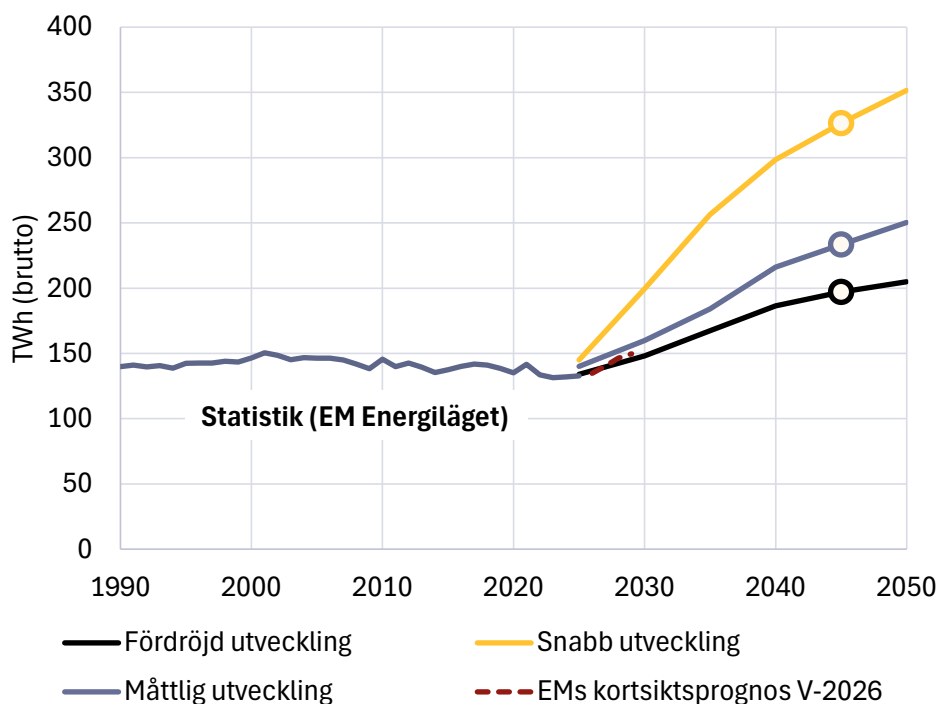
3.3.1 Scenarioförutsättningar

I detta avsnitt repeteras kort scenarioförutsättningarna från föregående kapitel 2 men kompletteras med viktiga beräkningsförutsättningar avseende produktionssidan.

Scenariot **”Snabb utveckling”** speglar en ambitiös och optimistisk syn på omställningen med såväl en snabb efterfrågeökning som utbyggnad. Scenariot återger till stor del de planer inom industrin avseende elektrifieringen som rädde sent 2023-tidigt 2024 då förutsättningarna för detta scenario etablerades inom Nepp. Dessutom sammanföll detta med en tid då statusen för nya beställningar av vindkraftsturbiner indikerade en fortsatt snabb och omfattande utbyggnad även i närtid. Till exempel skattade Svensk Vindenergis prognos från Q4-2023 vindkraftsproduktionen för 2026 till 55 TWh. Energimyndighetens senaste kortsiktsprognos från våren 2026 bedömer att vindkraftsproduktionen under helåret 2026 kommer att uppgå till ca 42 TWh, det vill säga 13 TWh mindre (produktionen under 2025 var ca 40 TWh). Inbromsningen i denna utbyggnad speglas i stället i scenariot **”Fördröjd utveckling”**, se längre ner.

Scenariot **”Måttlig utveckling”** är i huvudsak en känslighetsanalys av **”Snabb utveckling”** med avseende på efterfrågan, som i detta scenario är avsevärt lägre. I övrigt är beräkningsförutsättningarna oförändrade. Det innebär alltså att Sveriges grannländer antas följa samma snabba efterfrågeutveckling som **”Snabb utveckling”**. Detta får betydelse för den svenska elexporten och elimporten. Scenariot förutsätter också, precis som i **”Snabb utveckling”**, att utbyggnaden av vindkraft antas kunna ske snabbt i närtid om investeringarna är lönsamma.

Scenariot **”Fördröjd utveckling”** beskriver en än mer inbromsad elektrifiering inte bara i Sverige utan även i grannländerna där främst el till vätgasproduktionen har reducerats avsevärt jämfört med de två andra scenarierna. Den procentuella tillväxten i elanvändning antas vara likartad i samtliga ingående länder. Utbyggnaden av ny elproduktion i Sverige antas också bromsa in i enlighet med vindkraftsbranschens senaste prognoser och det avser främst vindkraft på land där inga nya projekt utöver de som är under uppförande antas komma in före 2030 (se även tidigare kommentar). För solel antas inga sådana begränsningar. Övriga kraftslag av potentiell betydelse, ny kärnkraft och havsbaserad vindkraft, antas vara tillgängliga för inmatning till elnätet först efter 2035 (precis som för de två övriga scenarierna och då i form av scenariovarianter avseende ny kärnkraft). Till skillnad från de båda föregående scenarierna antas här att effekthöjningar i befintlig vattenkraft inte är möjliga samt att möjligheten till förstärkt elöverföring till andra länder förskjuts till tidigast 2040 och att potentialen för sådana förstärkningar är mindre.



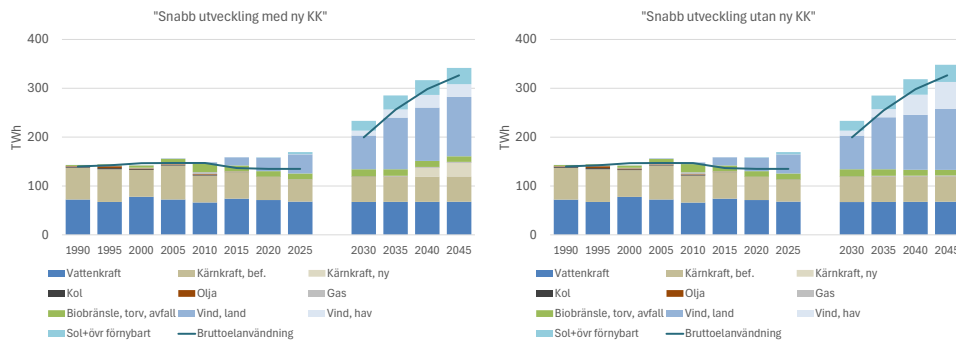
Figur 7 Elefterfrågan (brutto) i de tre scenarierna.

3.4 Analysresultat: elproduktion

I detta avsnitt redovisas modellresultaten som avser den långsiktiga utvecklingen för den svenska elproduktionen per scenario och för respektive scenariovariant, det vill säga med och utan ny kärnkraft. I scenariovarianten med ny kärnkraft förutsätts i beräkningsantagandena att ny kärnkraft finns på plats i elsystemet 2040 (ca 2 GW till 2040 och ca 4 GW till 2045). I scenariovarianten utan ny kärnkraft däremot tillåts inga nyinvesteringar i kärnkraft under hela modellperioden. Denna modellanalys ger därmed inte svaret på huruvida ny kärnkraft är lönsamt eller ej utan fokuserar istället på långsiktiga systemeffekter, givet att ny kärnkraft finns på plats eller ej.

3.4.1 "Snabb utveckling"

I scenariot "snabb utveckling" byggs elsystemet ut i hög takt redan under 2020- och 2030-talen. Landbaserad vindkraft står för den största volymökningen fram till omkring 2035. Därefter tillkommer, i scenariovarianten med ny kärnkraft, både ny kärnkraft och havsbaserad vindkraft. Utan ny kärnkraft växer framför allt den havsbaserade vindkraften mer som konsekvens av utbyggnadstaktsbegränsningar av landbaserad vindkraft eller att områden med god vindtillgång och som tillåts exploateras är begränsade, samtidigt som behovet av investeringar i annan planerbarhet (både på tillförsel- och efterfrågesidan; se mer om planerbarhet i nästa avsnitt) blir större.

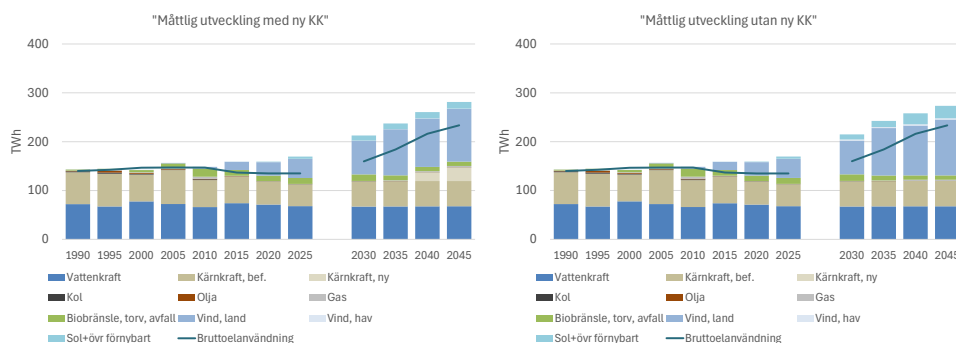


Figur 8 Elproduktionen i Sverige fram till 2045 i scenariot "Snabb utveckling", med ny kärnkraft till vänster och utan ny kärnkraft till höger.

Skillnaden mellan de bägge scenariovarianterna ligger alltså mindre i total produktionsnivå i Sverige (delvis ett resultat av att efterfrågan i allt väsentligt är densamma i bägge scenariovarianterna) än i vilken teknik som fyller systemets nya behov. Ny kärnkraft fungerar här främst som ett alternativ till ännu mer havsbaserad vindkraft och till ett större behov av importkapacitet och flexibilitet. I båda varianterna fortsätter Sverige att vara nettoexportör på årsbasis, även om stora importflöden kan uppstå under vissa perioder inom ett visst år.

3.4.2 "Måttlig utveckling"

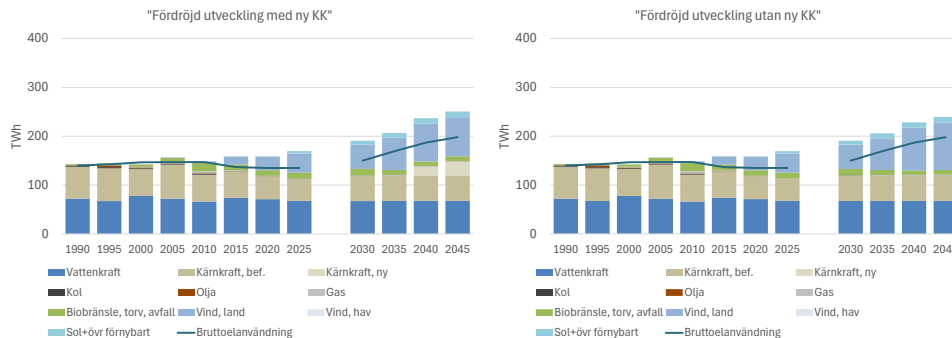
I detta scenario domineras utbyggnaden fortsatt av landbaserad vindkraft. Modellen investerar inte i havsbaserad vindkraft i någon av scenariovarianterna med eller utan ny kärnkraft, vilket antyder att efterfrågeökningen kan mötas utan havsbaserad vindkraft givet de övriga antagandena. Om ny kärnkraft inte byggs tillkommer i stället något mer landbaserad vindkraft och mer solet mot slutet av perioden. Sverige har ett betydande årligt nettoöverskott vilket delvis förklaras av att Sverige som enda land i den modellerade regionen förutsätts ha en lägre efterfrågan än i "Snabb utveckling" i enlighet med den uppställda scenariobeskrivningen för "Måttlig utveckling".



Figur 9 Elproduktionen i Sverige fram till 2045 i scenariot "Måttlig utveckling", med ny kärnkraft till vänster och utan ny kärnkraft till höger.

3.4.3 "Fördröjd utveckling"

Vid "Fördröjd utveckling" bromsar både elektrifiering och investeringsnivå i ny produktionskapacitet in fram till 2035 jämfört med de två föregående scenarierna. Det påverkar även storleken på exportöverskottet under den tiden. Ny kärnkraft påverkar framför allt investeringar i landbaserad vindkraft från och med det år som ny kärnkraft antas vara på plats. I övrigt försumbar påverkan på andra kraftslag.



Figur 10 Elproduktionen i Sverige fram till 2045 i scenariot "Fördröjd utveckling", med ny kärnkraft till vänster och utan ny kärnkraft till höger.

3.5 Effekt, effektillräcklighet och planerbarhet år 2045

I detta avsnitt redogörs för den installerade effekten i 2045-systemet i Sverige och effektillräckligheten under det tidsavsnitt som i dessa modellberäkningar uppvisar det högsta systempriset på el i Sverige. Med andra ord, ett tidssteg där den nationella eleffektbalansen är relativt ansträngd och som i detta fall utgörs av en timme under en (kall) vinterdag i kombination med relativt liten tillgång till väderberoende elproduktion. Som vi kommer att se, behöver detta inte vara detsamma som årets högsta effektuttag från elnätet. Fram tills idag sammanfaller typiskt ett högt effektuttag från elnätet med de högsta elpriserna under året och detta sker vanligen under effekttoppen en kall vinterdag. Modellanlysena inom ramen för Nepp-projektet indikerar däremot att höga elpriser i framtiden inte nödvändigtvis sammanfaller med det högsta effektuttaget från elnätet. Under dessa perioder kommer istället en betydande andel flexibilitet på användarsidan att reducera effektuttaget från elnätet, men fortfarande i samband med ett högt elpris.

Effektillräcklighet år 2045 garanteras i modellen inte genom ett enskilt kraftslag utan genom en portfölj av resurser: vattenkraft, kraftvärme, kärnkraft, gasturbiner, batterier, vätgasflexibilitet och förstärkt elöverföring samt ytterligare antaganden om efterfrågeflexibilitet för exempelvis elbilar. Dessutom antas att vindkraften ger ett visst effektbidrag, även om det är lågt, men att solen inte ger något effektbidrag alls. Kapaciteten måste alltså bedömas utifrån hur hela systemet samverkar när belastningen är som högst.

I detta avsnitt beskrivs utfallet endast för två av scenarierna, "Snabb utveckling" och "Fördröjd utveckling" som kan sägas spänna upp ett utfallrum där mellanscenariot "Måttlig utveckling" sannolikt hamnar någonstans emellan.

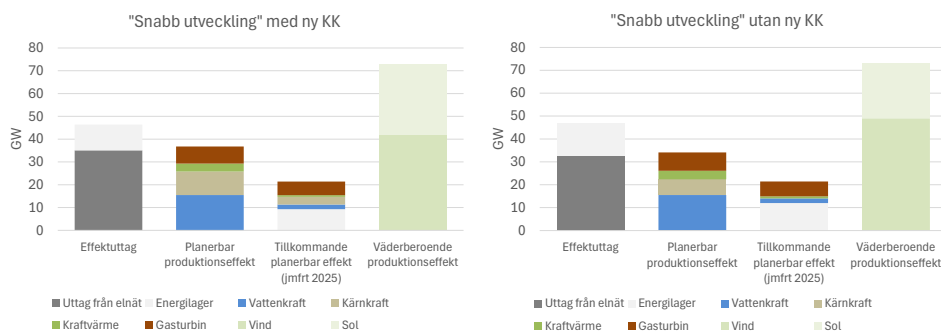
I Figur 11 redovisas en översiktlig bild av de olika effektresurser på tillförsel- och efterfrågesidan som är relevanta för elsystemet i Sverige och som avser scenariot "Snabb utveckling". Effekttuttaget beskriver det rådande effektbehovet under den aktuella tidsperioden, det vill säga timmen med högst systempris på el.¹⁶ Uttaget från elnätet är lägre än vad det annars hade varit (det "underliggande effektbehovet") till följd av att batterier och vätgaslager samtidigt laddas ur (markeras i figuren med en ljusgrå stapel märkt "Energilager"). Bidraget från energilager är relativt betydande i den aktuella tidsperioden. Vi antar att elbilsladdning sker jämnt över dygnet och att den ligger med i effekttuttaget från elnätet och inte, i detta fall, i stapeln för "energilager". I övrigt är det en relativt konservativ ansats och modellbeskrivningen beaktar ingen ytterligare användarflexibilitet. Det innebär att det potentiellt skulle kunna finnas ytterligare flexibilitet att hämta genom exempelvis en flexibel elbaserad uppvärmning eller en flexibilitet i hushålls- och driftelen. Effekten för uppvärmning i byggnader är dock relativt måttlig i beräkningsutfallet för 2045, lite drygt 4 GW jämfört med skattningar för dagens nivå på ca 7–8 GW. Enligt den här nyttjade definitionen, bidrar elpannor i fjärrvärmenäten och inom industrin inte med flexibilitet i den aktuella tidsperioden eftersom de inte används just då. Deras roll är snarare att bidra med flexibilitet under de tidsperioder då det är systemeffektivt att absorbera el.

Den installerade planerbara produktionseffekten är i samma storleksordning som effekttuttaget från nätet. Däremot är det inte säkert att all produktionseffekt finns tillgänglig just då på grund av oplanerade stopp eller annan otillgänglighet. Som nämnts tidigare tar modellen hänsyn till detta i dimensioneringen av elsystemet. Man kan också se att den installerade effekten för väderberoende produktionseffekt är mycket stor i förhållande till de andra effekterna. Tillgängligheten till väderberoende produktionseffekt under just den aktuella tidsperioden är osäker och beror på aktuella väderförhållanden. I modellberäkningarna antas att den relativa tillgängligheten till väderberoende elproduktion under den aktuella timmen är relativt lågt men inte noll. Eftersom den installerade kapaciteten är mycket stor kan effektbidraget från väderberoende elproduktion därigenom få viss betydelse. Men om bidraget skulle vara noll (vilket inte är troligt), finns enligt figuren annan planerbar effekt tillhands på tillförsel- och efterfrågesidan som kan möta det underliggande effektbehovet. Med utgångspunkt från framställningen i figuren förutsätter det dock att tillgängligheten till den installerade kapaciteten i de planerbara resurserna är närmare 100 procent (vilket inte kan anses vara säkert) och/eller att det finns importkapacitet att tillgå.

¹⁶ För enkelhets skull ligger fokus här på en enskild timme med mycket högt elpris. I en framtid med betydande flexibilitet kommer även effektbalansen under timmarna före och timmarna efter den aktuella timmen att spela en viktig roll för utfallet för den aktuella timmen. Det är alltså relevant i detta fall att titta närmare på längre perioder än enskilda timmar för att bilda sig en mer komplett uppfattning om effektbalansen i elsystemet och graden av "ansträngdhet"

Mellan de bägge scenariovarianterna är det relativt liten skillnad på övergripande nivå. Det är först när man tittar in lite mer i detalj som skillnaderna visar sig. Med ny kärnkraft blir den planerbara produktionsportföljen något bredare och större, medan scenariovarianten utan ny kärnkraft i högre grad kompenserar med energilager och andra planerbara resurser. Ny kärnkraft uppgår till cirka 4 GW vilket, sett till den samlade effekten i Figur 11, får betraktas som relativt lite. För att illustrera storleken motsvarar 4 GW till antalet ca 8–12 SMR-enheter, beroende på teknikval, av de två teknikerna som för närvarande utreds av Vattenfall.

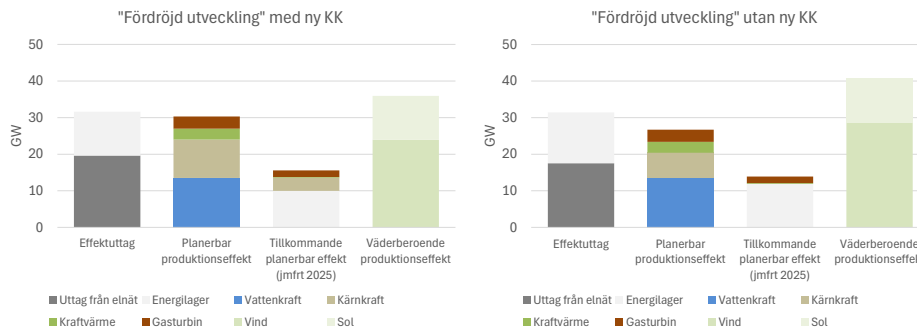
Som analysen ovan visar, kan ny kärnkraft till viss del ersätta investeringar i annan planerbarhet. Däremot indikerar modellberäkningarna att ny kärnkraft inte ersätter ett generellt ökat behov av flexibilitet och andra investeringar i planerbarhet. Detta blir extra tydligt om elefterfrågan antas vara hög som i scenariot "Snabb utveckling".



Figur 11 Effektuttag, energilager och installerad effekt i scenariot "Snabb utveckling", med ny kärnkraft till vänster och utan ny kärnkraft till höger.

Figur 12 redovisar motsvarande resultat som ovan men för scenariot "Fördröjd utveckling". Till följd av en mindre elefterfrågan är också är effektuttaget lägre. I detta fall överstiger den installerade planerbara produktionseffekten tydligt effektuttaget från elnätet. Därmed finns relativt stor marginal för att täcka effektuttaget även om en (mindre) del av den planerbara produktionseffekten skulle falla bort eller om bidraget från väderberoende elproduktion skulle vara noll (vilket inte är troligt), eller alternativt om elmarknadens aktörer i ett sådant fall skulle vara ovilliga att implementera och använda olika typer av flexibilitet som kan balansera över tidsperioder längre än en timme.

Även i detta scenario växer investeringar i energilager snabbt (men inte lika snabbt som i föregående scenario) till följd av fallande kostnader för batterier och en allmänt ökad variabilitet i elsystemet. Det gör att den tillkommande nyttan till planerbarhet som ny kärnkraft tillför är lägre här än i ett scenario med betydligt högre elefterfrågan. Det stärker bilden av att kärnkraftens roll i första hand är beroende av hur snabbt efterfrågan faktiskt växer. Samtidigt är resultaten försiktiga på efterfrågesidan: ytterligare flexibilitet från uppvärmning, hushållsel och annan användarstyrning skulle kunna minska effektbehovet ytterligare.

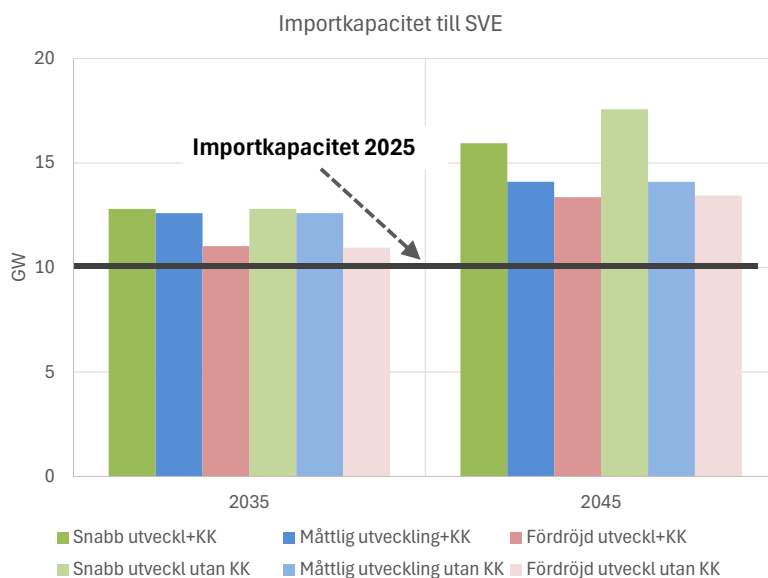


Figur 12 Effektuttag, energilager och installerad effekt i scenariot "Fördröjd utveckling", med ny kärnkraft till vänster och utan ny kärnkraft till höger.

3.5.1 Elöverföring till grannländerna

Ett annat tillskott till effekt i den svenska framtida elförsörjningen, men med varierande grad av planerbarhet, fås genom investeringar i elöverföring till grannländerna. Investeringar i överföringskapacitet stiger i takt med den långsiktiga efterfrågan. I "Fördröjd utveckling" antas dock, som en del i beräkningsförutsättningarna, utbyggnaden ske senare och i mindre skala, medan "snabb" och "måttlig" utveckling driver större investeringar i import- och exportförbindelser. Med andra ord, ju högre efterfrågan och ju mer väderberoende produktion som integreras, desto större värde får ett integrerat internationellt elsystem med möjlighet att utjämna variationer mellan länder.

Figur 13 visar att ny kärnkraft framför allt påverkar behovet av importkapacitet i scenariot "snabb utveckling" och då först på lång sikt. Utan ny kärnkraft blir importkapaciteten där i det scenariot närmare 2 GW högre år 2045. I "måttlig" och "fördröjd" utveckling är skillnaden liten, vilket indikerar att värdet av elöverföring i dessa scenarier i första hand drivs av efterfrågans nivå samt av hur stor del av produktionsökningen som är väderberoende.



Figur 13 Importkapacitet till Sverige i olika scenariovarianter.

3.6 Kompletterande analys: Ea Energianalyse "Balmorel-modell"

I detta (under)kapitel berörs liknande frågeställningar som i föregående avsnitt men med utgångspunkt från modellanalyser genomförda av Ea Energianalyse. Det handlar alltså om en kompletterande analys till det som presenterats så här långt. Analysen i detta avsnitt utgår, på samma sätt som tidigare, från olika utvecklingar för efterfrågan (endast två olika scenarier) till 2045 och vilken betydelse ny kärnkraft kan komma att få för den långsiktiga utvecklingen. Precis som i föregående analys, "tvingas" ny kärnkraft in i scenarierna med ny kärnkraft. Resultaten i detta underkapitel bör alltså inte läsas som en alternativ analys till den föregående analysen, utan som en kompletterande systembild som belyser samma grundfrågor, nämligen vilka resurser som kan behövas när efterfrågan växer, och hur valet mellan olika tekniker påverkas av efterfrågenivå, flexibilitet och omvärldens elsystem i ett 2045-perspektiv.

Analysen bygger på Balmorel-modellen, där investeringar och drift optimeras samtidigt utifrån antaganden om kostnader, bränslepriser, efterfrågan och tekniska begränsningar. Det innebär att resultaten bygger på en liknande ansats som de resultat som redovisas tidigare i kapitlet (från Times-Nordic-modellen). Men det finns också viktiga skillnader i modellstruktur, tidsupplösning och omvärldsentaganden vilket gör att enskilda beräkningsresultat inte bör jämföras rakt av. Däremot är det relevant att jämföra de övergripande mönstren. På den nivån finns flera tydliga beröringspunkter mellan analyserna: en robust roll för landbaserad vindkraft (förutsatt att den tillåts byggas ut), en mer villkorad roll för havsbaserad vindkraft, ett fortsatt behov av flexibilitet och energilagring samt ett ökande värde av överföring till grannländerna när efterfrågan och den väderberoende produktionen växer.

3.6.1 Efterfrågan och vätgas får stor betydelse

En central slutsats är att skillnaden mellan en hög och en lägre efterfrågeutveckling får stort genomslag på hela systemet. I scenariot "Snabb utveckling" spelar el till vätgasproduktion en mycket stor roll. År 2045 uppgår elanvändningen för elektrolys till omkring 100 TWh i Sverige, vilket motsvarar ungefär 30 procent av den totala elanvändningen i scenariot. Även i scenariot "Måttlig utveckling" är vätgasrelaterad elanvändning betydande. Detta ligger väl i linje med huvudkapitlets resonemang om att scenarier med snabb elektrifiering i hög grad drivs av industrins omställning och nya elintensiva användningar.

Samtidigt innebär detta att resultaten blir känsliga för antaganden om när och var vätgasrelaterad industri faktiskt etableras. Om utvecklingen blir mer fördröjd, eller om delar av vätgasbehovet skulle lösas på annat sätt än genom inhemsk elbaserad produktion, förändras också behovet av ny elproduktion, flexibilitet och överföring. Det är alltså inte bara den totala elanvändningen som spelar roll, utan också vilken typ av efterfrågan som tillkommer. En jämnare eller mer flexibel efterfrågan ger andra systemeffekter än en efterfrågan som ökar effektbehovet under redan ansträngda perioder.

3.6.2 Produktionsmixen: robust landbaserad vindkraft och villkorad havsbaserad vindkraft

Även i denna analys står den landbaserade vindkraften för den största delen i kraftexpansionen till 2045. Den installerade effekten ökar från ungefär 17 GW i dag till omkring 31–36 GW år 2045, beroende på scenario.

Den havsbaserade vindkraftens roll är däremot mer beroende av efterfrågenivån och av om ny kärnkraft antas tillkomma eller inte (även detta ligger i linje med föregående analys). I scenariovarianten "Snabb utveckling" utan ny kärnkraft byggs havsbaserad vindkraft ut kraftigt, till närmare 10 GW år 2045. Om ny kärnkraft tillkommer reduceras den havsbaserade utbyggnaden tydligt, och i scenariovarianten "Måttlig utveckling" med ny kärnkraft byggs praktiskt taget ingen ny havsbaserad vindkraft. Detta pekar i samma riktning som föregående analys med avseende på scenariot "Snabb utveckling": utan ny kärnkraft blir behovet större av havsbaserad vindkraft, importkapacitet och annan planerbarhet, medan ny kärnkraft delvis tränger undan dessa investeringar.

I scenariot "Måttlig utveckling" spelar havsbaserad vindkraft en mindre roll. Havsbaserad vindkraft kan därför beskrivas som en expansionsresurs som blir aktuell när systemet långsiktigt utmärks av en hög efterfrågan på el, av begränsningar i utbyggnaden av landbaserad vindkraft eller av frånvaro av annan större planerbar elproduktion. Modellresultaten visar alltså att den framtida rollen för havsbaserad vindkraft är mer beroende av kombinationen av hög efterfrågan, nätförutsättningar och konkurrens från annan produktion än vad som är fallet för den landbaserade vindkraften, givet att den inte möter exempelvis acceptansrelaterade hinder i den fortsatta utbyggnaden.

Solelen får en viktig roll i denna analys, framför allt i scenariot "Snabb utveckling". I de scenarierna växer den svenska solelkapaciteten till omkring 29–37 GW år 2045, beroende på om ny kärnkraft byggs eller ej. I scenariot "Måttlig utveckling" stannar solelsubbyggnaden på betydligt lägre nivåer. Den omfattande utbygganden hänger samman med att batterier och annan flexibilitet gör det möjligt att integrera mer väderberoende elproduktion. Detta resultat bekräftas även i föregående analys, nämligen att energilager och flexibilitet inte bara är effektresurser, utan också påverkar vilken produktionsmix som blir möjlig och effektiv på längre tidsskalor.

3.6.3 Flexibilitet, energilager och ny kärnkraft

Även i denna analys byggs det framtida elsystemet upp av en portfölj av resurser där vattenkraft, kraftvärme, kärnkraft, gasturbiner, batterier, efterfrågefleksibilitet och överföring samverkar (men där, som tidigare nämnts, ny kärnkraft antas vara en scenarieförutsättning). I scenarier utan ny kärnkraft blir batteriinvesteringarna i Sverige betydande, i storleksordningen 7–12 GWh år 2045. I scenarier med ny kärnkraft minskar däremot det modellerade behovet av storskaliga batterier kraftigt (Även i föregående analys är batteriinvesteringarna mindre i scenariovarianter med ny kärnkraft men skillnaden är inte lika stor som i denna analys). Detta ska inte tolkas som att kärnkraft och batterier är direkta substitut i

alla avseenden, men det visar att ny planerbar produktion kan minska behovet av vissa typer av flexibilitetsresurser i modellen.

På samma sätt som i föregående analys visar denna analys att ny kärnkraft kan minska behovet av annan produktion och viss planerbarhet, men den ersätter inte ett generellt behov av ökad flexibilitet i det framtida elsystemet. I ett elsystem med hög andel väderberoende produktion och ny elintensiv efterfrågan behövs flera typer av resurser som kan hantera variationer mellan timmar, dygn, säsonger och geografiska områden. Detta gäller även om ny kärnkraft tillkommer. Kärnkraftens betydelse blir störst i de scenarier där efterfrågan på el är hög, medan nyttan av ytterligare planerbar produktion blir mindre i scenarier med lägre efterfrågan på el och större marginaler i systemet.

3.6.4 Elöverföring inom landet och till grannländerna

Sverige fungerar som betydande nettoexportör i scenariot "Måttlig utveckling" medan nettoexporten är avsevärt lägre i scenariot "Snabb utveckling". Även i denna analys kan Sverige vara nettoexportör på årsbasis samtidigt som stora importflöden uppstår under vissa perioder. En mer heltäckande bild av elöverföringen mellan Sverige och grannländerna ges av när import och export sker, vilken tillgänglig kapacitet som finns i ansträngda perioder och hur grannländernas produktionsmix ser ut vid samma tidpunkt. Överföring till grannländerna är därför både en energiresurs och en effektresurs, men med varierande grad av planerbarhet.

Den nordeuropeiska kontexten blir därmed central. Sveriges framtida elbalans, prisnivå och effektläge beror på de svenska investeringarna, men också på hur snabbt grannländerna bygger ut vind, sol, batterier, planerbar produktion och överföringskapacitet. Det gör att ett svenskt elsystem med hög elektrifiering både kan ha perioder av export och perioder av import, och att värdet av överföring växlar över tid. För den långsiktiga planeringen är den viktigaste slutsatsen därför inte att en viss teknik ensam löser omställningen, utan att en omfattande elektrifiering kräver att flera investeringsspår hålls öppna samtidigt.

I scenariot "Snabb utveckling" investerar modellen i omfattande ny överföringskapacitet, både internt i Sverige och till grannländerna. Internt sker de största förstärkningarna längs SE2-SE3 och SE3-SE4. Till grannländerna tillkommer framför allt förstärkningar mot Finland, Danmark och Tyskland. Effekten på handelsbalansen är inte entydig. Vid lägre efterfrågan ökar svensk nettoexport, medan ökad överföring i hög efterfrågan kan leda till mer import när billigare el finns tillgänglig på kontinenten eller i grannländer. Detta illustrerar att elöverföringens värde ligger i att utjämna variationer, inte nödvändigtvis i att alltid öka svensk export.

3.7 Avslutande kommentarer

Den övergripande bilden som förmedlas i bägge de två modellstudier vars resultat återges i detta kapitel, är att elsystemet kan utvecklas på olika sätt och att efterfrågans storlek är en viktig faktor. Utfallet för den framtida produktionsmixen i modellanalyserna påverkas på längre sikt av om ny kärnkraft antas finnas på

plats eller inte. En hög framtida efterfrågan på el kommer att fordra omfattande investeringar i en rad olika tekniker och åtgärder, både på tillförselsidan och på användarsidan där ny kärnkraft kan komma att utgöra en del i en större helhet. Med ny kärnkraft på plats minskar behovet av alternativ kraftproduktion och alternativ planerbarhet i elsystemet. Men modellanalyserna indikerar också att ny kärnkraft inte kan *ersätta* behovet av andra investeringar i alternativ elproduktion eller i planerbar effekt, i synnerhet om efterfrågan väntas öka snabbt. För att detta skulle kunna vara fallet krävs högst troligt orimligt stora och snabba investeringar i ny kärnkraft.

Planerbar effekt i det framtida elsystemet fås, precis som idag, genom en effektiv portfölj av olika tekniker och åtgärder. Mer än idag kommer flexibilitet och energilager att spela en mycket viktig roll i systemet där dessa tekniker kan ta en roll som ökar planerbarheten när de kombineras med väderberoende energitillförsel. Det finns alltså fog att utmana det som traditionellt betraktas som planerbar kraft och att utvärdera effekttillgänglighet med mindre fokus på en specifik timme där vi bortser från flexibilitet och energilager. Således finns möjligheten att med dessa tekniker i kombination med den planerbara produktionseffekten (vattenkraft, kraftvärme, kärnkraft och gasturbiner) även i framtiden garantera effekttillräcklighet under de perioder då tillgången till väderberoende elproduktion är liten. Även elimport kan bistå under sådana perioder.

Försämras eller förbättras de långsiktiga förutsättningarna för någon av dessa planerbara effektresurser som nämnts här kommer de övriga effektresurserna att påverkas på omvänt sätt, det vill säga antingen positivt eller negativt. Portföljsammansättningen för planerbar effekt kommer alltså därigenom att förändras men inte reduceras till en enda teknik. Men skulle investeringar hindras eller försvåras för merparten av dessa effektresurser då kommer förutsättningarna för en omfattande elektrifiering att påtagligt försvåras.

4 Systemstress och väderårsanalys

Sammandrag

I detta kapitel analyseras hur det svenska elsystemet år 2045 påverkas av variationer i väderförhållanden när systemets produktionskapacitet dimensionerats för ett normalår. Resultaten visar att vädret får en allt större betydelse i ett elsystem med stora inslag av vindkraft och att torra år ofta sammanfaller med låg vindelproduktion, vilket förstärker risken för ansträngda situationer.

Analysen från både Quantified Carbon och Profu visar att framtidens elsystem kan hantera efterfrågan även under utmanande väderår, men att elpriserna varierar kraftigt mellan olika år. Årsmedelpriserna ligger i genomsnitt kring 60 EUR/MWh, men kan variera från omkring 20–30 EUR/MWh till nära 100 EUR/MWh beroende på väderförhållanden. Prisvariationer är därmed en naturlig del av framtidens elsystem, oavsett val av produktionsmix.

Två typer av utmaningar identifieras. Den första är effektbrist under kalla perioder med låg vindelproduktion, vilket kan leda till kortvariga men mycket höga priser. Den andra är energibrist under längre perioder med låg tillrinning till vattenkraften och svag vind, där utmaningen handlar om att säkerställa energitillgång under veckor eller månader. Effektbrist kan hanteras genom flexibilitet, efterfrågereduktion och topplastproduktion, exempelvis biogasturbiner. Långvarig energibrist kräver däremot antingen ökad tillgång till biobränslebaserad elproduktion, större importberoende eller en högre acceptans för perioder med höga elpriser.

Sammantaget visar analysen att framtidens robusta elsystem behöver kombinera flera olika produktionsslag med flexibilitet, energilager, efterfrågestyrning och reservkapacitet för att kunna hantera både kortvariga effektutmaningar och mer långvariga perioder av energibrist.

4.1 Nyckelbudskap

Vädret får stor betydelse för framtidens elsystem. Analysen visar att årsmedelpriserna kan variera kraftigt mellan olika väderår, från cirka 20–30 EUR/MWh till omkring 100 EUR/MWh, medan genomsnittspriset ligger kring 60 EUR/MWh. Prisvariationer kommer därför att vara en naturlig del av elsystemet även år 2045.

Mer planerbar produktion minskar de högsta pristopparna men kräver stöd. Kärnkraft och biogasturbiner kan dämpa extrema priser under ansträngda perioder, men ingen av teknikerna är lönsam på marknadsmässiga villkor i de

analyserade scenarierna. För att realiseras krävs sannolikt någon form av subvention eller riskdelning.

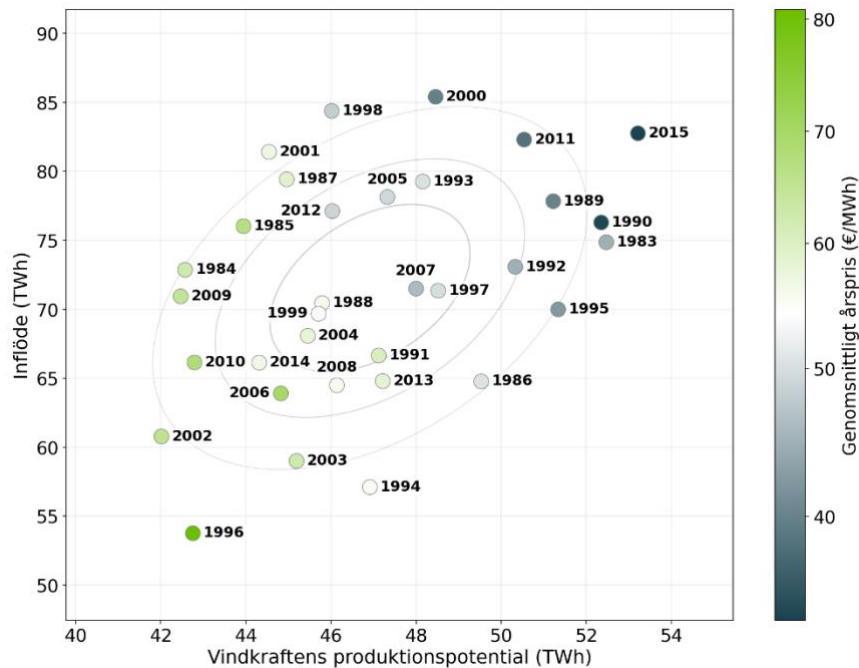
Effektbrist och energibrist är två olika utmaningar som kräver olika lösningar.

Kortvarig effektbrist vid kallt och vindstilla väder kan hanteras med flexibilitet, efterfrågereduktion och topplastproduktion. Långvarig energibrist till följd av torra och vindfattiga perioder är svårare att hantera och kräver antingen ökad biobränslebaserad produktion, större importberoende eller en högre acceptans för längre perioder med höga elpriser.

4.2 Introduktion

Det svenska kraftsystemets väderberoende var, innan den storskaliga utbyggnaden av vindkraft på 2010-talet, mest kopplat till hur temperaturen korrelerade med behovet av elektrisk uppvärmning och inflöden till vattenkraften. Kalla vintrar ledde till hög elanvändning och därmed högre priser. På samma sätt ledde låga inflöden till lägre vattenkraftsproduktion och därmed högre priser. Betydande mängder väderberoende produktion, främst vindkraft, har byggts ut i Sverige och elsystemets väderberoende har ökat under de senaste tio åren. Eftersom denna trend förväntas fortsätta mot 2045 kommer väderberoendet att bli en allt viktigare parameter att ta hänsyn till vid modellering och design av kraftsystemet.

För att åskådliggöra detta visas i Figur 14 korrelationen mellan årliga inflöden till vattenkraften och produktionspotentialen för vindkraft i Sverige för dagens kraftsystem. Figuren bygger på en Nordeuropeisk kraftsystemmodellering utförd av Quantified Carbon (QC) för modellåret 2026 men modellerat med kontrafaktiskt väder från 33 olika väderår, 1983 till 2016. Figuren visar att det finns en korrelation mellan vattenkraftsinflöden och vindkraftproduktion. Torra år med låg tillrinning tenderar att också vara ganska vindfattiga. På samma sätt tenderar våta år att också vara blåsig. Denna korrelation leder till ett förstärkt väderberoende när vindkraft idag och i framtiden utgör en allt större och viktigare del av kraftsystemet. Resultatet av detta väderberoende kan ses i de modellerade priserna för dagens kraftsystem (SE3) som visas i figuren där låga priser uteslutande finns i övre högra hörnet och höga priser i nedre vänstra hörnet.



Figur 14 Fördelning av årligt genomsnittligt inflöde till vattenkraften och vindkraftens produktionspotential för de sammanslagna svenska zonerna. Modellåret är 2026 och modellen har simulerat priser baserade på 33 olika väderår. Färgskalan anger modellerat pris. Cirkelarna anger 25, 50 och 75 procent sannolikhet.

Tre modellgrupper har bidragit till det här kapitlet. Chalmers har i en tidigare studie (Göransson 2023¹⁷) analyserat förekomsten av extrema nettolastperioder och en del av resultatet presenteras först i kapitlet. QC och Profu har i det här projektet utfört analyser på extrempriser och systemmarginaller som presenteras senare i kapitlet.

4.3 Nettolast

I investeringsmodeller för energisystemet (så kallade capacity expansion models) används typiskt väderdata från ett historiskt år för att hålla ner modellstorlek och beräkningstider. Det historiska år som används för beräkningarna behöver motsvara typiska väderförhållanden för att de investeringar som tas ska kunna täcka sina kostnader över sin livstid. Om ett särskilt besvärligt år, med till exempel låg vindkrafts- och vattenkraftsproduktion används för beräkningarna så betraktas det av modellen som om detta är en situation som förekommer varje år och investeringar i kompletterande tekniker tas som inte kommer att kunna räkna hem sina kostnader. För att fånga upp mer extrema variationer, samtidigt som man tar hänsyn till att de förekommer sällan, kan man istället göra en post-analys av nettolasten och utifrån den beräkna behovet av komplement.

Eftersom extrema nettolastperioder förekommer sällan hanteras de mest kostnadseffektivt av åtgärder med låg investeringskostnad, så som gasturbiner, medan en hög rörlig kostnad är ett mindre problem. Det innebär också att kostnaden för att hantera extrema nettolastsituationer är liten jämfört med den

¹⁷ <https://www.mdpi.com/1996-1073/16/8/3548>

totala kostnaden att möta efterfrågan på el och har begränsad påverkan på produktionsmixen som helhet. Huruvida det behövs extra kapacitet av gasturbiner utöver det som erhålls i beräkningen med investeringmodellerna för att hantera extrema nettolastperioder kan därför bedömas efter att elsystemsammansättningen beräknats.

Vid beräkning av elsystemsammansättningen används två olika väderår i Chalmers modeller, 1991 och 1992. I det här avsnittet analyserar vi variabiliteten i nettolast för ett stort antal väderår (1980–2019) med utgångspunkt i en elsystemsammansättning som motsvarar en fullständig elektrifiering av transport och industrisektorerna med en årsefterfrågan på el om 260 TWh och ca 40 GW vindkraft och 30 GW sol baserat på beräkningar att kostnadseffektivt möta den efterfrågan med Chalmers beräkningsmodell. Utifrån denna bedömer vi behovet av kompletterande investeringar utöver de som fås från investeringsmodellerna till följd av extrema nettolastsituationer.

Variabilitet karakteriseras av sin amplitud, uthållighet och förekomst (Göransson 2023). Det är också dessa egenskaper som avgör hur variationerna kan hanteras kostnadseffektivt. Figur 15 visar nettolasten för väderår 1991–1992 i dessa tre dimensioner och för olika skalor (y-axeln) för uthålligheten; den vänstra 1 vecka (168 timmar) och den högra 3 veckor (500 timmar). Nettolasten motsvarar den efterfrågan som inte kan flyttas i tid reducerat med väderberoende elproduktion samma timme. Figuren till vänster visar att de vanligaste nettolastvariationerna (indikerat med temperaturskalan och täthet på punkter) är under 20 GW (skalan på x-axeln) och pågår ungefär högst 12 timmar (y-axeln). Vidare är det tydligt att amplituden (x-axeln) på nettolastvariationerna avtar med uthålligheten (y-axeln). Denna trend fortsätter också för längre tidsskalor vilket visas i bilden till höger med en y-axel motsvarande 3 veckor.

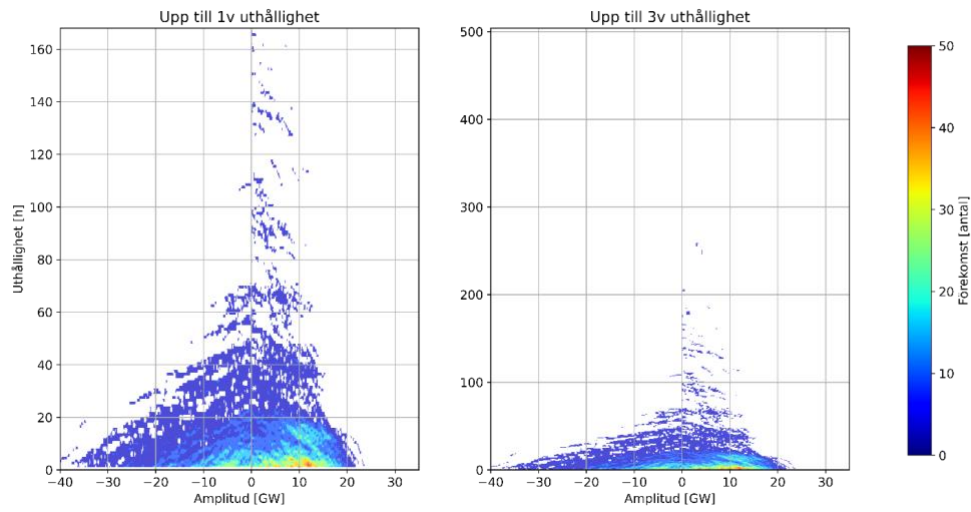
För att undersöka hur nettolasten för samma fall skulle se ut andra väderår har vi beräknat denna för åren 1980–2019 vilken visas i Figur 16. Totala antalet förekomster ökar förstås när vi ökar antalet år vilket ger en fylligare nettolastprofil, liksom antalet förekomster som är 50 eller fler (rödmarkerade). Den övergripande formen på nettolasten är dock densamma som i figur 1, med en avtagande amplitud när uthålligheten ökar. Den yttre konturen på nettolastkurvan definierar vad elsystemet behöver klara av. För väderåren i beräkningarna (1991 och 1992) förekommer det nettolasttillfällen på upp till 24 GW men dessa tillfällen är korta och ovanliga (temperaturskalan). Nettolastperioder på 14 GW kan pågå i knappt tre dygn. Nettolastprofilen baserad på 40 års väderdata (figur 3) har en högsta effekt på 27 GW. Det kan jämföras med högsta nivån på efterfrågan på el som inte kan flyttas i tid (här antagen som historisk efterfrågan, direktel till industrin efter elektrifiering samt 70 % av elen till transportsektorn) för de 40 väderåren uppgår till 29,5 GW. Vi kan alltså behöva hantera nettolastsituationer som är 3 GW högre än för våra beräkningar inom en tidsperiod på 40 år.

I Chalmers beräkningar ingår inte flexibel styrning av individuella värmepumpar och endast 30 % av elbilarna ladda flexibelt år 2050 (se metodavsnittet). Både styrning av elbilar och individuella värmepumpar passar bra för

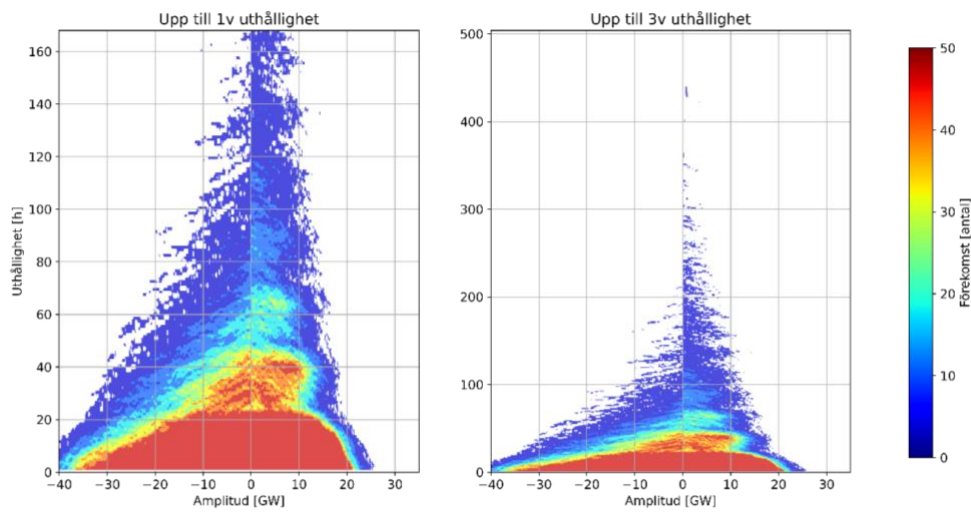
nettlastvariationer med hög amplitud men kort uthållighet. Studier har visat att uppvärmning av villor kan pausas 3 till 4 timmar när det är kallt ute utan att inverka menligt på inomhuskomforten (Spreitzhofer, 2018). Med allt större batterier i elbilarna kan också dessa vänta med att ladda utan att påverka möjligheten att möta transportbehovet. Den totala efterfrågan från elbilar i de undersökta fallen motsvarar en effekt på 3,4 GW medan kapaciteten hos individuella värmepumpar motsvarar en effekt på ca 5 GW. Utöver detta finns möjlighet att reducera effektuttaget i ljusbågsugnar, kvarnar, virkestorkar och pumpar inom industrin för enstaka tillfällen. Det bör därmed vara möjligt att möta efterfrågan även för nettlastperioder med än mer extrem amplitud än i de beräknade fallen utan tillägg av ytterligare gasturbinkapacitet.

Det finns också andra tillfällen längs med konturen på nettlastkurvan som kan vara utmanande för elsystemet. Till exempel indikerar både nettolasten för 10 år och 40 år förekomster av en efterfrågan på 17 GW under en period på knappt 3 dygn (72h). En nettolast på 17 GW med en uthållighet på flera dygn kan mötas av vattenkraft och befintlig kärnkraft. Efter utfasningen av befintlig kärnkraft (referensfallet och begränsad havsvindfallet efter år 2055) kan vattenkraften behöva kompletteras. Extrema nettolastvariationer med lång uthållighet kan åtgärdas kostnadseffektivt genom att de gasturbiner som finns i elsystemet kompletteras med bränslelager där storleken på lagret anpassas till uthålligheten av nettolastsituationen i enlighet med resultat från tidigare studier (Ullmark m.fl., 2025).

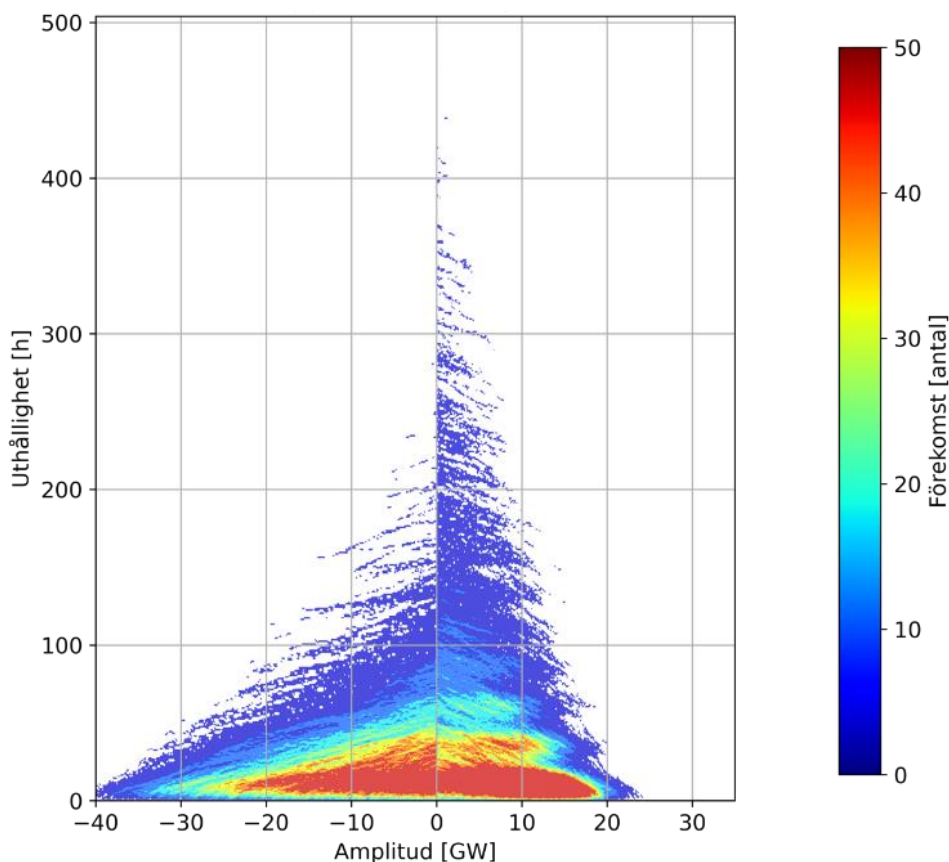
En del nettolasttillfällen kan avbrytas tillfälligt för att sedan återupptas. Om avbrottet är kortvarigt hinner inte lager återhämta sig. Figur 17 visar nettolasten för samma elsystem som i Figur 16 men nu med ett rullande medelvärde på 12 timmar för att fånga uthålliga nettolastvariationer av den typen som tyskarna refererar till som "Dunkelflaute". 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 som 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 befintliga 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 tillfällen av effektbrist som beskrevs i avsnittet ovan.



Figur 15 Nettolastprofil för väderår 1991 och 1992 som använts i investeringsmodellen (Göransson m.fl., 2025).



Figur 16 Nettolastprofil för väderår 1980–2019 (Göransson m.fl. 2025).



Figur 17 Rullande 12 h medelvärde av nettolasten för väderår 1980-2019. Källa: Lisa Göransson, CTH.

4.4 Modellering

I kapitel 3 av den här rapporten togs det fram ett antal kraftsystem baserat på kapacitetsexpansion. Expansionen gjordes inom ramen för *energy only*-marknaden med undantag för kärnkraft där kapaciteten sattes som en exogen parameter. QC har studerat tre scenarier *ingen kärnkraft*, *existerande kärnkraft* och *ny kärnkraft*. I Profus analys studerades två scenarier *existerande kärnkraft*, och *ny kärnkraft*. Profu studerade även två efterfrågescenarier (snabb och måttlig utveckling), medan QC fokuserade på ett scenario *måttlig utveckling*. En sammanställning av de antagna kapaciteterna ges i Tabell 1

Tabell 1 Antagna kapaciteter för kärnkraft i de olika scenarierna.

	QC	Profu
Ingen kärnkraft	0 MW	-
Existerande kärnkraft	6885 MW	6900 MW
Ny kärnkraft¹⁸	11885 MW	10500 MW

De kraftsystem som analyserats i detta arbete bygger på en systemoptimering för ett genomsnittligt väderår där investeringar i olika kraftslag sker baserat på deras lönsamhet. Utöver det har Profu även regler för hur optimeringen hanterar

¹⁸ Observera att ny kärnkraft inte expanderats baserat på lönsamhet utan kräver subventioner

kapacitet för att klara tuffare år än normalåret. Notera dock att kapacitet för ny kärnkraft inte inkluderas i optimeringen utan sätts exogen med antagandet att den byggs med subventioner. QC använder år 1991 som väderår då många parametrar i systemet, däribland elpriser, ligger nära genomsnittet för samtliga väderår. Profu använder istället 2016 års väderprofil och normerar detta till ett normalår. I detta kapitel kommer vi att använda dessa scenarier för att dyka djupare i hur olika väderår påverkar systemet, och då främst priser. De väderår som analysas är för QC 1983–2020 och för Profu 1990–2019. Vi jämför resultaten från QC och Profu baserade på scenariot *måttlig efterfrågan*.

På många sätt liknar systemen från QC och Profu varandra, men det kan ändå vara av vikt att lyfta fram några olikheter dem emellan. Under perioder av ansträngd effektbalans förlitar sig Profus modell mer på bränslebaserad produktion än QC:s modell som istället förlitar sig mer på efterfrågereduktion, alltså effekten av priselasticitet i efterfrågan. Om man förlitar sig på topplastproduktion måste incitament för att stimulera utbyggnad av detta finnas på plats. I QC:s modell var ingen sådan lönsam under det genomsnittliga väderåret 1991. Den planerbara produktionskapacitet som redan finns på plats, samt eventuella tillkommande utländska investeringar, räcker för att tillfredställande täcka behovet för väderåret 1991.

Både QC och Profu antar att flexibla lasttyper finns tillgängliga i systemet 2045. Det motsvarar främst nya kategorier av förbrukning som kan flyttas i tid, till exempel elbilsladdning och vätgasproduktion med tillhörande lager. Befintliga lasttyper, till exempel hushållsel och traditionella industrier antas inte kunna flytta last över några signifikanta tidshorisonter. I QC:s modell finns dock en priselasticitet för befintliga "oflexibla" laster där konsumenterna reagerar genom att minska konsumtionen vid extrema pristopp. Modellen baseras på erfarenheterna från energikrisen 2022 och framåt där det kunnat identifieras att även "oflexibla" konsumenter reagerar när priset blir tillräckligt högt.

För att approximera hur dessa efterfrågetyper beter sig i verkligheten inkluderas därför i QC:s modellering en linjär minskning av efterfrågan när priset ökar. Som mest kan den minska 20 procent när priset slår i budtaket; här 4000 EUR/MWh. Vid halva maxpriset sänks lasten med 10 procent och så vidare. Resultatet är att systemet inte nödvändigtvis behöver dyra toppkraftverk för att lösa balansen mellan utbud och efterfrågan. Om perioderna med mycket höga priser är få kan det vara mer effektivt att minska efterfrågan under begränsade tidsperioder än att bygga kraftverk som är dedikerade för att möta enbart de högsta topparna. Modellen och motiveringarna finns beskrivna i Cox et al. 2026¹⁹.

Till skillnad från flexibla laster resulterar priselasticiteten i ett bortfall av last som inte hämtas igen vid ett senare tillfälle. Ett exempel kan vara att simhallar stänger av bastun vid perioder med höga priser; det kompenseras då inte av att bastun körs längre tid eller med högre temperatur vid ett annat tillfälle. Exakt hur denna priselasticitet kommer att utvecklas fram till 2045 är i dag svårt att svara på, men

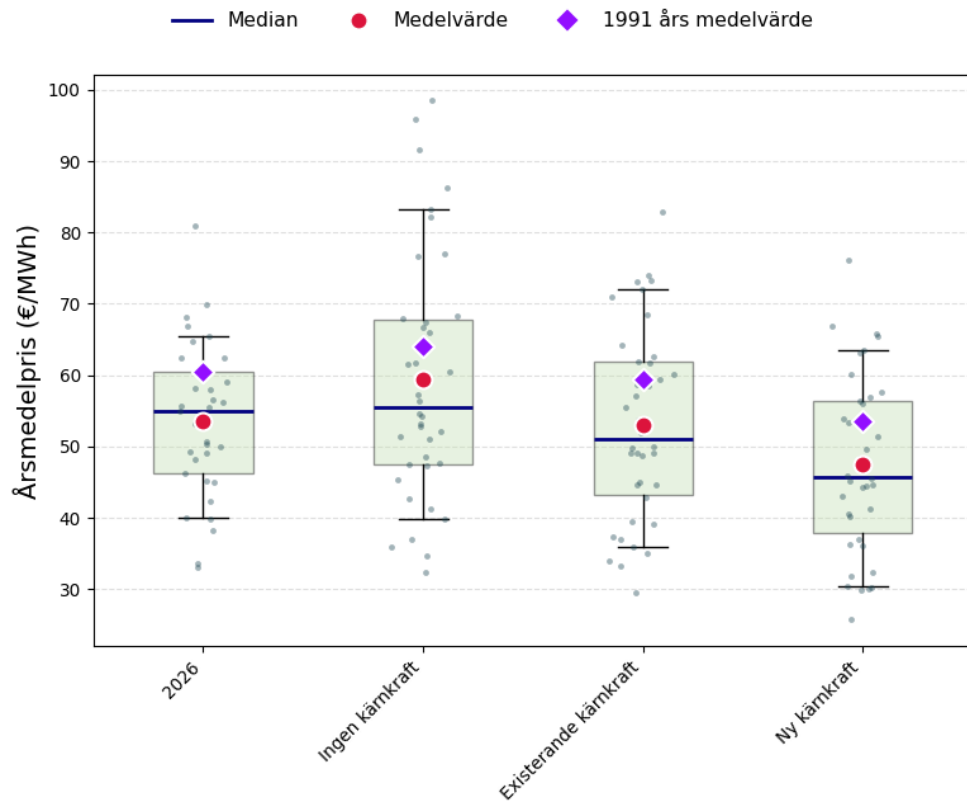
¹⁹ <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544225054143?via%3Dihub>

antagandena som gjorts är baserade på erfarenheter från 2022 och framåt. QC anser också att det är ett relativt robust antagande att ett bortfall av ickeflexibla samhällsfunktioner kommer kräva väldigt höga priser. Små prisökningar kommer troligen inte motivera konsumenter att göra några större avkall på bekvämligheter eller industrier att påverka sin planerade produktion av varor och tjänster. Konsekvensen av efterfrågefleksibiliteten är att det modellerade systemet alltid möter efterfrågan under samtliga väderår, men att priserna under perioder kan bli väldigt höga.

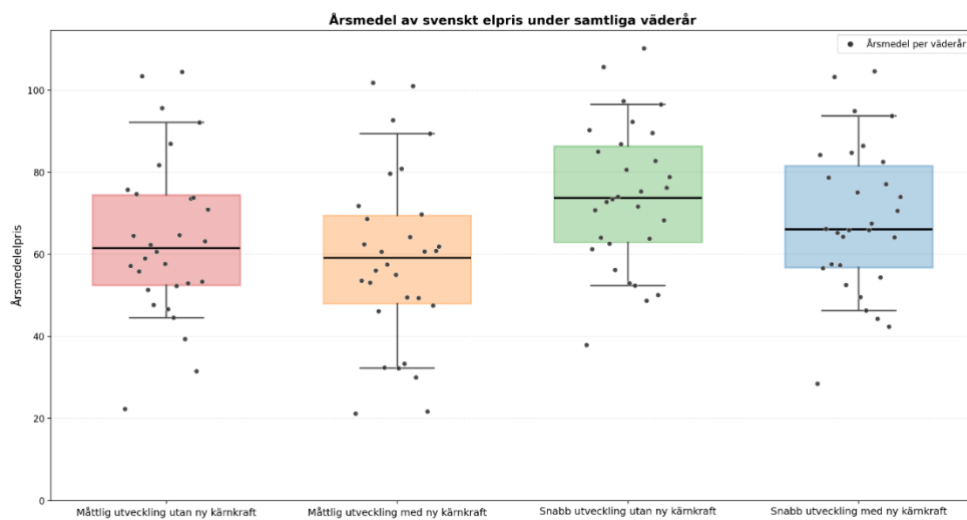
4.5 Prisvolatilitet

En sammanställning av elprisets känslighet för långsiktiga vädervariationer visas i Figur 18 och

och Figur 19. I den första visas modellerade årsmedelpriser för samtliga analyserade väderår i QC:s och Profus modeller. Det färgade området i boxarna anger var 50 procent av utfallet hamnar och de små grå prickarna indikerar varje enskilt utfall. Genomsnittligt pris och utfallet för helåret 1991 är också angivet i QC:s resultat. Det är en viktig referenspunkt eftersom det är med det året som kapacitetsexpansionen för QC:s modell är utförd, och det visar vilka priser som behövs för att investeringarna skall bära sig ekonomiskt. Utöver modellerad prisvolatilitet för framtidsåret 2045 visas i Figur 18 och Figur 19 också priskänsligheten i QC:s modell för innevarande år, 2026, och med samma väderår. Detta för att kunna sätta de modellerade framtida priser i relation till dagens elsystem.



Figur 18 Modellerade årsmedelpriser för samtliga analyserade väderår i QC:s och Profus modeller



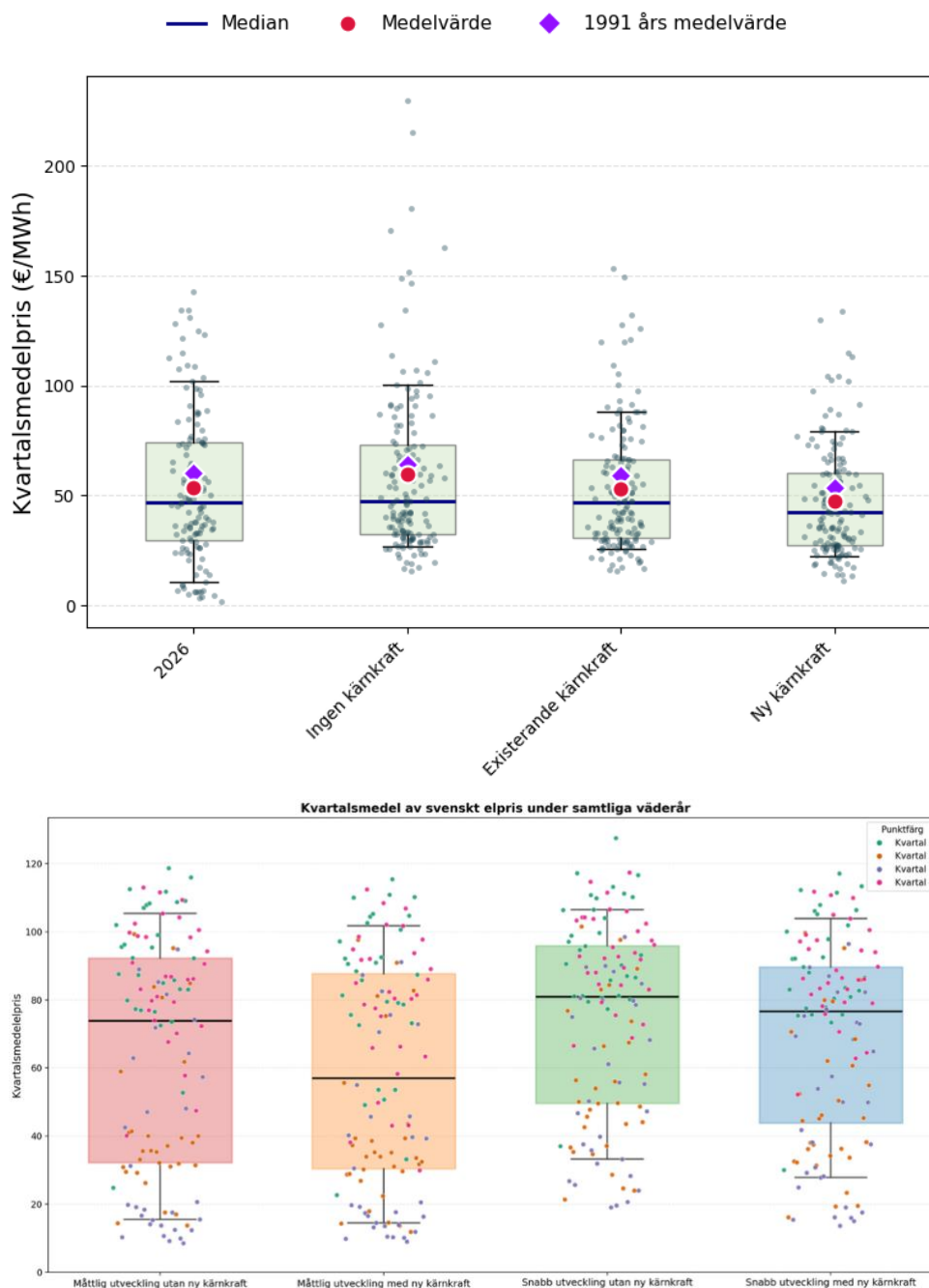
Figur 19 Fördelning av årsmedelpriser för samtliga väderår i QCs och Profus analys. Kapaciteter från expansion med väderår 1991 har använts i QC:s analys och med normalårskorrigerade profiler i Profus analys. Boxarna visar 50% av utfallet och linjerna 10% - 90% percentiler.

Generellt visar QC:s och Profus modeller relativt samstämmiga resultat vad gäller årsmedelpriser med lägsta nivåer kring 20-35 EUR/MWh och högsta nivåer mellan

80 och 100 EUR/MWh. Båda modellgrupperna får genomsnittliga priser runt 60 EUR/MWh. Det modellerade prisspannet för dagens system (2026) uppvisar också liknande, men något lägre, volatilitet som de framtida scenarierna. Mest likt dagens system är scenariot *existerande kärnkraft* där samtliga idag aktiva reaktorer livstidsförlängs men inga nya byggs. Detta indikerar att en stor del av prisvolatilitet som är kopplat till väderberoende kraftproduktion faktiskt redan existerar i dagens kraftsystem. Volatila priser är därför något som kommer att vara en del av el-marknaden, oavsett hur kraftsystemet fortsatt byggs ut. Däremot påverkar valet av framtida system hur prisvolatiliteten kan komma att utvecklas från dagens situation.

För referensåret 1991, som använts för optimering, fås högst genomsnittliga priser i scenariot *ingen kärnkraft* på 64 EUR/MWh. I scenarierna *existerande kärnkraft* och *ny kärnkraft*²⁰ fås genomsnittliga priser på 59 EUR/MWh respektive 53 EUR/MWh. Den primära anledningen till de olika genomsnittliga prisnivåerna är det fångade elpris som krävs för marginaltekniken, det vill säga den dyraste tekniken som expanderar på energimarknaden. För scenarierna *ingen kärnkraft* och *existerande kärnkraft* är detta havsbaserad vindkraft. Eftersom scenariot utan kärnkraft kräver en högre total nivå av vindkraftskapacitet blir kannibaliseringen för all vindkraft större och capture rate lägre. Detta innebär att genomsnittspriserna i sin tur måste vara högre för att investera i vindkraftproduktion. I scenariot *ny kärnkraft* behövs ingen ny havsbaserad vindkraft och landbaserad vindkraft blir istället den marginalsättande investeringen. Eftersom vindkraft på land har lägre kostnader än havsbaserad vindkraft minskar det genomsnittliga priset ytterligare. Det ska dock påpekas att kostnaden för ny kärnkraft ej är inkluderat i denna analys och måste läggas till som en subvention i systemet för att göra scenarierna jämförbara.

²⁰ Observera att ny kärnkraft inte expanderats baserat på lönsamhet utan kräver subventioner

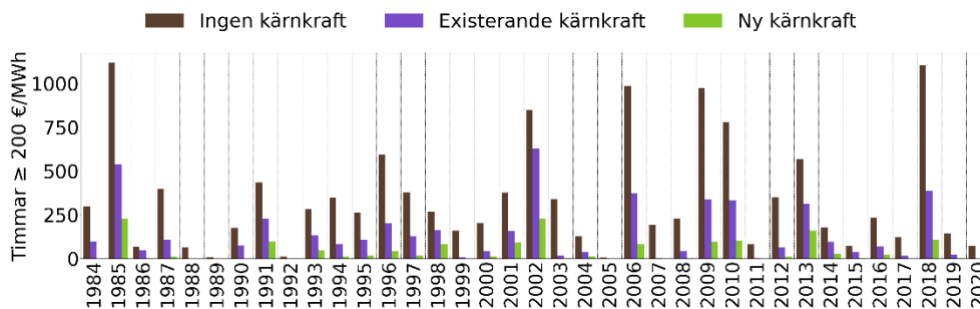


Figur 20 Fördelning av genomsnittliga kvartalspriser för alla väderår i QC:s analys (övre) och Profus analys (nedre). Kapaciteter från expansion med väderår 1991 har använts i QC:s analys och med normalårskorrigerade profiler i Profus analys. Boxarna visar 50% av utfallet och linjerna 10% - 90% percentiler. Varje individuellt kvartal visas som små prickar.

Vidare visas i Figur 20 QC:s och Profus modellerade kvartalsmedelpriser för samtliga analyserade väderår. Detta kompletterar årsgenomsnittet i figuren genom att visa på hur scenarierna skiljer sig åt när man studerar volatilitet på kortare tidshorisonter. Även här ses en relativt stor samsyn mellan QC:s och Profus

resultat för prisvolatiliteten. Men för QC:s scenario *ingen kärnkraft* syns en större skillnad gentemot de övriga scenarierna. Scenariot *ingen kärnkraft* har högsta priser närmare 250 EUR/MWh medan de övriga samt dagens system har runt 150 EUR/MWh som högsta priser. Antalet högpristimmar samt vilken elprisnivå dessa hamnar på avgörs av antaganden om potential och kostnader för flexibilitet samt elpriselasticitet.

Tidsperioden kvartal är relevant för att det är en tillräckligt lång period för att många hushåll riskera att hamna i betalningssvårigheter under ihållande höga priser. Det är också tillräckligt lång tid för att skapa rubriker i massmedia och politisk debatt. Det exemplifierades under inledningen av 2026. Priserna i samtliga svenska elområden hade då ett genomsnitt nära 100 EUR/MWh och ett tillfälligt elprisstöd infördes under januari och februari. Utöver det finns även ytterligare ett högkostnadsskydd som träder in om genomsnittspriset blir högre än 1,5 kr/kWh (ca 140 EUR/MWh).



Figur 21 Jämförelse av antal timmar per väderår då svenska priser överskrider 200 EUR/MWh i QCs modell.

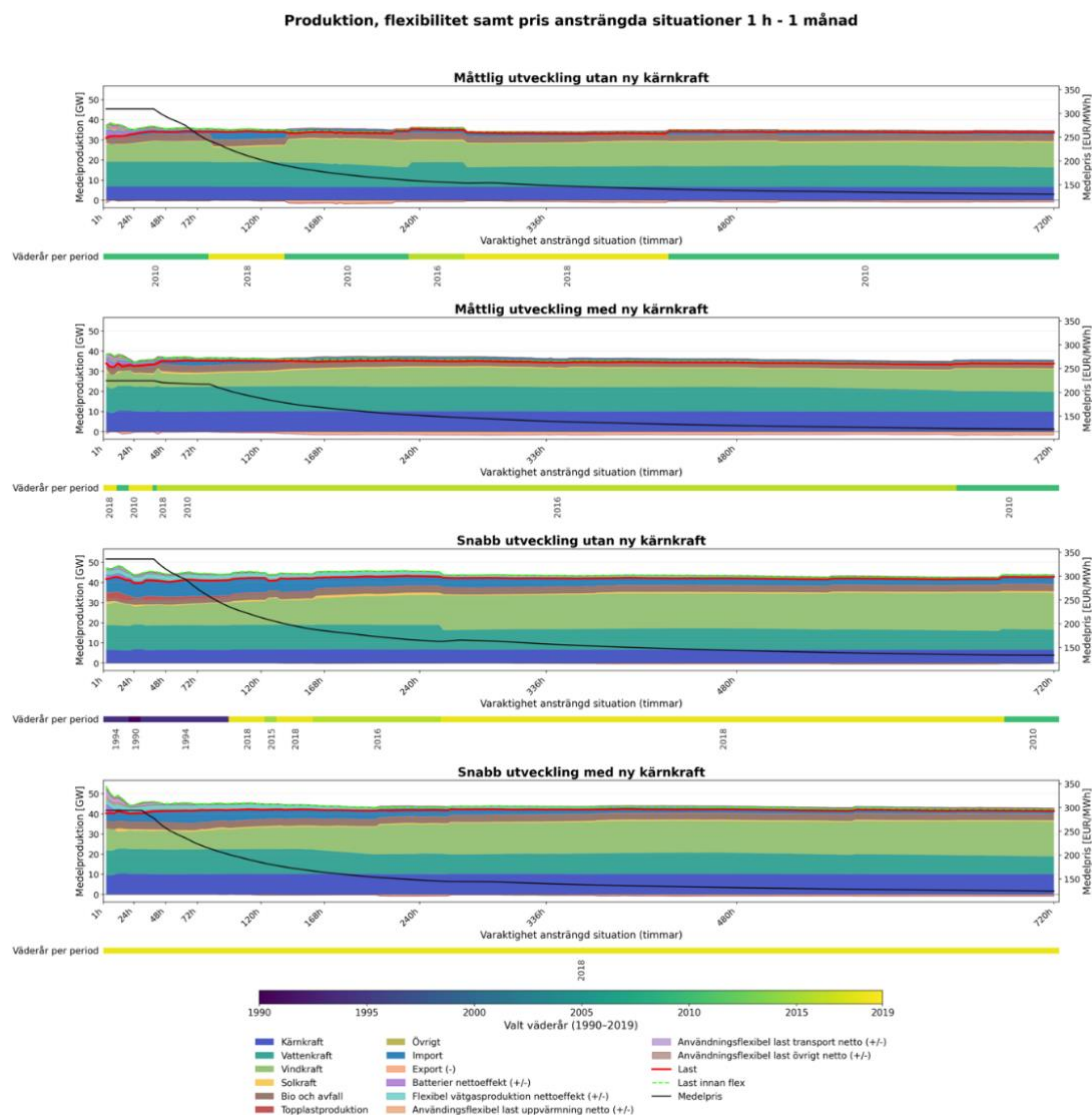
Utöver höga medelpriser är det även intressant att analysera frekvensen av timmar med höga priser. I Figur 21 visas antalet timmar per år då priset i Sverige i QC:s modell översteg 200 EUR/MWh. Här ser vi stora variationer mellan väderåren. För de flesta år handlar det om ett 100 tal timmar i scenarierna med kärnkraft och runt 250 timmar för scenariot *ingen kärnkraft*. Men några väderår sticker ut, till exempel 1985, 2002, 2006, 2009 och 2018 som alla har runt 1 000 timmar med priser över 200 EUR/MWh. Detta indikerar att höga priser riskerar att återkommande skapa social och politisk oro om inte samhället lär sig hantera och acceptera dessa händelser. Dock finns det skillnader mellan scenarierna i hur stor påverkan höga priser eventuellt kan få. Det bör även påpekas att dessa högprisperioder enligt modelleringen inte förekommer oftare än 6 av 38 (16 %) av åren, vilket är drygt en gång varannan mandatperiod.

4.6 Effektutmaning

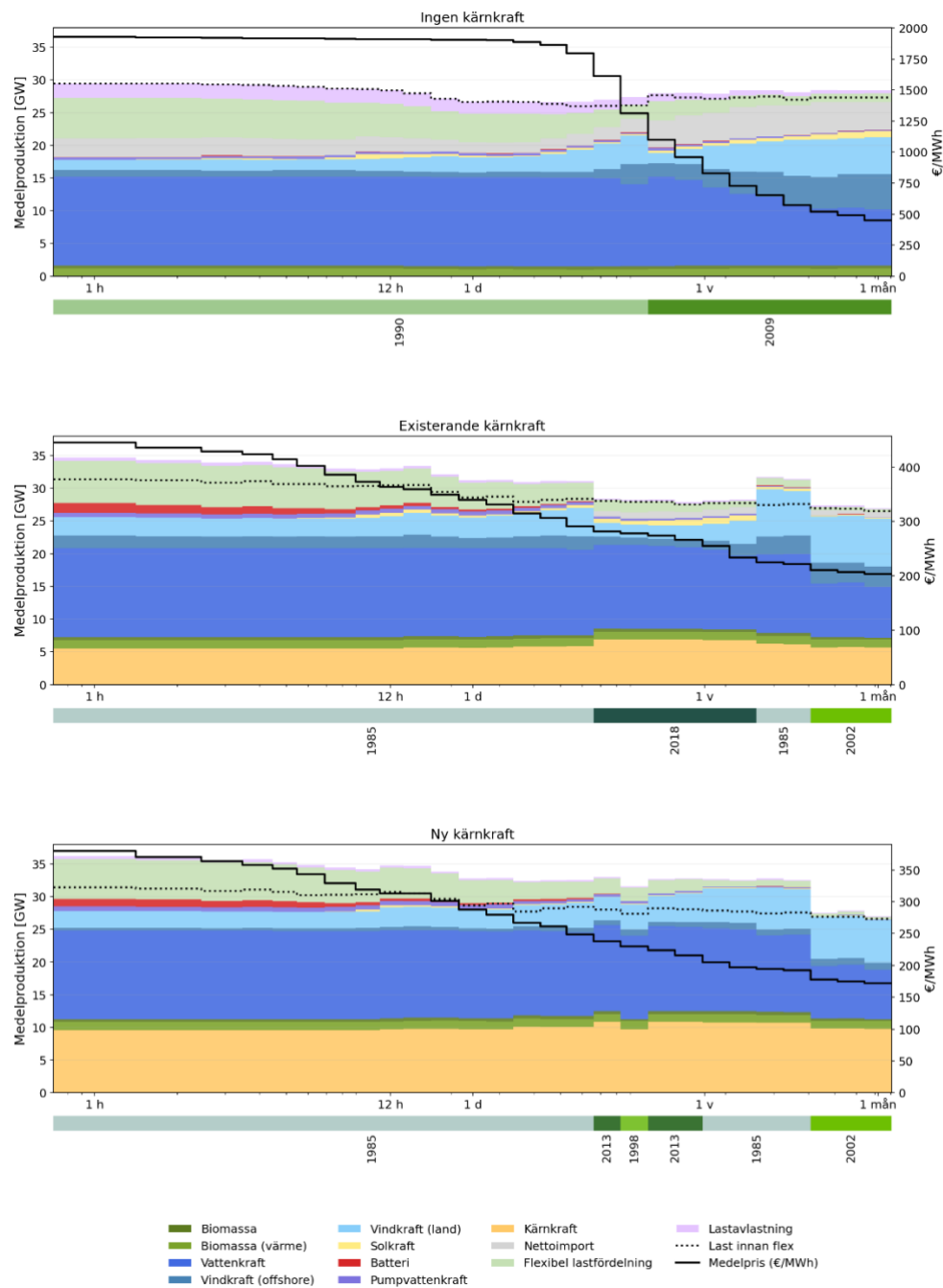
För att illustrera utmaningarna med att förse systemet med tillräcklig effekt under kortare tidsperioder (1h-720h) har Profu tagit fram en metod för att illustrera detta. De perioderna med högst elpris, sammanvägt för hela Sverige, sorteras från en timme upp till en månad (720 timmar).

Figur 22 visar kraftbalansen i Sverige för den timmen med högst pris (längst till vänster i respektive graf) under de undersökta väderåren. Det följs av medelvärdet

under de två sammanhängande timmarna med högst elpris och så vidare till de 720 sammanhängande mest ansträngda timmarna. Då ansträngda situationer av olika tidslängd kan inträffa under olika väderår är flera väderår representerade för vissa av scenarierna i Figur 22 och Figur 23, vilket illustreras med färgskalan under respektive diagram i figuren. I Figur 23 visas motsvarande figur för QC:s modellresultat.



Figur 22 Figuren baseras på samtliga 30 analyserade väderår per scenario. För varje tidsfönster (1–720 timmar) identifieras den mest ansträngda perioden, definierad som högst genomsnittligt pris, genom rullande medelvärden. Valda perioder kan därmed härstamma från olika väderår beroende på tidslängd, där det under respektive diagram är möjligt att se från vilket väderår som respektive tidsperiod härstammar. För respektive period visas genomsnittlig produktion per timme, last samt bidrag från flexibilitetsresurser, baserat på det väderår som är mest kritiskt för just den aktuella varaktigheten. Figuren inkluderar även medelpriset på el sammantaget i hela Sverige för respektive tidsperiod. De plötsliga steg i exempelvis produktion för specifika kraftslag som uppstår i figuren beror på att ansträngda situationer av olika tidslängd kan komma från olika väderår, vilket innebär att exempelvis produktionen från ett visst kraftslag kan skilja sig markant mellan olika varaktighet.



Figur 23 Motsvarande Figur 5 men för QC:s modell.

Vad man kan se från båda figurerna är att de mest kritiska situationerna med avseende på elpris sammanfaller med låg tillgång på vindkraft och under perioder med obefintlig solproduktion.

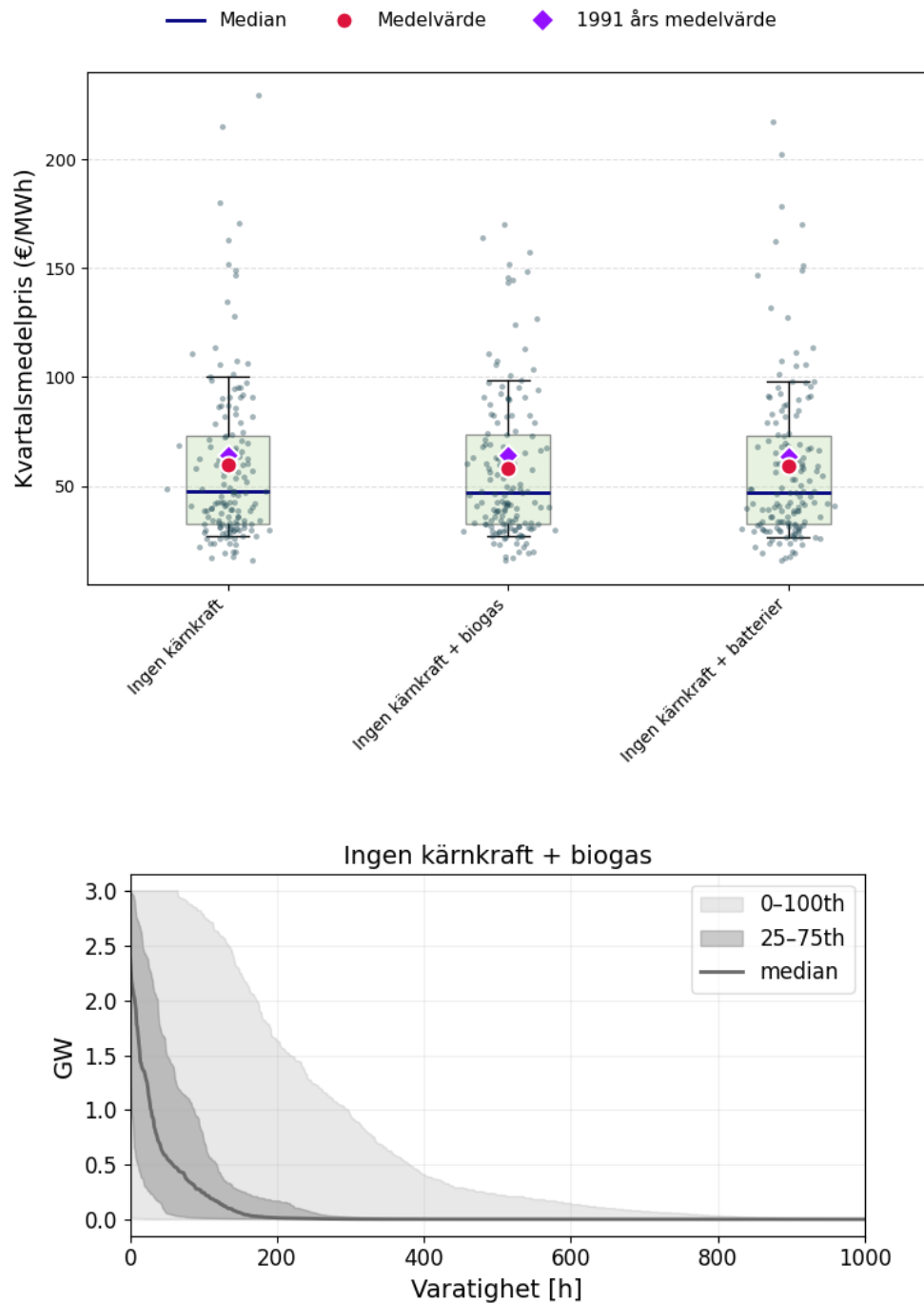
På kortare tidsskalor, upp till något dygn, möts utmaningarna av efterfrågeflexibilitet, import och lagring (batterier och pumpad vattenkraft). För perioder längre än några dygn faller dock nettobidraget från batterier till noll då deras lagringsmöjligheter är uttömda. För QC:s modell kan man notera att

batterier bidrar mycket lite även på kortare tidsskalor i scenariot *ingen kärnkraft*. Det beror på att det i den specifika situationen (första tre dagarna av 1990) finns en flera dagar lång period med ihållande höga priser, som även exemplifieras i slutet av detta kapitel. När man räknar med förluster i laddning/urladdning av batterier krävs det ganska stora prisvariationer för att det ska vara lönsamt för batteriet att bidra (notera att modellen endast tar hänsyn till handel på spot-marknaden). I modellen blir därför användarflexibilitet, till exempel elbilsladdning en billigare metod för att lösa effekttillräckligheten under denna period. För övriga scenarier syns ett tydligare bidrag från batterier då priserna inte ligger på en konstant hög nivå utan minskar med ökande längd på den ansträngda perioden.

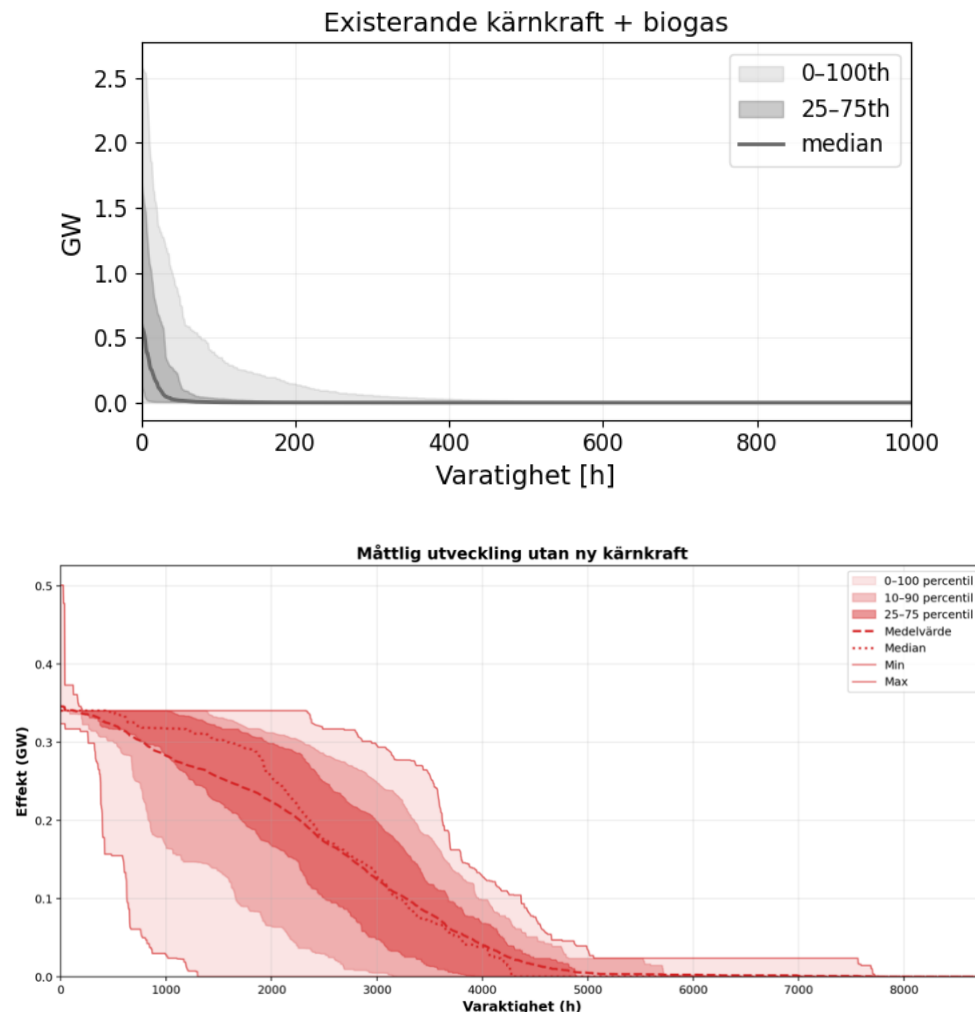
För något längre tidsskalor, upp till veckor, minskar gradvis nettobidraget från användarflexibiliteten. Det beror på att även långtidslager, från till exempel vätgasproduktion, uttömt sina lagringskapaciteter. Istället är det en kombination av import och planerbara kraftslag, och i QC:s fall efterfrågereduktion, som bidrar. Man kan också notera att bidraget från vindkraft ökar med längre tidsintervall då man får en utjämnande effekt över tid.

4.7 Kapacitetsförstärkning

För att utforska potentialen för gasturbiner och batterier att dämpa effekten av höga priser som observerades i scenariot *ingen kärnkraft* kompletterades detta i QC:s modell med två kapacitetsförstärkta scenarion kallade *ingen kärnkraft + biogas* och *ingen kärnkraft + batterier*. I det första adderas 3 GW ny biogaskraft i Sverige, fördelat på 2.25 GW i SE3 och 0.75 GW i SE4, och i det andra multipliceras kapaciteten för batterier som handlar på dagen-före-marknaden med fyra gånger. I figuren nedan jämförs genomsnittliga kvartalspriser för de förstärkta scenarierna med scenariot *ingen kärnkraft*. Som ses kan biogasen relativt effektivt kapa de högsta pristopparna, men den har i det närmaste ingen påverkan på genomsnittliga priser. Det är inte oväntat då marginalkostnaden för att köra dessa är mycket hög och de används enbart under ett relativt litet antal timmar per år. Som indikerats tidigare bidrar inte batterier med något signifikant nettotillskott för tidsperioder längre än någon dag och de har därför liten inverkan på kvartalsmedelpriser, vilket också kan ses i Figur 24.



Figur 24 Fördelning av genomsnittliga kvartalspriser för alla 38 väderår i QCs analys för scenarierna "ingen kärnkraft" och "biogas". Kapaciteter från expansion med väderår 1991 har använts. Boxarna visar 50% av utfallet och linjerna 90% av utfallet. Varje individuellt kvartal visas som små prickar.

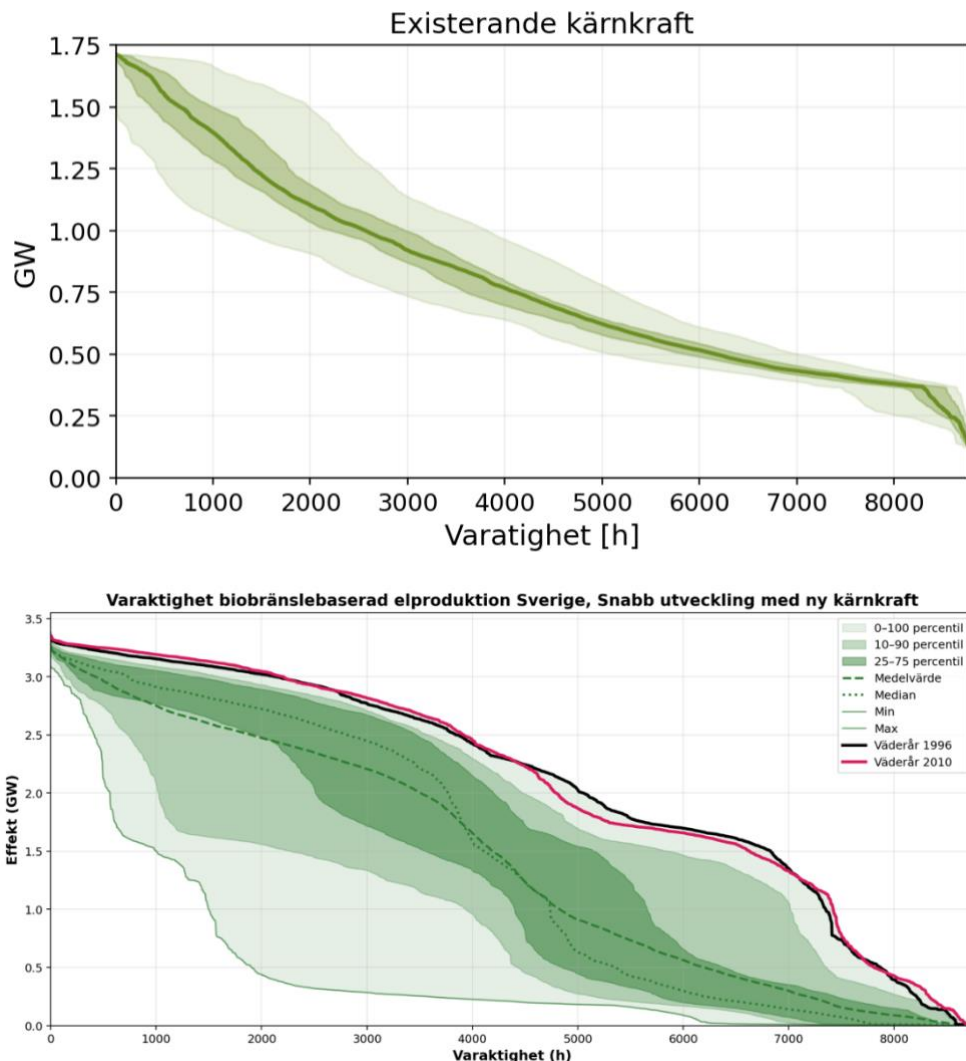


Figur 25 Varaktighetskurvor för topplastproduktion i form av biogasturbiner i QCs scenarer utan kärnkraft (övre och mellersta) samt Profus scenario utan ny kärnkraft.

I Figur 25 visas varaktighetsdiagram för gasturbiner i QC:s och Profus scenarier. De skuggade regionerna visar percentilen för spridningen mellan samtliga väderår. Här kan ses att topplastproduktion spelar en större roll för energitillförsel i Profus modell än i QC:s, medan i QC:s modell används den med högre effekter (3 GW jämfört med 0.5 GW) fast under mer begränsade tider. Som lägst produceras 0.2 TWh el från gasturbiner och som mest 1.4 TWh i Profus modell och i QC:s ligger spannet mellan 0 TWh och 0.6 TWh.

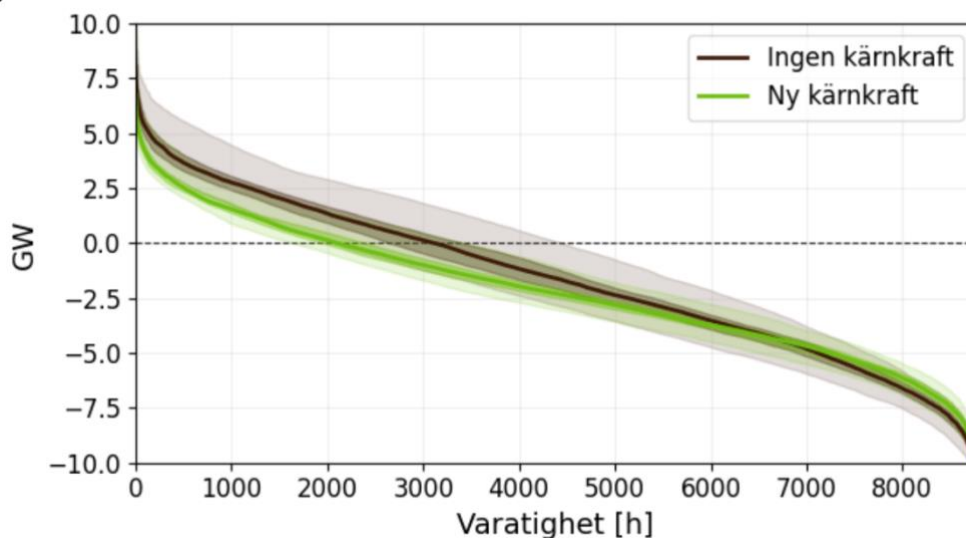
4.8 Bränslebehov vid långvarig energibrist

I den här analysen har vi identifierat långvarigt låg tillgång på energi i systemet som särskilt utmanande. Perioder med energibrist som sträcker sig över kvartal, eller till och med helår, är för långa för att effektivt kunna hanteras av flexibilitet och lagring. I perioder med låg nederbörd och vind blir kraftvärmeproduktionens förmåga att öka sin elproduktion mycket viktigt för att kompensera för bortfallet av vind och vattenkraft. I Figur 26 visas variation i kraftvärmens elproduktion mellan de olika väderåren.



Figur 26 Varaktighetsdiagram för biobränslebaserad elproduktion i Sverige för QC:s (övre) och Profus (undre) modeller. Skuggade områden anger percentiler för variationsintervallet mellan väderåren. I Profus figur är två ansträngda år, 1996 och 2010, utmarkerade.

I Profus modell spelar biobränslebaserad elproduktion en större roll för att möta år-till-år variationerna än den gör i QC:s modell. I Profus modell inkluderas dedikerad beskrivning av fjärrvärmens, ansträngda år kan kraftvärmens i högre grad bära kostnaden för kondensdrift och under de mest extrema överskottsåren backas elproduktionen i kraftvärmens för att kostnaden inte täcks. I QC:s modell antas istället denna tillgång till biobränslebaserad produktion främst vara styrd av fjärrvärmens värmebehov. Vid kallt väder finns elproduktionen tillgänglig, men utan ett större värmebehov är tillgängligheten begränsad. Resultatet blir större årmässiga variationer i bränsleanvändningen i Profus modell jämfört med QC:s modell. Som lägst produceras 4.6 TWh el från biomassa och som mest 18.4 TWh i Profus modell och i QC:s ligger spannet mellan 6 TWh och 8.5 TWh. Årliga variationer i energitillgången hanteras i QC:s modell istället genom en kombination av import och efterfråge-reduktion.



Figur 27 Varaktighetsdiagram för import (positivt) och export (negativt) i QC:s modell för scenarierna "ingen kärnkraft" och "ny kärnkraft". Helderagna linjer markerar det för samtliga väderår och de skuggade areorna 50% och 100% av utfallen.

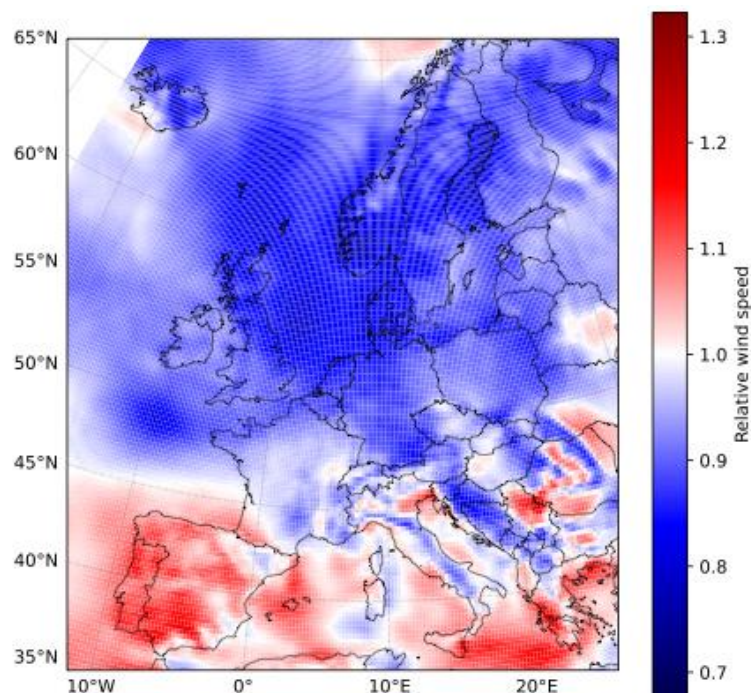
Det resulterar i två olika typer av utmaningar. Om situationer med energibrist möts med kraftigt ökad användning av biomassa måste det finnas infrastruktur på plats för att snabbt kunna skala upp produktionen; alternativt måste det finnas lager som kan hantera år-till-år variationerna i behovet. Om man istället förlitar sig på import och efterfrågereduktion kan det leda till höga priser som man har svårt att påverka och styra över. Skillnaden för importen mellan scenarierna med mer och mindre planerbar kraft åskådliggörs i Figur 27 som visar varaktigheten över samtliga väderår i QC:s modell. Här syns tydligt hur scenariot *ingen kärnkraft*, med mindre andel planerbar produktion, uppvisar ett större importberoende under fler timmar än scenariot *ny kärnkraft*²¹.

4.9 Illustrativa exempel

För att ge en djupare förståelse över förhållandena i kraftsystemet som ger upphov till de ansträngda situationer vi observerat ovan illustrerar vi i detta avsnitt de underliggande väderförhållandena i elsystemet under dessa utmanande perioder. I samtliga fall är en grundorsak en långvarig period med låg vind över hela norra Europa.

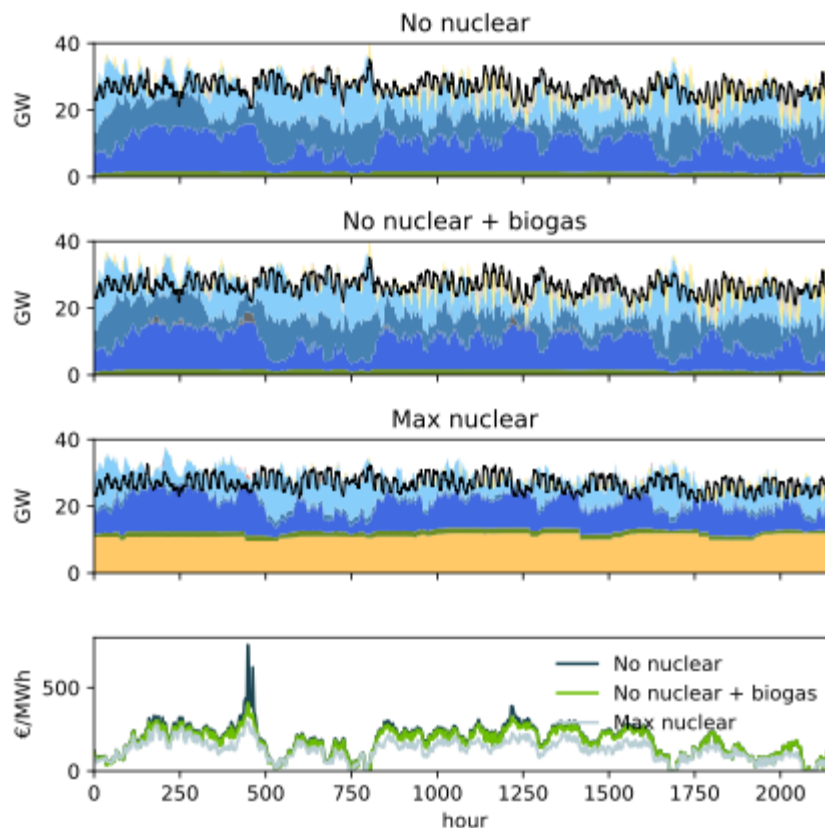
²¹ Observera att ny kärnkraft inte expanderats baserat på lönsamhet utan kräver subventioner

4.9.1 År 1985



Figur 28 Karta som visar genomsnittlig vindhastighet i Europa under det första kvartalet under 1985 relativt den genomsnittliga vindhastigheten under samma period under samtliga studerade väderår.

Under det första kvartalet 1985 var vindförhållandena betydligt under genomsnittet för säsongen. Detta illustreras på kartan i Figur 28, där den genomsnittliga vindhastigheten mellan 1985-01-01 och 1985-04-01 relateras till den genomsnittliga vindhastigheten för samma period i alla studerade väderår (1983 till 2020). De flesta länder, förutom Spanien, har medelmåttiga eller under genomsnittliga förhållanden (blå färger). Särskilt problematiska är dock de mycket låga vindhastigheterna i Nordsjön där en stor del av norra Europas havsvindkraft finns. Detta får stora konsekvenser för systemet.

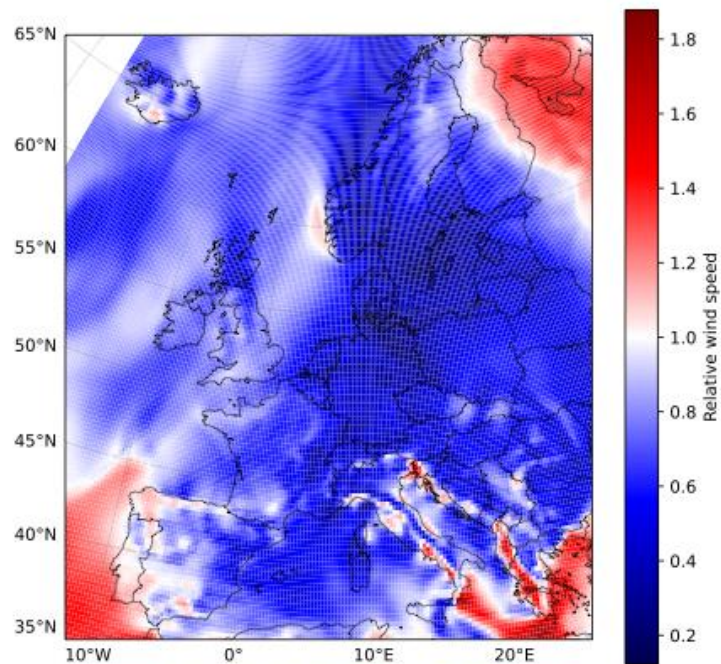


Figur 29 Modellerade priser och drift av det svenska kraftsystemet under första kvartalet av vädåret 1985 för modellår 2045.

I Figur 29 visas driften av det svenska elsystemet under första kvartalet för vädåret 1985 för scenarierna *ingen kärnkraft*, *ingen kärnkraft + biogas* och *ny kärnkraft*²². I den nedre panelen visas det resulterande konsumtionsviktade genomsnittet för priserna för Sverige. Under denna period leder de långvarigt låga vindhastigheterna i norra Europa till höga priser under hela årets första kvartal. Priserna ligger runt 200 EUR/MWh under långa perioder. I scenariot *ingen kärnkraft* sker också en prisökning till nästan 800 EUR/MWh när efterfrågeminskningen aktiveras. Denna prisökning undviks i de två kärnkraftsscenarierna eller genom att tillsätta biogas i *scenariot utan kärnkraft*. Men bortsett från denna prisökning finns det inga betydande skillnader mellan de tre scenarierna. Att lägga till planerbar kraft i Sverige har bara en liten påverkan på priserna eftersom ursprunget till de svaga vindarna finns utanför Sverige. Om man tittar på vindhastighetskartan har Sverige faktiskt nästan normala vindar i vissa regioner.

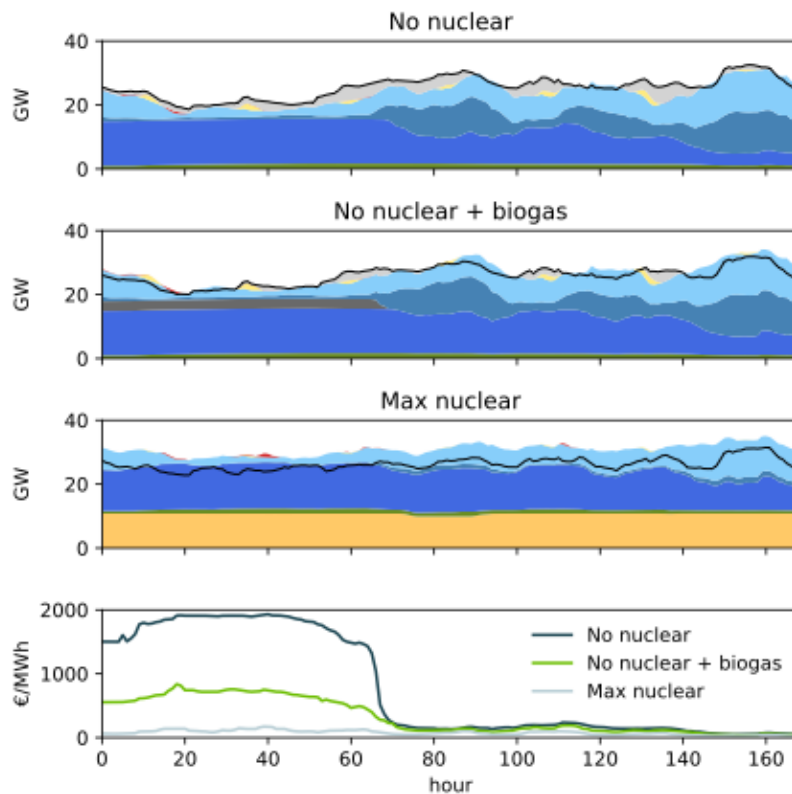
²² Observera att ny kärnkraft inte expanderats baserat på lönsamhet utan kräver subventioner

4.9.2 År 1990



Figur 30 Karta som visar genomsnittlig vindhastighet i Europa under de första tre dagarna av väderåret 1990 relativt den genomsnittliga vindhastigheten under samma period för samtliga studerade väderår.

Under de första tre dagarna av väderåret 1990 var vindförhållandena betydligt under genomsnittet över hela Europa. Detta illustreras i kartan i Figur 30, där den genomsnittliga vindhastigheten mellan 1990-01-01 och 1990-01-03 är relaterad till den genomsnittliga vindhastigheten för samma period i alla studerade väderår (1983 till 2020). Nästan samtliga länder har genomsnittliga eller under genomsnittliga förhållanden (blå färger). Södra Sverige drabbas dock särskilt hårt.

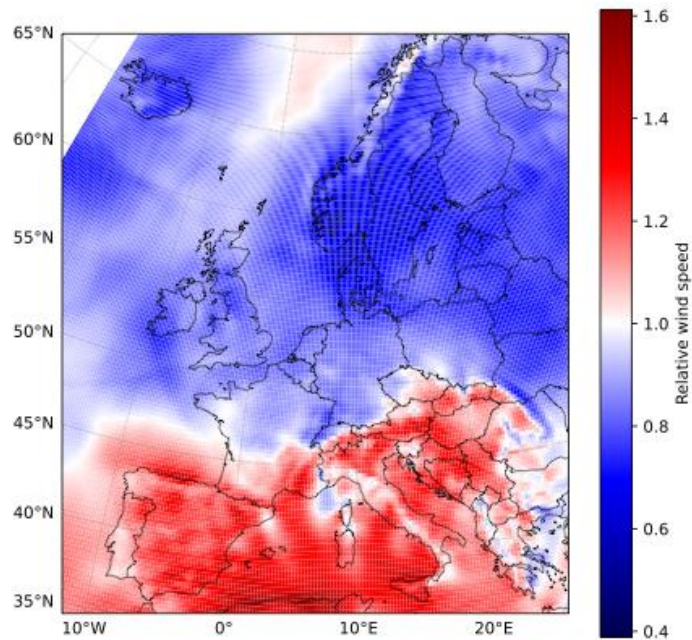


Figur 31 Modellerade priser och drift av det svenska kraftsystemet under den första veckan av vädåret 1990 för modellår 2045.

I Figur 31 visas driften av det svenska elsystemet under den första veckan av vädåret 1990 för scenarierna ingen kärnkraft, ingen kärnkraft + biogas och ny kärnkraft²³. I den nedre panelen visas det resulterande konsumtionsviktade genomsnittet för priserna för Sverige. Under de första tre dagarna av denna period leder de låga vindhastigheterna i hela Europa till synnerligen höga priser, upp till nästan 2000 EUR/MWh, i scenariot ingen kärnkraft. Att lägga till planerbar kraft har en stor effekt och leder till avsevärt lägre priser. I scenariot ny kärnkraft försvinner pristoppen helt och i scenariot ingen kärnkraft + biogas minskas den till cirka 800 EUR/MWh. Att lägga till ytterligare gaskapacitet skulle ha minskat toppen ytterligare. Det bör dock noteras att priserna fortfarande är relativt höga, även i scenariot ny kärnkraft, upp till 170 EUR/MWh.

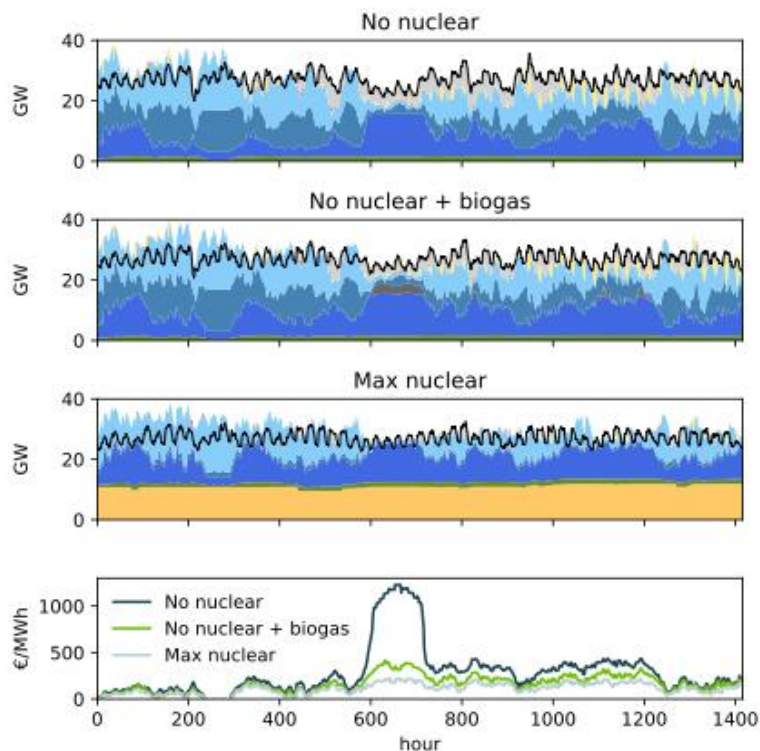
²³ Observera att ny kärnkraft inte expanderats baserat på lönsamhet utan kräver subventioner

4.9.3 År 2009



Figur 32 Karta som visar genomsnittlig vindhastighet i Europa 24:e januari till 20:e februari under väderåret 1990 relativt den genomsnittliga vindhastigheten under samma period för samtliga studerade väderår.

Under en längre period i januari och februari 2009 var vindförhållandena betydligt under genomsnittet över norra Europa. Detta illustreras på kartan i Figur 32 där den genomsnittliga vindhastigheten mellan 2009-01-20 och 2009-02-24 relateras till den genomsnittliga vindhastigheten för samma period i alla studerade väderår (1983 till 2020). I detta fall är större delen av Sverige, inklusive vattnen runt västkusten, den hårdast drabbade regionen. Detta står i kontrast till perioden 1985 då Sverige inte var den hårdast drabbade regionen.



Figur 33 Modellerade priser och drift av det Svenska kraftsystemet mellan 24:e januari och 20:e februari under vädåret 1990 för modellår 2045.

I Figur 33 visas driften av det svenska kraftsystemet under januari och februari för vädåret 2009 för scenarierna *ingen kärnkraft*, *ingen kärnkraft + biogas* och *ny kärnkraft*²⁴. I den nedre panelen visas det resulterande konsumtionsviktade genomsnittet för priserna för Sverige. I scenariot utan kärnkraft kan en topp som når väl över 1000 EUR/MWh ses. Detta är ett resultat av behovet av efterfrågesänkning för att möta utbud och efterfrågan. I scenariot *ingen kärnkraft + biogas* minskas denna prisökning avsevärt och i scenariot *ny kärnkraft* försvinner den helt. Hade ytterligare biogaskapacitet antagits skulle pristoppen ha kunnat kapas helt även i det scenariot.

4.10 Sammanfattning

Vi har i det här arbetet analyserat hur kraftsystem för modellåret 2045, baserade på en expansionsoptimering under normalårsförhållanden, klarar av stressen av varierande väder. Kapaciteter för normalårsoptimeringen har hållits låsta men vädret har ändrats. Överlag är resultaten från olika modellgrupper relativt samstämmiga. Quantified Carbon (QC) och Profu har analyserat driften av kraftsystemet för ett större antal väderrår och tagit fram prisvariationer med avseende på väder. Båda grupperna finner årliga variationer med lägsta priser mellan 20 och 30 EUR/MWh och som högst kring 100 EUR/MWh. Även genomsnittspriserna är relativt samstämmiga kring ca 60 EUR/MWh.

²⁴ Observera att ny kärnkraft inte expanderats baserat på lönsamhet utan kräver subventioner

Vi har undersökt scenarier med olika nivåer av kärnkraft, vars kapacitet satts som en exogen parameter. Utöver det har en kostnadsoptimerad kapacitetsexpansion gjorts. I scenarier med mer kärnkraft minskar vindkraftens andel av den totala produktionen. Därmed minskar vindkraftens kannibaliseringseffekter och den erhåller en högre capture rate, dvs fångat elpris i relation till medelpriset. Det i sin tur leder till att det krävs något lägre genomsnittliga priser för att vindkraften skall vara lönsam.

Ny kärnkraft skulle med dessa priser dock inte vara lönsam utan behöva subventioner för att realiseras. Det bör även noteras att för övriga kraftslag i kapacitetsexpansionen antas minskande kostnader jämfört med idag. Skulle denna utveckling inte materialiseras kräver det antingen högre genomsnittliga priser eller subventioner även till andra kraftslag, exempelvis havsbaserad vindkraft.

Spridningen mellan högsta och lägsta årsmedelpriser är relativt lik för de olika scenarierna och dagens system, men tittar man på kvartalsmedelpriser syns en tydlig effekt av att mer planerbar produktion minskar de högsta nivåerna. Planerbar produktion kan antingen vara kärnkraft eller topplastproduktion i form av biogasturbiner. Varken ny kärnkraft eller biogasturbiner är dock lönsamma under normalåret utan måste troligen finansieras med subventioner, där subventionen för biogasturbiner kommer att vara lägre än motsvarande för kärnkraften. Värt att notera är att biogasturbiner inte påverkar systemet under normala prisnivåer då de endast aktiveras vid höga priser. De bidrar därmed inte med några prisstabiliserande effekter under normala väderår, men skulle kunna hjälpa vid andra fel så som längre felfall i kärnkraftsreaktorer eller för att klara av timingfrågan i systemets expansion och annat som inte inkluderats i denna studie.

För båda grupperna klarar elsystemet att vid samtliga tillfällen möta efterfrågan på el för samtliga analyserade tidsperioder, men två typer av utmaningar identifieras. *Effektbrist*, oftast sammanfallande med kallt väder och mycket låg vind, samt *energibrist* som typiskt förklaras av längre torra perioder med låg tillrinning till vattenkraften och ihållande låg vindkraftsproduktion.

Effektbrist resulterar typiskt i kortvariga men ibland extremt höga priser. Dessa kan mötas med antingen flexibilitet och efterfrågereduktion eller subventionerad topplastproduktion i form av gasturbiner. Det sistnämnda kan ha en avgörande roll för att möta effektutmaningen, särskilt i scenarier utan kärnkraft. I QC:s modell kan biogasturbiner sänka de högsta priserna signifikant, men har ingen inverkan på systemet i övrigt.

Situationer med energibrist har dock ingen given lösning då det är något som pågår under en längre period. I Profus modell finns en större tillgänglighet och flexibilitet för biobränslebaserad elproduktion som kan förse systemet med ytterligare energi under bristsituationer. Det resulterar dock i stora variationer i användning mellan olika väderår och skulle kräva investeringar i infrastruktur som kan hantera detta. I QC:s modell är det istället efterfrågereduktion och import som löser energitillgången vid en bristsituation, vilket då leder till längre perioder med höga priser. I det sammanhanget bör det dock tilläggas att det då sannolikt skulle krävas

en större acceptans i samhället för perioder med höga priser för att marknaden full ut ska kunna reagera på bristsituationen. Idag finns både ett högkostnadsskydd samt tillfälliga stöd som gäller från betydligt lägre priser än vad som observerats i QC:s väderårsanalyser.

5 Elprisutvecklingen

Sammandrag

I detta kapitel beskrivs hur framtidens elpriser analyseras med hjälp av energisystemmodeller som försöker fånga samspelet mellan investeringar, produktion och efterfrågan i det europeiska elsystemet. Utgångspunkten är att elpriset på lång sikt måste vara tillräckligt högt för att finansiera de investeringar som krävs för att bygga ut och balansera elsystemet. Samtidigt fungerar den kortsiktiga spotmarknaden annorlunda, eftersom priserna där främst styrs av de rörliga produktionskostnaderna från timme till timme och den flexibilitet som finns i systemet. Denna dualism i prisbildningen är viktig för förståelsen av de priser som redovisas.

Analysen pekar mot att de genomsnittliga elpriserna i Sverige gradvis stiger fram till 2045 från de nivåer vi historiskt har sett i Sverige, samtidigt som skillnaderna mellan svenska elområden minskar. Subventionerad ny kärnkraft bedöms kunna sänka elprinsnivån samtidigt måste subventionen betalas av någon.

En fortsatt integration av de europeiska ländernas elsystem leder till att svenska elpriser successivt närmar sig kontinentala nivåer. Även om Sverige fortsatt kan vara nettoexportör i vissa scenarier och att vissa prisskillnader består, pekar analyserna på att Sveriges historiska konkurrensfördel med låga elpriser försvagas.

Efterfrågefleksibilitet och olika typer av energilagring väntas få stor betydelse för att jämna ut skillnader mellan perioder med mycket respektive lite vind- och solkraft. Dessa resurser bidrar till att motverka både pristopp och perioder med extremt låga priser samtidigt krävs det en betydande volatilitet för att dessa resurser ska vara lönsamma.

Elpriserna kommer inte bara variera inom året utan även mellan olika år genom att elsystemets väderberoende ökar. Kalla, torra och vindsvaga år kan ge höga priser under långa perioder, medan blöta och vindrika år leder till låga priser och stor export. Dessa variationer kan inte mötas med kortsiktig flexibilitet utan importmöjligheter och planerbar produktion med bränslereserver blir viktiga som komplement till priskänslig efterfrågan.

5.1 Nyckelbudskap

Elpriserna väntas långsiktigt stiga från de nivåer vi historiskt har sett i Sverige och samtidigt bli mer geografiskt utjämnade både inom Sverige och mellan olika regioner i Europa. Energisystemmodellerna som används i detta projekt pekar mot att elpriserna behöver nå ungefär 50 till 70 EUR/MWh beroende på scenario och modellgrupp för att skapa lönsamhet i de investeringar som krävs för att bygga ut elsystemet fram till 2045.

De prissvängningar (prisvolatilitet) inom dygnet och mellan dagar som vi ser i dag kommer att bestå. I takt med att andelen vind och sol i Sverige och på den gemensamma europeiska elmarknaden växer, räcker inte den flexibilitet vi traditionellt har haft, främst vattenkraft, utan behöver kompletteras. De billigaste resurserna för att möta detta behov bedöms vara efterfrågefleksibilitet och olika typer av energilagrar. Vätgaslager, batterier, värmelager och efterfrågefleksibilitet bedöms bli centrala för att balansera elsystemet, moderera prisrörelser och hålla ihop marknaden. Huruvida prisvolatiliteten ökar jämfört med idag beror på kostnadsutvecklingen av dessa resurser.

Elsystemets väderberoende ökar vilket innebär att risken för energiknapphet i samband med längre perioder med lite nederbörd i kombination med lite vind ökar och leder då till höga priser under längre perioder. Dessa variationer kan inte mötas med kortsiktig flexibilitet, därför blir importmöjligheter, planerbar produktion och bränslereserver blir viktiga som komplement till priskänslig efterfrågan.

5.2 Inledning

I detta avsnitt diskuteras elpriserna i ett 20-årsperspektiv. Utifrån resultaten från de olika energisystemmodellerna beskrivs långsiktiga pristrender. Detta givet olika grundläggande antagande om efterfrågeutveckling och kostnader för olika typer av investeringar, koldioxidpriser i Europa och en mängd andra faktorer som påverkar elsystemets utveckling. Ett grundantagande är att utvecklingen sker på ett sätt som gör att det vid prognosåret 2045, råder balans mellan utbud och efterfrågan i hela det sammankopplade elsystem som omfattas av analysen. Detta kan åstadkommas genom att modellerna har "perfect foresight", det vill säga investeringsbeslut fattas helt utan den osäkerhet om framtiden och om andra aktörers beslut som finns i verkligheten. Investeringar, med några få undantag, antas också ske baserat på marknadslogik inte som ett resultat av statliga stödprogram. Ett sådant undantag är kärnkraftinvesteringar i Sverige

Alla som regelbundet följer elpriserna vet att priserna varierar både över tid och beroende på var i Sverige man befinner sig. Att elpriserna kommer att variera även i framtiden ter sig ganska säkert. Vi ska därför också diskutera hur volatiliteten kring dessa långsiktiga trender kan komma att se ut och vad som bestämmer volatiliteten i energisystemmodellerna som används i detta projekt. Slutligen ska vi se på den svenska elprisutvecklingen i ett europeiskt perspektiv.

Ett sätt att förstå elpriserna i investeringsmodellerna är att elpriser är det pris som krävs för att alla de investering som genomförs klarar uppsatta lönsamhetskrav. Investeringsmodellernas uppgift är att minimera de totala kostnaderna för systemet och systemgränsen är ofta hela Europa. När vi sedan kommunicerar likställer vi elpriserna från dessa modeller med det elpris som skulle gälla på en elmarknad med perfekt konkurrens och perfekt information. Eftersom priserna i investeringsmodellerna i grunden bestäms av "marginella" investeringskostnader är det som i ekonomisk litteratur kallas för "långsiktig marginalkostnad" modellerna ger.

Elpriset som vi normalt refererar till, det vill säga priserna på spotmarknaden, bestäms emellertid enligt en helt annan logik. På spotmarknaden tas ingen hänsyn till att priserna ska täcka investeringskostnader utan fokus är på att minimera kostnaderna för driften av elsystemet givet de resurser som finns (kortsiktig marginalkostnad). I princip handlar det om att minimera de rörliga produktionskostnaderna. Denna dualism i prisbildningen är viktig att förhålla sig till.

För att hantera denna dualism i elpriset används ofta två typer av modeller i modellarbetet. En modell som "bygger" ett optimalt elsystem givet de förutsättningar som ges (investeringsmodeller) och en modell som optimerar driften av elsystemet givet dessa resurser (dispatchmodeller). Dispatchmodellerna speglar prisbildningen på dagen-före-marknaden men antar att aktörerna har full kunskap om framtida väder, efterfrågan och produktionsförutsättningar när optimeringen genomförs (så kallad *perfect foresight*).

Båda modellerna ger elpriser baserat på samma elsystem men de beräknas på helt olika sätt. En central uppgift i modellarbetet är att säkerställa att de elpriser som presenteras utifrån dispatchmodeller ger ungefär samma intäkter till investerarna som de elpriser som beräknas i investeringsmodellerna.

Historiskt, där elproduktionen dominerades av planerbara kraftslag med betydande bränsle- och driftskostnader, var elpriserna relativt höga och stabila. Eftersom den kortsiktiga marginalkostnaden då låg nära den långsiktiga kostnaden för att bygga ny produktion blev skillnaden mellan kortsiktiga marknadspriser och långsiktiga investeringskostnader förhållandevis liten. På framtidens elmarknad kommer det allt oftare uppstå situationer när hela efterfrågan kan mötas med kraftslag med mycket låga rörliga produktionskostnader. På den marknaden kommer olika typer av energilager och efterfrågefleksibilitet att få en allt större betydelse för prisbildningen. Vad dessa resurser gör är att de flyttar elproduktion eller elanvändning i tiden och kan på så sätt minska både pristoppar och prisdalar. Att dessa resurser kommer in på marknaden kommer att vara helt avgörande för att förhindra att elpriserna på spotmarknaden helt kollapsar vissa perioder för att gå i taket andra.

En central fråga är vilken kombination av väderberoende produktion, energilager och planerbar produktion som krävs för att den kortsiktiga prisbildningen ska ge tillräckliga intäkter för att motivera investeringar i alla delar av systemet. Investeringsmodellerna tar inte ställning till denna marknadsmässiga balans, utan väljer den resurstmix som minimerar systemets totala kostnad. När resurserna väl finns på plats kommer de däremot att användas så länge marknadspriset täcker deras rörliga kostnader.

Samspelet mellan kortsiktig och långsiktig marginalkostnad driver utvecklingen mot jämvikt, men vägen kan vara ojämn. Genom att de nationella elmarknaderna är integrerade genom handel kan perioder med underinvesteringar i ett land kompenseras med överinvesteringar i ett annat – vägen jämnas ut och de

kortsiktiga och långsiktiga marginalkostnaderna kan oftare mötas. Samtidig ser vi att frågan om statlig finansiering av investeringar i både ny elproduktion och i nya energilagrar allt oftare övervägs. Svårigheterna för kortsiktig och långsiktig marginalkostnad att mötas är en viktig förklaring till det, men statlig investeringspolitik kan naturligtvis också skapa nya obalanser.

5.3 Genomsnittliga elpriser

De genomsnittliga elpriserna är ett resultat från investeringsmodellerna. Det som i praktiken görs är att modellerna räknar fram ett optimalt elsystem givet ett eller ibland två så kallat normalt väderår. Det finns flera skäl till detta:

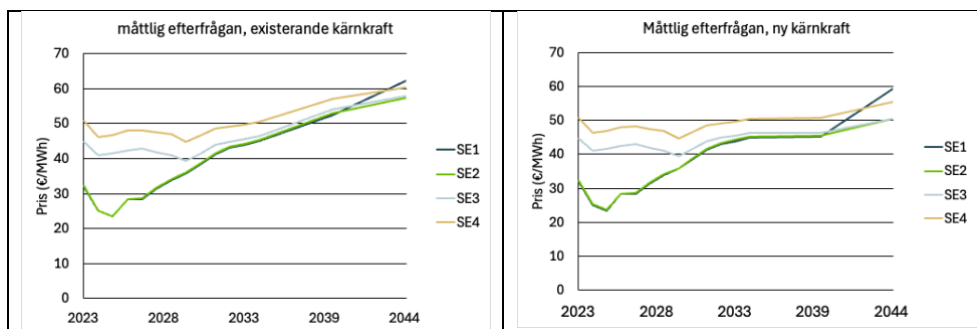
- Varje väderår man räknar på skulle ge olika optimala investeringar
- Det är resurskrävande att räkna på många olika år
- Marknadens aktörer antas genomföra sina investeringar baserat på en framtida genomsnittlig lönsamhet och ett normalår återger det.

I ett andra steg testar man hur väl det elsystem som normalåret genererar fungerar givet mer extrema år. Detta resultat används för att analysera behovet av "reserver", det vill säga resurser som inte genereras av modellernas optimering baserat på ett normalår utan adderas i efterhand när man testar detta elsystem mot mera extrema väderår. Typiska resurser som adderas är gasturbiner men även så kallad "load cutting"²⁵, det vill säga elanvändare som väljer att använda mindre el vid vissa prisnivåer. Load cutting och reservkraftverken fungerar modelltekniskt på samma sätt genom att skapa balans mellan utbud och efterfrågan och skapar ett tak för elpriset.

I figuren nedan beskrivs elprisutvecklingen i Sverige 2023–2045. Två tydliga trender kan utläsas:

- Det ena är att elpriserna jämfört med 2023, 2024 och 2025 ökar för att nå en nivå som ger lönsamhet i alla de investeringar som krävs för att expandera det svenska elsystemet. Ökningen är speciellt hög i prisområde 1 och 2. Med de förutsättningar som gavs landar priset mellan 50-60 EUR/MWh.
- Det andra är att priserna i Sverige redan fram mot 2030-talet tenderar att gå samman till ett enhetligt pris i Sverige

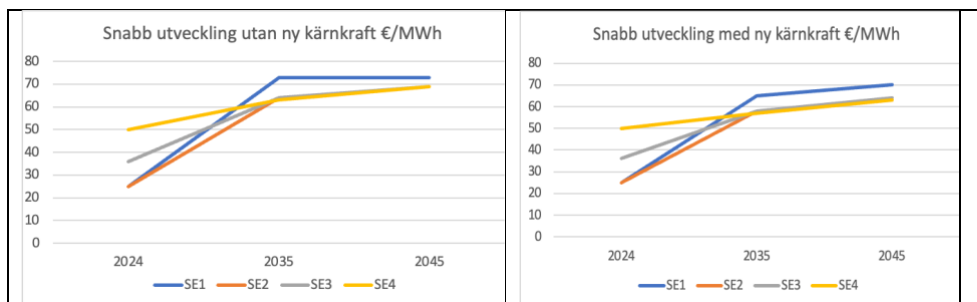
²⁵ Ofta används begreppet "load shedding" men detta begrepp används också för att beskriva tvångsmässig bortkoppling av kunder, exempelvis genom roterande lastbortkoppling. Med "load cutting" avser vi en frivillig reduktion av elanvändningen till följd av höga elpriser. I detta fall betyder det en permanent reduktion av elanvändningen – inte att förbrukningen flyttar i tiden som exempelvis är faller med flexibla värmepumpar eller flexibel elbilsladdning.



Figur 34 Långsiktig prisutveckling, måttlig utveckling utan respektive med ny kärnkraft, Quantified Carbon (QC)

De resultat som tagits fram av Quantified Carbon (QC) i detta projekt stämmer ganska väl överens med de resultat som Profu presenterar. Däremot ger en av de andra grupperna Ea Energianalyse (EA) ett delvis annorlunda resultat med lägre elpriser i SE1 och SE2 fram mot 2045. Skillnaden mellan modellresultaten visar att även med en ambition att harmonisera centrala indata som investeringskostnader, bränslepriser och efterfrågeutveckling kan resultaten från modellerna visa ganska olika resultat.

Bilderna nedan visar Profus resultat i scenarierna med snabb efterfrågetillväxt.



Figur 35 Långsiktig prisutveckling, snabb utveckling utan respektive med ny kärnkraft, Profu.

Även här ser vi ett likartat mönster i de två scenarierna, priserna stiger och elpriserna i de olika prisområdena närmar sig varandra. I detta fall hamnar elpriserna över 60 EUR/MWh.

I båda efterfrågescenarierna ser vi att elpriserna med ny kärnkraft är lägre jämfört med om ingen ny kärnkraft byggs. Skillnaden uppgår till ca 5 EUR/MWh och gäller både vid måttlig efterfrågeutveckling i QC:s analys och vid snabb efterfrågeutveckling i Profus analys. Det bör dock nämnas att ny kärnkraft inte är lönsam jämfört med andra investeringar i modelloptimeringarna utan "tvingas in". Det betyder att den totala kostnaden, för den del av energisystemet som täcks av modellerna, är högre med ny kärnkraft än utan och att den del av kostnaden som inte täcks av elpriset behöver finansieras utanför energisystemet. (Se vidare kapitel 8)

Modellresultaten indikerar alltså att ny kärnkraft som byggs med hjälp av subventioner har en prissänkande effekt. Förklaringen till detta är främsta att 5-6

GW extra kärnkraft i elsystemet antas ersätta de sämsta (dyraste) projekten som annars hade kommit in i energimixen och ökat den långsiktiga marginalkostnaden. Effekten här beror inte på att subventionerad kärnkraft skapar överskott utan antagandet är att elsystemet (hela Europa) är i jämvikt. Den subventionen som kärnkraften får är inte inkluderat i elpriserna här utan ligger alltså utanför.

5.4 Elprisets volatilitet

Det finns två typer av volatilitet som det finns anledning att diskutera:

- Den ena är den volatilitet som kan förväntas under ett normalt år.
- Den andra är den volatilitet som uppstår mellan olika väderår. Under varma, blöta och vindrika år kommer elsystemet ha väldigt gott om elproduktion och elpriserna att vara låga och exporten stor. Under torra, kalla och vindfattiga år kommer det motsatta vara fallet.

Vi ska kortfattat försöka belysa båda typerna av volatilitet men börjar med att diskutera vad som bestämmer elprisets volatilitet

5.4.1 Vad bestämmer elprisets volatilitet

I takt med att andelen planerbar elproduktion i elsystemet minskar behöver ny flexibilitet tillkomma. Några typer av flexibilitet som särskilt brukar lyftas upp är:

- Vätgaslager i kombination av överkapacitet i vätgasproduktion genom elektrolys. Speciellt med snabb utveckling av efterfrågan antas stora investeringar ske i vätgasproduktion. Samtliga modellgrupper räknar med att produktionen av vätgas kan skifta i tid för att på så sätt utnyttja perioder med låga elpriser. Flexibiliteten kan användas för att motverka prisvariationer mellan timmar men uthålligheten tack vare stora lager gör att perioder med låga respektive höga elpriser på upp till en vecka kan utnyttjas. Den flexibla kapaciteten som antas finnas varierar mellan scenarierna och mellan modellgrupperna och toppar på cirka 9 GW, det vill säga när elpriset är lågt skulle elanvändningen till elektrolysörerna som mest kunna uppgå till 9 GW för att gå ner till nära noll när priset är högt.
- Investeringar i elpannor och värmepumpar inom fjärrvärme i kombination med värmelager bedöms av vissa av modellgrupperna kunna utgöra en betydande flexresurs i framtiden. Genom att använda elpannor när det är gott om produktion kan överskott utnyttjas och riktigt låga elpriser kan undvikas. Modellberäkningar visar att elpannor i kombination med värmelager skulle kunna hantera variationer i tidskala upp till 70 timmar. Här räknar man med att elanvändningen kan variera mellan 3 GW när priserna är låga och noll när priserna är höga.
- Batterilager. Stora batterilager är en växande resurs i elsystemet och används i dag främst för att ersätta vattenkraft på stödtjänstmarknaden, arbitrage på intradagsmarknaden samt för att minska kostnader och risker för obalanser. Fram till 2045 räknar modellerna med att batterier även ska

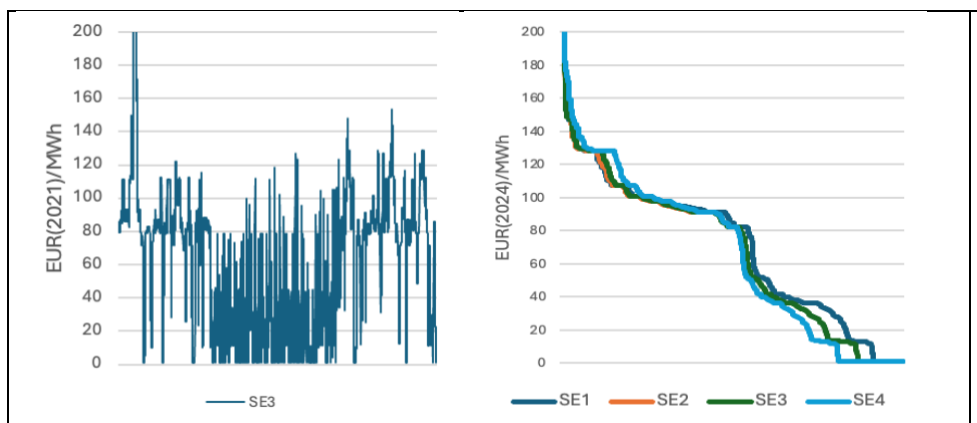
vara med och balansera systemet i planeringsskedet på Elspot. Batteriets styrka är att balansera ut variationer under dygnet och särskilt i de scenarier som innehåller stora mängder PV (sol). Kapaciteten varierar stort men som mest handlar det om 10 GW med en lagringskapacitet på ca 60 GWh. I detta fall kan batterierna, om de används helt koordinerat, gå från att använda 10 GW till att leverera 10 GW, det vill säga en kortvarig flexibilitet på hela 20 GW med en uthållighet på upp till 6 timmar.

Dessa tre typer av flexibilitet är inkluderade i investeringsmodellerna och optimeringen resulterar i så kallade kuggpriser som visar hur stora prisvariationer som behövs för att dessa teknologier ska vara lönsamma. Även investeringsmodellens priser ger således en indikation om vilken volatilitet som krävs på spotmarknaden för att investeringar i energilagring ska vara lönsamma förutsatt att modellerna har den tidsupplösning som krävs.

Övrig efterfrågefleksibilitet, så som flexibla värmepumpar och flexibel laddning av elbilar, är inte ett resultat av investeringsmodellernas optimering men kan påverka indirekt genom efterfrågekurvornas utseende. Däremot kan flexibiliteten inkluderas i dispatchmodellerna och därmed ges en direkt påverkan på kortsiktig marginalkostnad.

Gasturbiner och bortkoppling av elanvändning vid effektbrist (så kallad load cutting) läggs också till efter att optimeringen baserad på ett normalår har genomförts. Dessa resurser påverkar elpriserna genom att sätta ett tak för hur höga priserna kan bli under perioder med särskilt ansträngd effekt- eller energibalans.

I bilden nedan till vänster presenteras ett års spotpriser i kronologisk ordning. Av bilden kan man utläsa att det var en högprisperiod i början av året medan sommarmånaderna hade många perioder med låga elpriser. Om man skulle zooma in ser man också hur elpriset påverkas av hur mycket det blåser och hur efterfrågan varierar. I diagrammet till höger har priserna rangordnats från högsta pris till lägsta i ett så kallat varaktighetsdiagram. Det som går att läsa ut av varaktighetsdiagrammet är att det finns en plåtå runt 40 EUR/MWh och en runt 90 EUR/MWh.

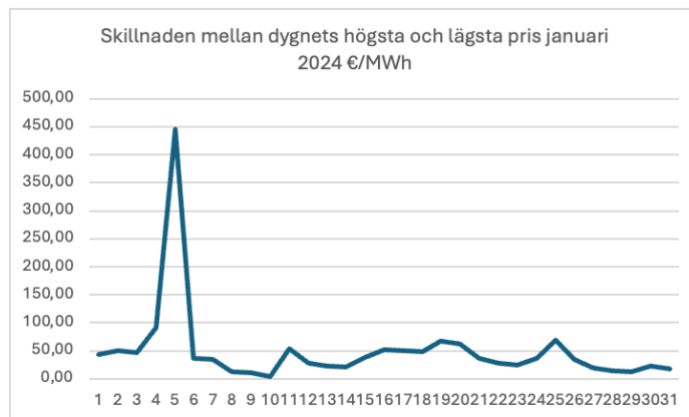


Figur 36 Elprisets volatilitet ett normalår. Snabb utveckling med ny kärnkraft. Modellupplösningen är 2920 tidssteg vilket innebär att varje datapunkt representerar tre timmar. Profu.

Förklaringen till priskurvans utseende är dels att det finns kraftverk med rörlig produktionskostnad på dessa nivåer, dels att den flexibilitet som finns i systemet bedöms räcka för att flytta produktion och användning till perioder när dessa bestämmer priserna.

En intressant fråga är om det skulle vara möjligt att erhålla motsvarande priskurva utan värmekraft i systemet som sätter priserna? Vi antar att det bara finns två bestämda referenspunkter för elpriset, ett väldigt högt pris när reserver används och ett väldigt lågt pris när vind och sol måste spillas. Flexibiliteten i systemet utnyttjar prisskillnader inom dygnet och mellan olika dagar/veckor till att tjäna pengar eller sänka kostnaderna för elinköp. Om lönsamheten är stor blir det snabbt fler som investerar i exempelvis batterier och bjuder in dessa till spotmarknaden och pressar ihop prisskillnaden. Kortsiktigt kan det finnas över- eller underskott av flexibilitet vilket tillfälligt sänker eller ökar volatiliteten. Ledtiderna för investeringar i batterier är relativt kort och dessutom finns det en alternativ användning för batterier på stödtjänstmarknaderna och för att minska planeringsrisken för aktörerna, vilket gör att batterikapacitet har ett alternativt värde vid sidan av spotmarknaden. Med en sådan dynamik är det tänkbart att vi skulle landa i elpriser runt nivåer på 40 och 90 EUR/MWh trots att det inte finns några prissättande kraftverk.

Vad prisvolatiliteten över dygnet behöver vara i ett framtida elsystem för att attrahera tillräcklig flexibilitet (i detta fall batterier) kan illustreras med ett enkelt räkneexempel. Nedan är ett diagram som visar skillnaden mellan högsta och lägsta pris under dygnet för januari 2024.



Figur 37 Daglig spread mellan högsta och lägsta timpris, Nordpool spot.

Den genomsnittliga skillnaden under januari 2024 var med detta sätt att räkna 49 EUR/MWh, mycket tack vare den stora volatiliteten under några dagar i början av månaden. För att få täckning för både fasta och rörliga kostnader för ett batteri behöver varje cykel (urladdning och laddning) generera en intäkt på cirka 50 EUR/MWh i genomsnitt²⁶. Resultatet indikerar att prisvolatiliteten under dygnet under januari 2024 var i nivå med långsiktig marginalkostnad för batterier, det vill säga det krävs en ganska hög volatilitet för att batterier ska vara lönsamma om de enbart används till arbitrage på Elspot.

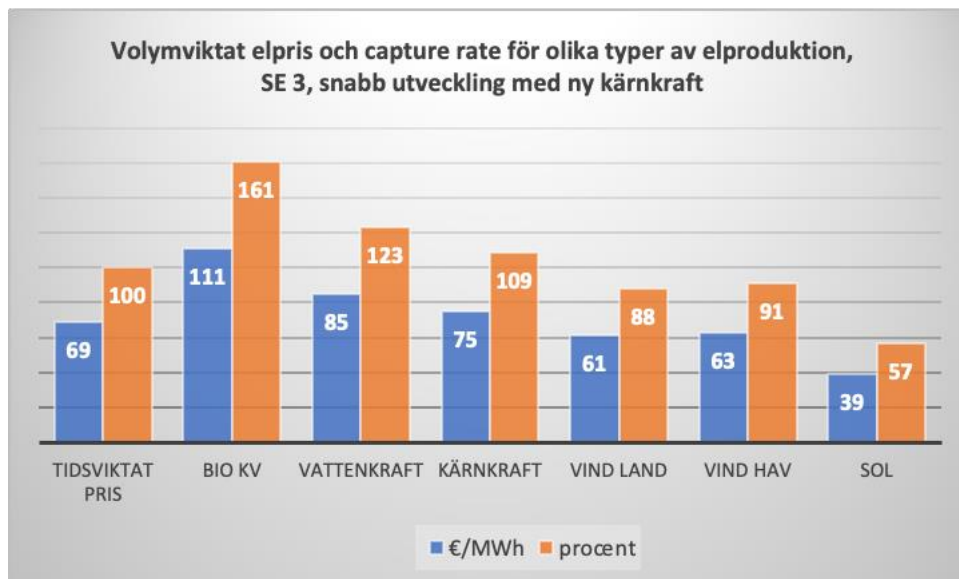
5.4.2 Elprisets volatilitet under ett normalår

Ett sätt att beskriva framtida volatilitet är att beräkna de elpriser som olika typer av elproduktion får betalt. De mått vi använder är volymviktat elpris (eller capture price) det vill säga det genomsnittliga elpris som de olika produktionsslagen faktiskt får betalt när hänsyn tas till hur och när de producerar. Det elpris som vi normalt visar är ett "tidsviktat" elpris det vill säga ett genomsnittligt elpris som en producent med en helt jämn produktion alla årets timmar skulle erhålla. Vi använder också begreppet "capture rate" som är volymviktat elpris delat med tidsviktat elpris. Motsvarande går också att göra för olika typer av elanvändning. Modellberäkningar visar exempelvis att optimala investeringar i överkapacitet i elektrolysörer och möjligheter att lagra vätgasen kan sänka elpriser för vätgasproduktion år 2045 med i storleksordningen 10 EUR/MWh, vilket bedöms räcka för att finansiera de extra investeringar som flexibiliteten kräver. (Resultat från Chalmers).

I figuren nedan redovisas volymviktat elpris och capture rate i vårt högelscenari med ny kärnkraft. Som jämförelse redovisas det tidsviktade priset. Som framgår av bilden är capture rate ganska hög för vindkraft (88 procent) trots att väldigt mycket mer vindkraft finns i elsystemet jämfört med idag. Som jämförelse var capture rate

²⁶ Kalkylantaganden investeringsutgift 2000 kr/kWh, 6000 fullcykler, round-trip-förlust (~10 %),

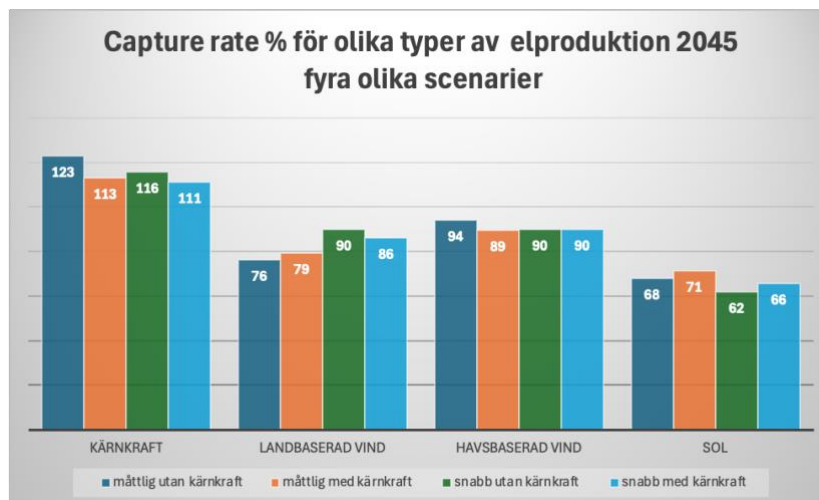
för vindkraft 84 procent i SE3 år 2024. Siffrorna indikerar att den volatiliteten som inverkar negativt på vindkraftens intjäningsförmåga under ett normalår inte förväntas växa speciellt mycket jämfört med den volatilitet vi ser i dag.



Figur 38 Volymviktad elpris och capture rate för olika typer av elproduktion 2045, snabb utveckling med ny kärnkraft, Profu.

I nästa figur redovisas capture rate för fyra olika scenarier; måttlig utveckling med respektive utan ny kärnkraft och snabb utveckling med respektive utan kärnkraft.

Av bilden ser vi att volatiliteten under normalår är ganska lika i de fyra scenarierna. En skillnad som ändå kan urskiljas är att för kärnkraft är capture rate högre i de scenarier som inte har ny kärnkraft. För landbaserad vindkraft ökar capture rate i scenarier med snabb utveckling jämfört med måttlig utveckling vilket möjligen kan förklaras att mer flexibilitet har tillförts systemet i och med att vätgasproduktion med lagerkapacitet har vuxit kraftigt i det scenariot. Motsvarande syns emellertid inte för havsbaserad vindkraft som ansluts i södra Sverige.



Figur 39 Capture rate för olika typer av elproduktion 2045 baserat på Ea's scenarier "low transmission expansion" se vidare kap 6, Ea.

Volymviktat elpris räcker emellertid inte för att beskriva hur elpriset påverkar lönsamheten utan det behöver kompletteras med ett mått på hur mycket en anläggning används under året, det vill säga hur många timmar under året som en anläggning kan fördela de fasta kostnaderna på. Vi använder måttet utnyttjningstid som är energiproduktion under året delat med installerad effekt. Kvoten får enheten h/år där av namnet "utnyttjningstid". Den engelska termen är "full load hours". Variationerna i utnyttjningstid visar sig vara små mellan de olika scenarierna i EA:s analys.

Tabell 2 Intäkter 2045 för olika kraftslag i Sverige, Snabb utveckling med ny kärnkraft, LowTrans scenario (Ea)

	2045 Snabb utveckling med ny kärnkraft (Ea)		
	Volymviktat pris EUR/MWh	Utnyttjningstid h/år	Intäkt €/MW/år
Kärnkraft	60	7095	426 000
Solel	35	943	33 000
Vindkraft land	46	3835	178 000
Vindkraft hav	49	3977	198 000

Tabellen visar att de årliga intäkterna varierar kraftigt mellan olika produktionsslag men säger fortfarande inget om respektive kraftslags lönsamhet eftersom kostnaderna saknas.

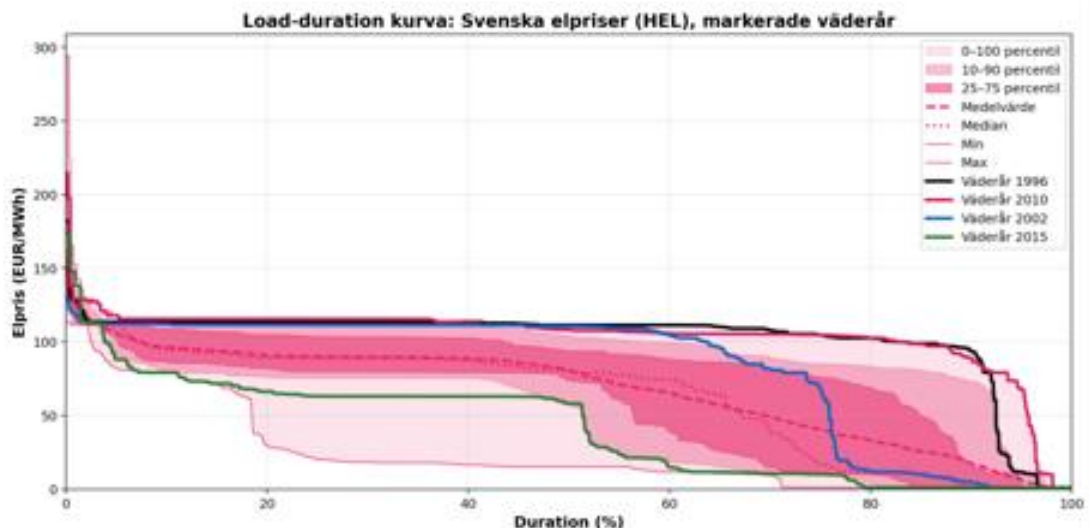
5.4.3 Elprisets volatilitet mellan olika år

I det här avsnittet diskuterar vi elprisets volatilitet mellan olika väderår. Som vi beskrev tidigare görs investeringsberäkningarna på ett eller möjligen två väderår. Ett sådant år är 1991 som karaktäriserades av ganska genomsnittliga värden med avseende på temperatur, nederbörd, vind och sol. Trots att ett sådant år i genomsnitt är normalt finns det under året perioder med sträng kyla, perioder med mycket vind och perioder med lite vind osv. Ett normalår fångar därför upp kortare perioder med lite mer ovanligt väder men de man framför allt missar är

längre perioder med extremt väder. I det här avsnittet ska vi titta lite närmare på sådana år.

Om föregående avsnitt handlar om vad elmarknadens aktörer kan vänta sig för elpris och prisvariationer i genomsnitt över en längre period så visar det här avsnittet hur vägen kan komma se ut. Stora variationer i kostnader och intäkter mellan olika år innebär en extra finansiell påfrestning som måste hanteras, även om det inte i sig påverkar den långsiktiga lönsamheten i investeringen. Utifrån ett politiskt perspektiv är det också viktigt att vara medveten om hur elpriserna kommer att kunna variera mellan olika år och vilka situationer elsystemet behöver vara dimensionerat för att klara. I kapitel 4 analyseras detta närmare.

I figuren nedan beskrivs samma varaktighetskurva som i figur 5 men denna gång för 30 olika väderår.



Figur 40 Varaktighetsdiagram elpriser. Elsystemet 2045 snabb efterfrågeutveckling med ny kärnkraft beräknat på 30 olika väderår. Profu.

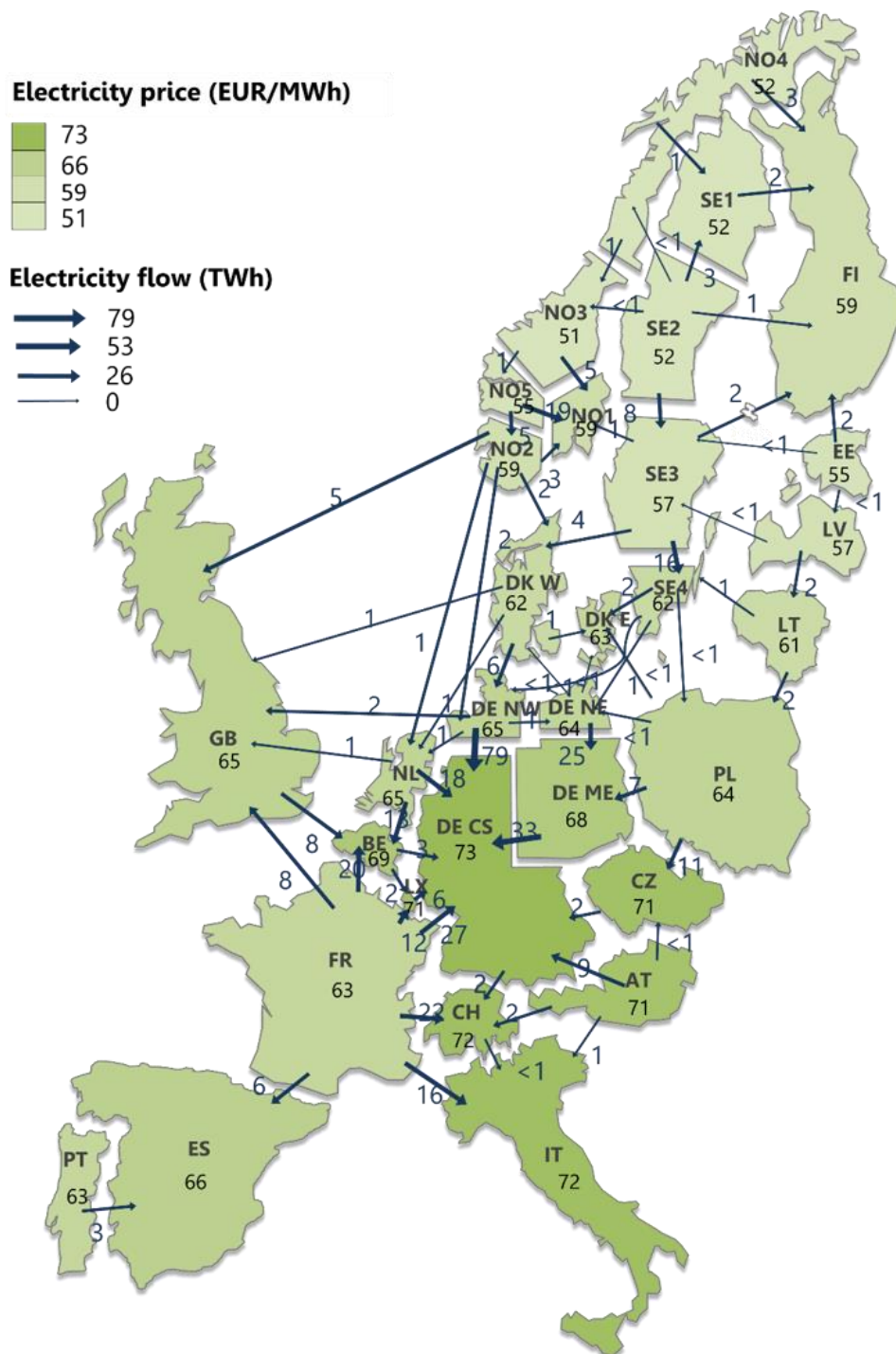
I bilden har vi markerat några specifika väderår, 1996, 2002 och 2010 är alla år med relativt lite vind och vatten och skulle innebära höga elpriser nästan hela året. 2015 exempel på ett väderår som skulle innebära låga elpriser.

Om vi exempelvis tittar på väderåret 2010 ser vi att elpriserna skulle ligga på ca 115 EUR/MWh jämnt under nästan hela året. Förutom att elpriserna är höga och påverkar alla elanvändare som inte har prissäkrat sina elinköp så påverkas också investerare i flexibilitet. För alla aktörer som investerat i energilagring skulle det innebära en betydande finansiell påfrestning eftersom intäkterna nästan helt skulle utebli. Om inte annat indikerar detta att behovet av en väl fungerande finansiell marknad för olika typer av prissäkringsprodukter inte får underskattas.

5.4.4 Svenska elpriser jämfört med elpriser i övriga Europa

Målsättningen med EU:s strävanden är att skapa en integrerad europeisk elmarknad genom att flaskhalsar mellan länder och inom länder ska byggas bort när det är ekonomiskt motiverat. El ska så långt det är möjligt flöda fritt och priser ska utjämnas.

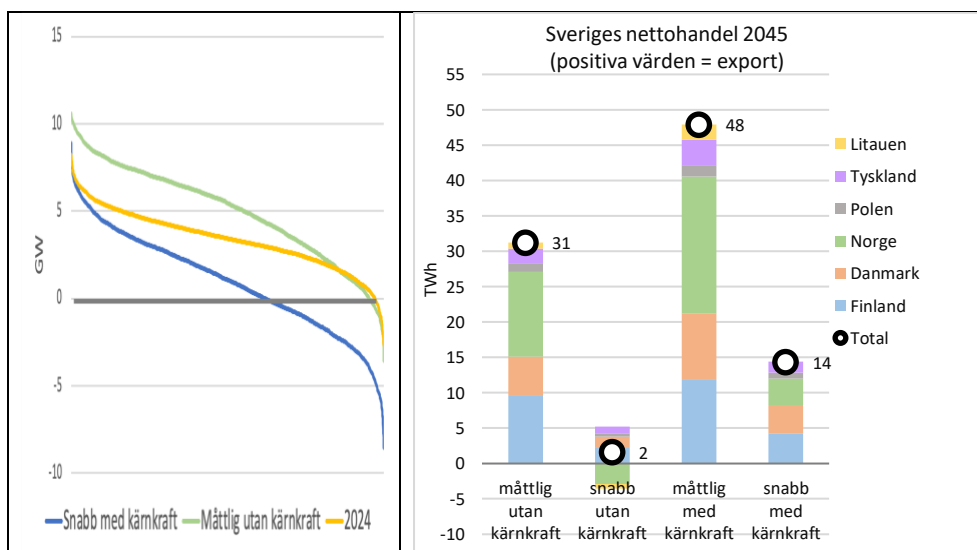
Bilden nedan är från EA Analyse och visar elpriserna och handelsflöden i ett optimerat elsystem för hela Europa år 2045 och är framtaget med EA:s energisystemmodell Balmorel.



Figur 41 Elpriser i Europa 2045, snabb efterfrågeutveckling (i hela Europa), ny kärnkraft i Sverige och optimerad utbyggnad av överföringsförbindelser (HighTrans scenario). Ea. (värt att notera är att Tyskland är uppdelat i fyra elområden i modellen)

Med den utjämning av elpriserna i Europa som förväntas ha skett fram till 2045 enligt denna bild är norra Sverige fortfarande ett område med konkurrenskraftiga elpriser i ett europeiskt perspektiv även om priserna har utjämnats. Värt att notera är att Profu landade på cirka 10 EUR/MWh högre priser i norra Sverige jämfört med de drygt 50 EUR/MWh som återfinns här.

Hur handeln bedöms utvecklas skiljer ganska mycket mellan scenarierna och mellan modellgrupperna. Figuren nedan visar resultatet från två av grupperna och pekar på att nettoexporten är ganska stor vid måttlig efterfrågetillväxt men mer balanserad i scenario med snabb ökning. Hur nettohandeln förväntas utvecklas är indikator på hur elpriserna förväntas utvecklas i relation till omgivande länder.



Figur 42 Positiva värden innebär export. Resultat från Profu till vänster och från EA till höger

Frågan om prisutjämning i Europa handlar också om enskilda länders möjligheter att bedriva en nationell energipolitik. Detta diskuteras närmare i kapitel 7.

6 Värde av att bygga ut utlandsförbindelserna

Sammandrag

Detta kapitel undersöker det ekonomiska värdet av ytterligare svenska utlandsförbindelser och utbyggnad av det interna stamnätet fram till 2045. Med hjälp av elmarknadsmodellen Balmorel analyseras åtta scenarier som kombinerar två efterfrågefäll (LowDem/HighDem), två kärnkraftsfall (med eller utan ny kärnkraft i SE3) och två transmissionsantaganden (LowTrans/HighTrans).

LowTrans-scenariot omfattar endast planerade nätförstärkningar och gränsöverskridande förbindelser, medan HighTrans-scenariot även inkluderar modellgenererade utbyggnader av transmissionsnätet i Sverige och till grannländerna.

Resultaten visar att ytterligare sammanlänkning bidrar till europeisk klimatomställning och stärker svenska producenter, men höjer priserna måttligt för svenska konsumenter. Sverige behåller en strukturell pris fördel gentemot kontinenten, men gapet krymper.

Två centrala frågetecken kring tolkningen av resultaten är de kraftigt ökade transmissionskostnaderna sedan 2020 (en faktor 2–2,5 högre än tidigare) samt samspelet mellan transmissionsutbyggnad och subventionerad elproduktion: vid stor utbyggnad exporteras ungefär två tredjedelar av ny kärnkraftsproduktion i LowDem-fallet, snarare än att konsumeras inhemskt.

6.1 Nyckelbudskap

Kraftigt ökade transmissionskostnader avgör vad som är lönsamt.

Transmissionskostnaderna har stigit med en faktor 2–2,5 sedan 2020, främst till följd av global brist på kritisk nätutrustning som transformatorer och kablar, i kombination med kraftigt stigande material-, arbets- och finansieringskostnader. Scenarierna med modelloptimerad transmissionsutbyggnad (HighTrans) bygger på den lägre, historiska kostnadsnivån. I detta scenario investerar modellen i omfattande utbyggnader av transmissionsnätet till och från Sverige, inklusive nya gränsöverskridande förbindelser. Vid nuvarande hög kostnader är endast korridorerna med högst flaskhalsintäkter lönsam att expandera – kopplingen till Tyskland och Danmark och den interna SE3–SE4-länken i kärnkraftsfallen. Modellens utbyggnadsvolymer i HighTrans-scenariot ska därför läsas som en övre gräns för vad som är ekonomiskt motiverat idag.

En tydlig fördelningseffekt uppstår mellan svenska producenter och konsumenter. Starkare sammanlänkning gynnar producenter (vindkraftens marknadsvärde stiger med 1–6 EUR/MWh) men lyfter samtidigt priserna i SE1/SE2

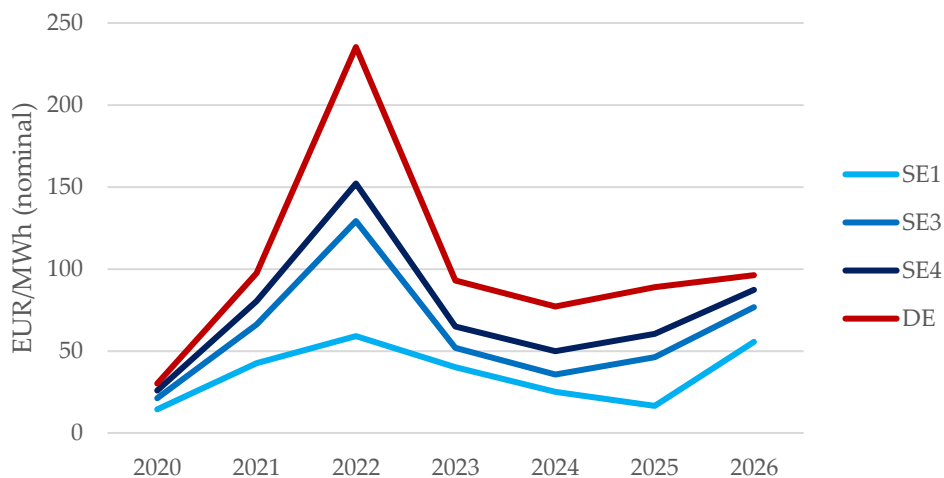
med cirka 5 EUR/MWh i LowDem-fallen, vilket missgynnar konsumenterna (SE3/SE4 är i stort sett oförändrade). På längre sikt kan en starkare sammanlänkning dock samtidigt förbättra leveranssäkerheten och bidra till lägre systemkostnader. Den strukturella prisfördelen gentemot Tyskland minskar med ett mer sammankopplat system: Från 7–20 EUR/MWh under LowTrans-scenariot till 7–14 EUR/MWh under HighTrans-scenariot. En politisk avvägning mellan industri/konsumenter i norr och producentintressen är därmed central.

Transmission och subventionerad produktion samverkar på ett politiskt känsligt sätt. Under HighTrans exporteras ungefär två tredjedelar av tillkommande kärnkraft från SE3 i LowDem-fallet. Detta visar att om den svenska efterfrågan bara ökar måttligt, kommer en kärnkraftsutbyggnad huvudsakligen att förse konsumenter i andra länder med el. Det modellerade marknadsvärdet ligger på 51–67 EUR/MWh för kärnkraft och 41–56 EUR/MWh för havsbaserad vindkraft – under de kontraktpriser som diskuteras i CFD-debatten. Om stödd produktion byggs på CFD-villkor finansierar svenska skattebetalare i praktiken el som konsumeras i grannländer, vilket bör hanteras explicit i politiken. Å andra sidan kan ökat överföring minska behovet av offentligt stöd.

6.2 Bakgrund och syfte

Sverige har historiskt haft låga elpriser och endast små skillnader mellan de fyra elområdena. Ett produktionssystem dominerat av vatten- och kärnkraft, i kombination med begränsade interna flaskhalsar och ett hanterbart gränsöverskridande utbyte, har hållit de inhemska priserna klart under kontinentala nivåer och i stort sett samstämmiga över landet.

Flera utvecklingar har förändrat den bilden under de senaste 6–7 åren. De kontinentala grosspriserna steg kraftigt under den europeiska gaskrisen och priserna på utsläppsrätter i EU ETS ökade betydligt, vilket höjde marginalkostnaden för fossileldad produktion. Sverige har avvecklat kärnkraftsreaktorer, vilket har minskat lågrörlig produktion i söder, medan den nya förnybara kapaciteten som har byggts huvudsakligen har koncentrerats till norra Sverige. Dessutom har Norge och Danmark stärkt sina kopplingar till kontinenten och Storbritannien, vilket indirekt påverkar prissättningen i Sverige. Sammantaget har dessa faktorer pressat upp priserna i SE3 och särskilt SE4 och frikopplat dem från SE1/SE2. SE3- och SE4-priserna ligger nu mellan de norra svenska områdena och det kontinentala klustret (Figur 43).



Figur 43 Genomsnittliga elpriser i svenska elområden och Tyskland, 2020–2026 hittills. 2026 års priser t.o.m. 7 maj.

Modelleringarna visar att Sverige förblir en betydande nettoexportör till sina grannar. Förbindelserna mot kontinenten är högt utnyttjade, vilket innebär att de flaskhalsar de skapar är ekonomiskt betydelsefulla. Det svenska systemet är i praktiken begränsat i tre steg: mellan SE1/SE2 och SE3, mellan SE3 och SE4, samt mellan SE4 och de kontinentala områdena (DE, DK2, PL). Varje steg bidrar med en del av prisökningen från norr till söder.

Detta mönster har drivit en offentlig debatt med två sidor. På ena sidan finns ett intresse av att bevara låga priser i hela Sverige, för att skydda hushållen från höga energiräkningar och ge en konkurrensfördel för grön industrialisering. På den andra sidan finns tre huvudargument för starkare sammanlänkning: svenska producenter tjänar betydande värden från export, utlandsförbindelser möjliggör en mer kostnadseffektiv integrering av förnybar elproduktion över gränser, och svensk lågkolexport tränger undan kontinental fossileldad produktion, vilket bidrar till europeiska CO₂-minskningar.

En överlappande oro är samspelet mellan offentligt stöd till ny produktion och starkare utlandsförbindelser. Om transmissionsutbyggnad ökar svensk export av produktion som byggts med offentliga subventioner – oavsett om det rör sig om ny kärnkraft eller stödsystem för förnybart – så finansierar Sverige i praktiken klimatomställningen i grannländer.

Detta kapitel undersöker dessa frågor med åtta scenarier framtagna med elmarknadsmodellen Balmorel. Först studeras hur det svenska systemet utvecklas till 2045 utan nya transmissionsinvesteringar (LowTrans-fallen), och därefter analyseras vilka ytterligare investeringar i både utlandsförbindelser och internt svenskt nät som är ekonomiskt lönsamma (HighTrans-fallen), samt hur detta samspelar med resten av det svenska systemet.

6.3 Scenarier

Scenarierna kombinerar två efterfrågefäll (LowDem/HighDem, baserat på prognoser från Energimyndigheten/Profu) med två kärnkraftsfäll (utan respektive med ny kärnkraft i SE3 åren 2040–2045), vilket ger en 2×2-matris.

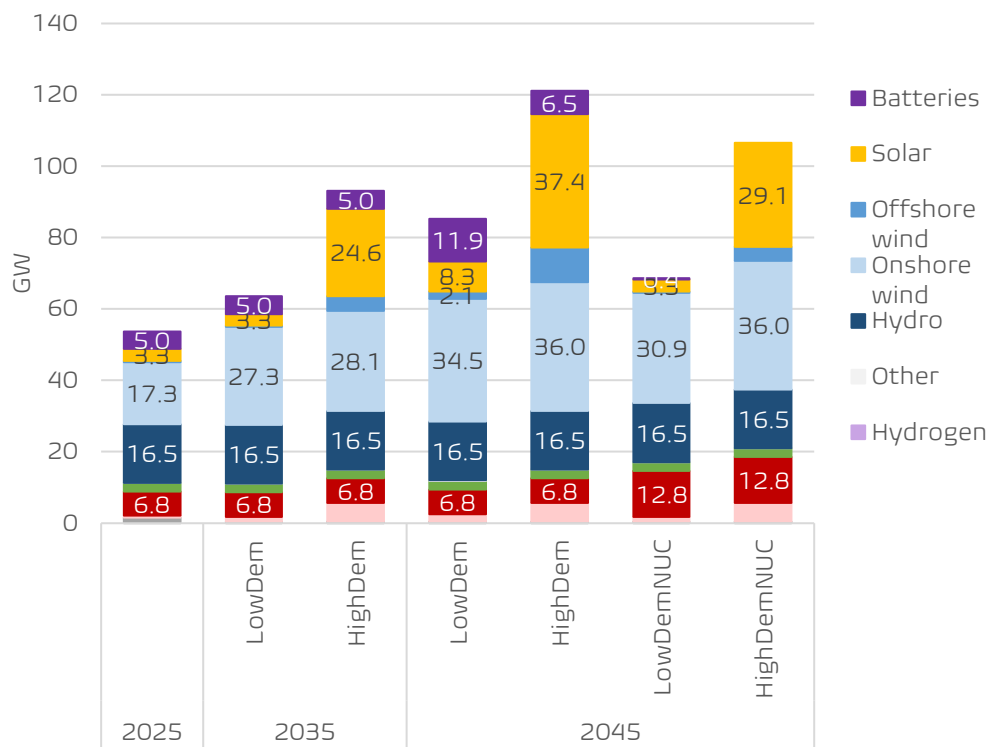
Varje fall körs under två transmissionsantaganden: LowTrans, där gränsöverskridande och intern svensk transmission hålls på den nivå som redan är planerad för 2030 under hela perioden, och HighTrans, där modellen tillåts investera endogen i ytterligare kapacitet fram till 2045.

6.4 Hur de fyra LowTrans-fallen utvecklas

De fyra LowTrans-fallen visar hur det svenska systemet utvecklas till 2045 om ingen ytterligare investering i transmissionskapacitet görs utöver vad som redan är planerat till 2030. De fungerar som ett referensläge mot vilket man kan bedöma om ytterligare utbyggnad är ekonomiskt motiverad.

I LowDem-utan-kärnkraft når landbaserad vindkraft cirka 34 GW – nära den modellerade potentialen – stöttad av cirka 12 GW batterier. Havsbaserad vindkraft (2 GW), solel (8 GW) och gaseldad topplast (2 GW) spelar bara mindre roller. Att lägga till ny kärnkraft i SE3 tränger undan flera av dessa investeringar: landbaserad vindkraft minskar med cirka 3 GW, batterier med mer än 11 GW, och havsbaserad vindkraft och solel reduceras till marginella nivåer (under 1 GW respektive 3 GW).

I HighDem-fallen når landbaserad vindkraft den modellerade potentialgränsen på cirka 36 GW och kan inte expandera ytterligare. Den extra efterfrågan möts därför främst genom stora utbyggnader av solel (29–37 GW) och havsbaserad vindkraft (4–10 GW), kompletterat med cirka 5 GW gaseldad topplast och 0–7 GW batterier. Kärnkraften spelar samma undanträngande roll som i LowDem och förskjuter kapacitet bort från solel (cirka –8 GW), havsbaserad vindkraft (cirka –6 GW) och batterier (cirka –7 GW), men landbaserad vindkraft påverkas inte eftersom den redan ligger på potentialgränsen.



Figur 44 Effektkapaciteter i Sverige i fyra LowTrans-scenarier.

6.5 Priser och flaskhalsar

De fyra fallen innebär mycket olika roller för Sverige i det större europeiska systemet. LowDem-fallen ger en årlig nettoexport på 31–48 TWh år 2045. HighDem-fallen ger endast 2–14 TWh – Sverige förblir nettoexportör, men endast marginellt, eftersom den ytterligare industrilasten (varav en stor del är belägen i norr) absorberar det överskott som annars skulle exporteras. Detta får direkta konsekvenser för priser och flaskhalsar, vilket diskuteras nedan.

Genomsnittliga grosspriser och prisskillnader mellan elområden 2045 sammanfattas i Tabell 3.

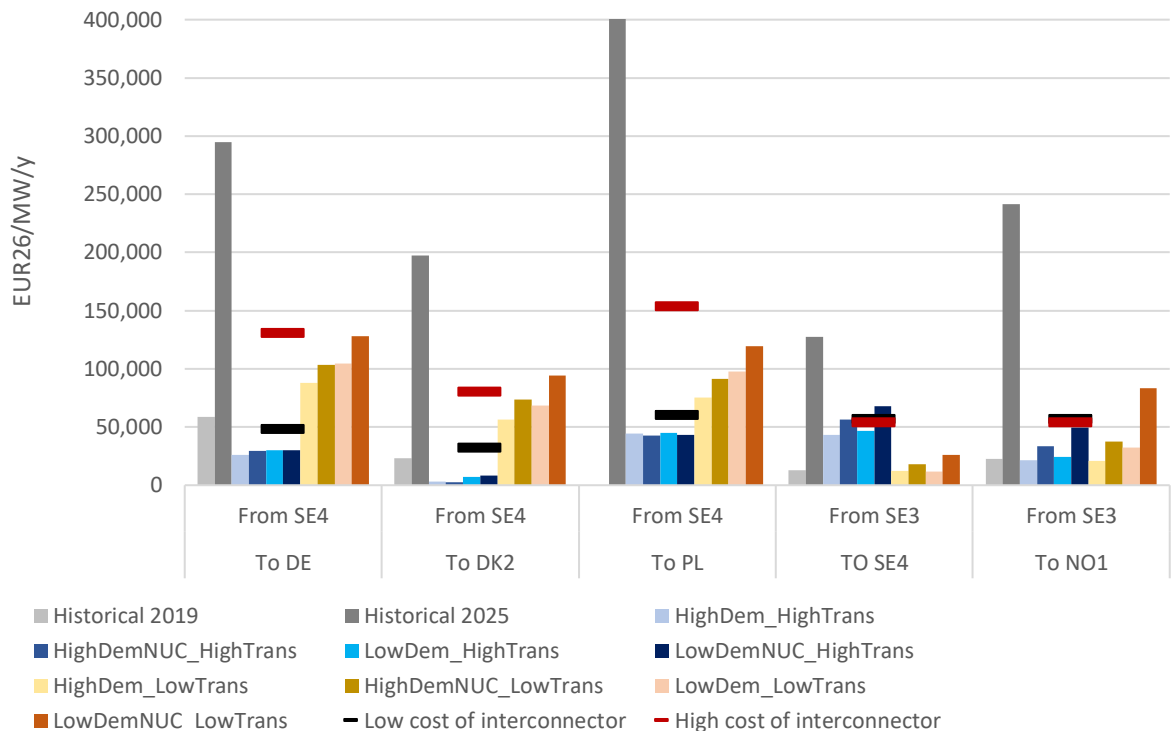
Tabell 3 Genomsnittligt grosspris 2045 under LowTrans (EUR/MWh) (Anm.: Det tyska priset är modellens landsaggregat, viktat efter zonefterfrågan över de fyra tyska elområdena i Balmorel.)

Område	LowDem	LowDemNUC	HighDem	HighDemNUC
SE1	44,8	41,6	54,3	52,0
SE2	43,8	40,8	53,6	50,7
SE3	57,7	47,3	62,2	55,8
SE4	59,2	51,3	63,1	57,7
DE (lastviktat)	64,8	64,6	65,3	64,9
SE4-SE1 (prisskillnad)	14,4	9,7	8,8	5,7
DE-SE4 (prisskillnad)	5,6	13,3	2,2	7,2

Den interna SE4-SE1-prisskillnaden är störst i LowDem (14 EUR/MWh) och krymper betydligt med både högre efterfrågan och ny kärnkraft. Mekanismen är att det svenska överskottet minskar i HighDem-fallen, och eftersom ny industriefterfrågan främst är lokaliserad i norr lättar de höga efterfrågefällen interna flaskhalsar i stället för att förvärra dem. Ny kärnkraft i SE3 minskar interna flaskhalsar genom en annan kanal: den tillför fast produktion söder om huvudflaskhalsen, men samtidigt vidgar den det svenska överskottet som behöver flyttas ut ur landet, vilket gör att prisskillnaden mot kontinentala Europa snarare ökar än minskar. LowDemNUC-fallet visar detta tydligt: interna prisskillnader pressas ihop till 10 EUR/MWh, men DE-SE4-gapet stiger till 13 EUR/MWh.

6.5.1 Flaskhalsintäkter och frågan om ytterligare investering

De ihållande prisskillnaderna mellan svenska elområden och mellan SE4 och kontinenten innebär att ytterligare transmission skulle ge flaskhalsintäkter på de flesta korridorer. De modellerade flaskhalsintäkterna i LowTrans-fallen är störst på korridorerna mot Tyskland, Danmark och Polen, särskilt i kärnkrafts- och HighDem-fallen där gapet mot kontinenten bevaras. Den interna SE3-SE4-korridoren uppvisar också betydande flaskhalsintäkter. De norska korridorerna uppvisar relativt låga intäkter i samtliga fyra fall.



Figur 45 Marginell flaskhalsintäkt (EUR/MW per år) per korridor 2045, LowTrans-scenarier, med indikativa låga och höga kostnadsintervall för ytterligare kapacitet. Historiska flaskhalsintäkter (2019 och 2025) visas som referens. Notera den mycket höga realiserade intäkten 2025.

Den ekonomiska frågan är om dessa modellerade intäkter motiverar investering i ytterligare kapacitet. Här är den senaste utvecklingen av transmissionskostnader central. Transmissionskostnaderna särskilt för likströmskomponenter har ökat kraftigt under de senaste fem åren, drivet av begränsningar i leverantörskedjorna, råvaruinflation, accelererad efterfrågan från energiomställningen och geopolitiska störningar. För utlandsförbindelser specifikt förefaller ökningen vara en faktor 2 till 2,5 jämfört med kostnadsnivåerna före 2020. Detta skapar ett planeringsdilemma: ska långsiktiga systemmodeller anta en återgång till historiska transmissionskostnader, eller ska den nya, högre kostnadsnivån behandlas som den mer realistiska utgångspunkten fram till 2045? Figur 45 visar både en lägre och en högre kostnadsuppskattning, och jämförelsen med de modellerade flaskhalsintäkterna skiljer sig väsentligt mellan dem.

En relaterad faktor är att den senaste tidens kostnadsinflation även påverkar havsbaserad vindkraft, där nätanslutningen har blivit en större andel av den totala projektkostnaden. Den aktuella modelleringen återspeglar inte detta. Volymerna havsbaserad vindkraft i scenarierna bör därför betraktas som övre gränser vid nuvarande kostnadsnivåer. Om havsbaserad vindkraft byggs på kommersiella villkor (det vill säga inte finansieras utanför marknaden via CFD), skulle högre kostnader för havsvind också höja den marginella prisnivån i Sverige och i resten av den modellerade regionen – en effekt som samverkar med

transmissionsbeslutet, eftersom mindre havsvind sannolikt skulle minska behovet av exportdriven sammanlänkning.

6.6 Vad modellen bygger i HighTrans

När modellen tillåts bygga ut transmission fram till 2045 enligt den lägre kostnadsuppskattningen, läggs betydande kapacitet till – långt mer än vad som för närvarande diskuteras i konkreta projektportföljer.

Tabell 4 Ytterligare transmissionskapacitet i HighTrans till 2045, jämfört med LowTrans-referens (GW)
(Anmärkning: *Hansa Power Bridge mellan SE4 och DE_NE i Tyskland (700 MW) är i modellen oavsiktligt inkluderad som en planerad förbindelse från 2030. Transmissionskapaciteterna inkluderar både förbindelser mellan landbaserade elområden och förbindelser via havsbaserade knutpunkter.)

Korridor	Referens	LowDem	LowDemNUC	HighDem	HighDemNUC	Robusthet över scenarier
Finland	2,7	+6,9	+7,6	+7,0	+6,7	Hög
Danmark	2,5	+4,8	+4,7	+5,9	+6,1	Hög
Tyskland*	1,3	+3,9	+4,2	+4,5	+4,6	Hög
Estland (ny)	0,0	+1,4	+1,4	+1,2	+1,2	Hög
Lettland (ny)	0,0	+0,4	+0,4	+0,6	+0,6	Medel
Norge	4,0	0	0	0	0	Ej utbyggd
Litauen, Polen	1,3	0	0	0	0	Ej utbyggd
SE2–SE3 (intern)	8,0	+3,0	+1,5	+0,5	+0,5	Scenarioberoende
SE3–SE4 (intern)	6,5	+1,8	+2,3	+1,4	+2,9	Scenarioberoende
SE1–SE2 (intern)	3,3	0	0	0	0	Ej utbyggd

Den gränsöverskridande utbyggnaden är koncentrerad till korridorerna mot kontinentala Europa och Östersjöregionen, med de största investeringarna mot Finland, Danmark och Tyskland. Dessa fyra korridorer (inklusive Estland) byggs ut i varje scenario med endast begränsad känslighet för efterfråge- och kärnkraftsbana. Norge, Polen, Litauen och den interna SE1–SE2-länken byggs inte ut i något fall. Den finska utbyggnaden är stor men bör tolkas med försiktighet: den är känslig för finsk efterfrågetillväxt (särskilt från elektrifiering och P2X) och för den antagna potentialen för landbaserad vindkraft i Finland, vilka båda är osäkra.

Den interna SE2–SE3-korridoren är den mest scenarioberoende investeringen i tabellen och spänner från +0,5 GW i HighDem-fallen till +3,0 GW i LowDem-utan-kärnkraft. Mekanismen är att vindkraft i norr behöver nå last i söder när LowDem kombineras med ingen kärnkraft, men spelar en mindre roll när produktion ligger

närmare last (HighDem) eller när kärnkraft i SE3 tillhandahåller inhemsk försörjning.

Dessutom indikerar modelleringen ett värde i att samlokalisera nya utlandsförbindelser med havsbaserad vindkraftsutbyggnad i form av havsbaserade knutpunkter (offshore hubs). En kombinerad knutpunkt som utför både sammanlänkning och iland-koppling av havsvind fördelar kapitalkostnaden över två funktioner och förbättrar projektekonomi för båda.

Vid nuvarande (post-2020) kostnadsnivåer skulle den investeringsvolym som klarar det ekonomiska testet vara betydligt mindre. En jämförelse av modellerade flaskhalsintäkter per GW mot den årliga kostnaden för ny HVDC vid de två kostnadsnivåerna ger en användbar approximation: korridorerna med högst intäkter (Tyskland, Danmark och den interna SE3–SE4-länken i kärnkraftsfallen) klarar det ekonomiska tröskelvärdet vid båda kostnadsnivåerna, medan korridorerna med lägre intäkter (Lettland, Estland, delar av den finska utbyggnaden) klarar det vid historiska kostnader men inte vid nuvarande kostnader. HighTrans-resultaten bör därför läsas som en övre gräns för vad som för närvarande är ekonomiskt motiverat.

6.7 Effekter på det svenska systemet

Transmissionsutbyggnad omformar både den optimala svenska kapacitetsmixen och fördelningen av priser mellan elområdena.

6.7.1 Kapacitetsmix

Gaskapaciteten minskar i samtliga fyra fall (–1,1 till –1,8 GW), eftersom import under stressade timmar ersätter inhemsk topplast. Solel minskar betydligt i HighDem-fallen (–4 till –6 GW). Mekanismen är att svensk solproduktion korrelerar med kontinental solproduktion, så ytterligare transmission gör att systemet kan importera under timmar med låg solinstrålning snarare än att bygga inhemsk solel för att täcka dem, samtidigt som det pressar ned marknadsvärdet för svensk solel under de timmar då den producerar. Landbaserad vindkraft expanderar i LowDem-fallen (+1,5 till +5,1 GW) och når den modellerade potentialen i LowDemNUC, eftersom högre marknadsvärden i norr gör att projekt som var olönsamma under LowTrans blir lönsamma. I HighDem-fallen är potentialen för landbaserad vindkraft redan bindande under LowTrans, så tekniken kan inte expandera ytterligare.

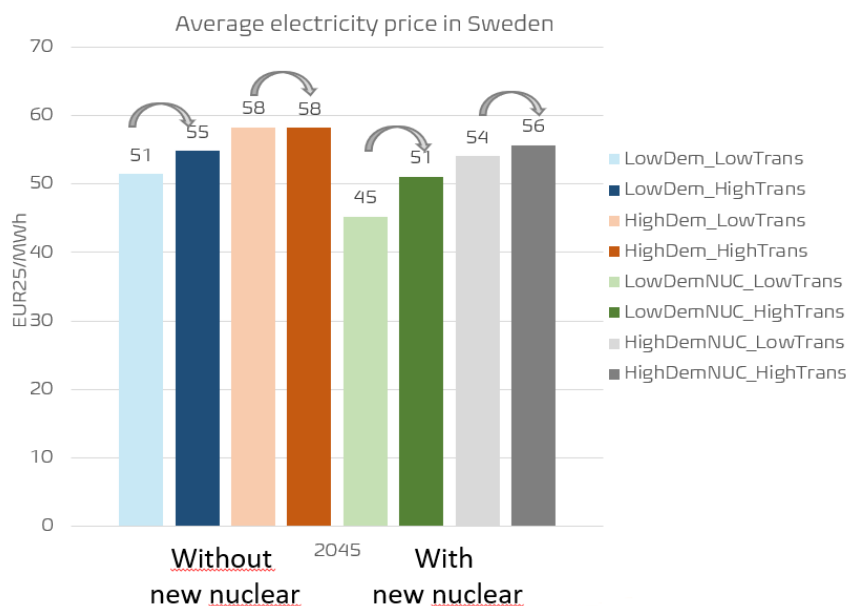
Tabell 5 Effekt av HighTrans på svensk installerad effektkapacitet 2045 (GW-förändring jämfört med LowTrans)

Teknik	LowDem	LowDemNUC	HighDem	HighDemNUC
Gas	–1,8	–1,1	–1,7	–1,7
Landbaserad vindkraft	+1,5	+5,1	0 (potential nådd)	0 (potential nådd)
Havsbaserad vindkraft	+1,7	+1,8	0	+1,1
Solel	–1,3	0	–5,7	–4,1
Batterier	–4,6	+2,6	–2,9	+0,3

Batteriresponsen är mindre rättfram. Batteriekonomin beror på de prisskillnader som tekniken kan utnyttja för arbitrage, både inom Sverige och mellan Sverige och grannländerna. Starkare transmission krymper interna svenska prisskillnader (vilket minskar batterivärdet) och utvidgar samtidigt åtkomsten till mer volatila kontinentala prisskillnader (vilket höjer värdet). Nettoeffektens riktning beror på vilken kanal som dominerar i ett givet scenario, och tabellen visar att detta varierar – batterier faller med 2,9–4,6 GW i icke-kärnkraftsfallen och stiger med 0,3–2,6 GW i kärnkraftsfallen.

6.8 Elpriser

Genomsnittliga svenska priser stiger måttligt under HighTrans i tre av fyra fall (+1,6 till +5,8 EUR/MWh) och är i stort sett oförändrade i HighDem. Det aggregerade genomsnittet döljer en viktigare omfördelning mellan elområden. HighTrans höjer priserna i SE1 och SE2 med ungefär 5 EUR/MWh i LowDem-fallen, medan SE3- och SE4-priserna lämnas nästan oförändrade. Mekanismen är att LowTrans pressar ned priserna i norr eftersom överskottsvindkraft inte kan nå efterfrågan i söder eller exportgränserna; HighTrans höjer priserna i norr genom att öppna den vägen.



Figur 46 Genomsnittliga elpriser i scenarier för 2045. Notera att kärnkraften subventioneras in och den kostnaden hamnar utanför elsystemet.

Gapet till Tyskland krymper men sluts inte. I LowDem faller gapet mellan svenskt genomsnitt och Tyskland från 13 EUR/MWh under LowTrans till 10 EUR/MWh under HighTrans; i LowDemNUC från 19 till 13 EUR/MWh; i HighDem-fallen stannar gapet kring 7 EUR/MWh, medan den i HighDemNUC sjunker från 11 till 9. Sverige behåller därmed en strukturell priss fördel under HighTrans, men dess storlek beror på efterfråge- och kärnkraftsbanan.

6.9 Effekter på det europeiska systemet och subventionsfrågan

6.9.1 Handelsbalans och export

HighTrans förändrar både omfattningen och riktningen på det svenska elutbytet.

Tabell 6 Svensk nettoexport av el 2045 (TWh)

Fall	LowTrans	HighTrans	Förändring
LowDem	+31	+42	+11
LowDemNUC	+48	+74	+26
HighDem	+2	-4	-6
HighDemNUC	+14	+14	0

Att lägga till ny kärnkraft i LowDem ökar den svenska nettoexporten med 17 TWh under LowTrans men med 32 TWh under HighTrans. Ungefär två tredjedelar av den tillkommande produktionen från ny kärnkraft i LowDem_HighTrans hamnar i export snarare än inhemsk konsumtion.

6.10 CO₂-effekter

HighTrans minskar de europeiska CO₂-utsläppen under båda modellerade åren, nästan uteslutande genom undanträngd gaseldad produktion.

Tabell 7 EU-växthusgasutsläpp, LowTrans vs HighTrans (Mt CO₂ekv)

Fall	2035 LT	2035 HT	Δ 2035	2045 LT	2045 HT	Δ 2045
LowDem	145,2	141,8	-3,5	100,2	98,2	-2,0
HighDem	143,4	140,6	-2,8	99,2	97,6	-1,6

Effekten minskar från 2035 till 2045 eftersom det europeiska systemet självt i allt högre grad ställs om till fossilfri produktion, vilket lämnar mindre fossil produktion att tränga undan. De svenska utsläppen minskar också med cirka 0,1 Mt per år båda åren.

Analysen omfattar enbart CO₂-effekter i el- och fjärrvärmesystemen. Ett bättre integrerat europeiskt energisystem kan därutöver bidra till en billigare integration av förnybar energi, lägre elpriser och därigenom en mer kostnadseffektiv och snabbare elektrifiering. Dessa effekter fångas endast delvis upp i analysen.

Utöver direkta CO₂-minskningar är HighTrans förknippat med en högre europeisk utbyggnad av variabel förnybar elproduktion, eftersom exportmöjligheten förbättrar den kommersiella lönsamheten på båda sidor av gränsen.

6.11 Subventionerad produktion

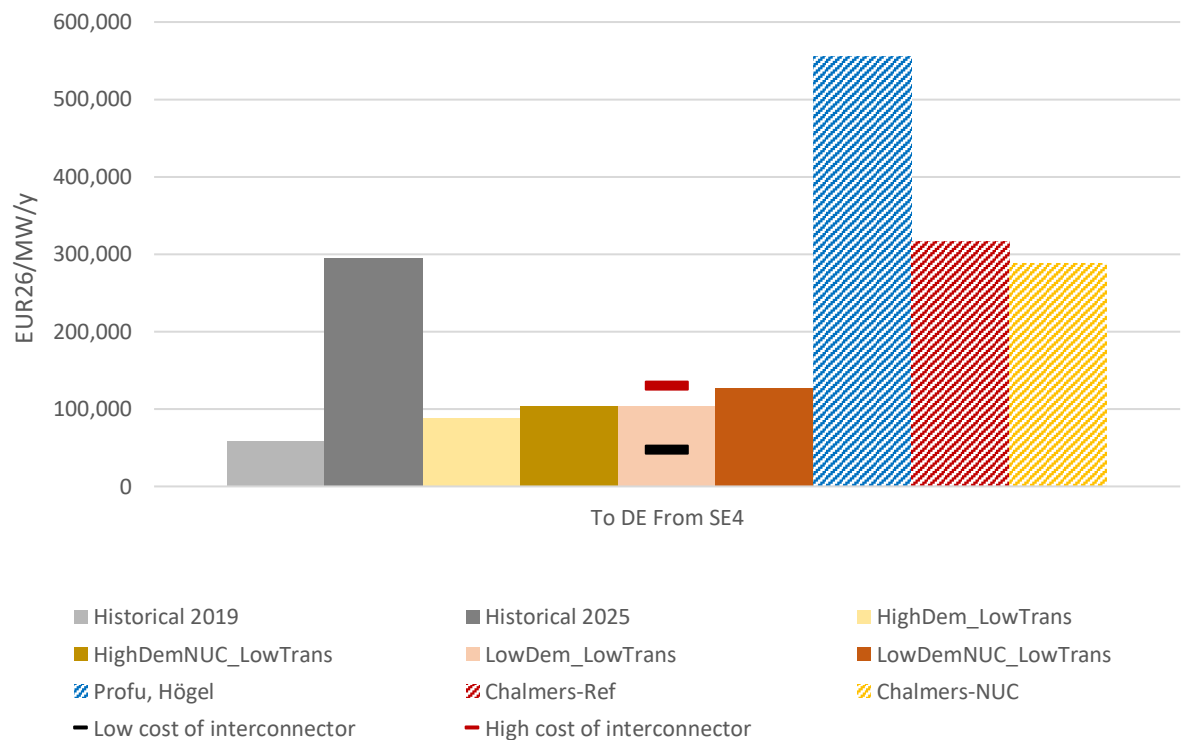
Marknadsvärdet för ny svensk kärnkraft 2045 är cirka 51–67 EUR/MWh över scenarierna, och för havsbaserad vindkraft kring 41–56 EUR/MWh¹. Båda ligger

under de kontraktpriser som för närvarande diskuteras i svensk politisk debatt för CFD-stödd nybyggnation.

När transmission byggs ut och en betydande andel av den ytterligare subventionerade produktionen exporteras snarare än konsumeras inhemskt – som är fallet i LowDem_HighTrans, där cirka två tredjedelar av ny kärnkraftsproduktion exporteras – finansierar Sverige i någon mening den el som används för att uppnå avkarboniseringsmål i grannländer.

6.12 Olika modelleringsresultat mellan Nepp-partnerna

Vid en jämförelse av modelleringsresultat mellan olika partner i Nepp-konsortiet blir det tydligt att det finns en stor variation när det gäller framtida flaskhalsintäkter på svenska utlandsförbindelser. Detta illustreras i Figur 47, som jämför modellerade flaskhalsintäkter för transmissionsförbindelsen mellan SE och DE.



Figur 47 Flaskhalsintäkter modellerade av olika Nepp-partner (EA, Profu och Chalmers) för en given transmissionskorridor 2045 (SE4 till DE). Historiska flaskhalsintäkter 2019 och 2025 visas som jämförelse.

6.13 Sammanfattning

Fem slutsatser framträder ur modelleringen.

1. Starkare sammanlänkning gynnar producenter och missgynnar konsumenter måttligt. Marknadsvärden för svensk landbaserad och havsbaserad vindkraft stiger med 1–6 EUR/MWh i de flesta HighTrans-fall, vilket stärker den kommersiella affärsmöjligheten för ny variabel förnybar elproduktion.

Genomsnittliga svenska grosspriser stiger med 0–6 EUR/MWh, koncentrerat till SE1 och SE2 snarare än SE3 och SE4. Starkare sammanlänkning överför därmed en del av den svenska prisfördelen från norra industriregioner till södra konsumenter, snarare än att höja priserna jämnt över hela landet.

2. Svenska priser förblir lägre än kontinentaleuropeiska priser 2045 i samtliga scenarier, inklusive HighTrans. Gapet mellan Sverige och Tyskland krymper men sluts inte. Beroende på efterfråge- och kärnkraftsbana är gapet 7–13 EUR/MWh under HighTrans, jämfört med 7–19 EUR/MWh under LowTrans. Den svenska strukturella prisfördelen bevaras därmed under ytterligare integration med kontinentala Europa.

3. Transmissionskostnaderna har ökat avsevärt sedan 2020, och det är en öppen fråga om de kommer att återgå. Nuvarande kostnadsnivåer förefaller vara en faktor 2 till 2,5 högre än historiska nivåer. Investeringsvolymerna i HighTrans baseras på den lägre, historiska kostnadsnivån; vid nuvarande kostnader skulle en stor del av utbyggnaden inte klara det ekonomiska testet. Detta talar för en försiktig strategi på kort sikt som prioriterar de mest värdefulla projekten (Tyskland, Danmark och den interna SE3–SE4-länken i kärnkraftsfall) och återbesöker det bredare programmet när kostnadsutvecklingen blir tydligare. Kostnaderna för nätanslutning av havsbaserad vindkraft har följt en liknande utveckling, vilket inte återspeglas i de modellerade havsvindvolymerna och som, om det internaliseras, skulle öka kostnaden för utbyggnaden av havsvind.

4. Starkare sammanlänkning bidrar till europeisk klimatomställning, men effekten avtar över tid. HighTrans minskar EU CO₂-utsläpp med 2,8–3,5 Mt per år 2035 och 1,6–2,0 Mt per år 2045, nästan uteslutande genom att tränga undan gaseldad produktion. Den avtagande effekten beror på att det europeiska elsystemet i allt högre grad ställs om till fossilfri produktion, vilket innebär att det finns mindre fossil produktion kvar att ersätta.

5. Transmission och subventionerad produktion samverkar på ett sätt som kräver uttrycklig politisk uppmärksamhet. Under HighTrans exporteras ny svensk kärnkraft i betydligt större utsträckning än under LowTrans – i LowDem-fallet hamnar ungefär två tredjedelar av den ytterligare kärnkraftsproduktionen utomlands. Om den stödda produktionen byggs på CFD-typiska kontrakt med ett kontraktpris över det modellerade marknadsvärdet, finansierar en växande andel av det offentliga stödet el som konsumeras i grannländer. Å andra sidan kan överföring minska behovet av offentligt stöd.

Fotnot

¹ När en uppskattad genomsnittlig transmissionskostnad för havsbaserade knutpunkter inkluderas (1–4 EUR/MWh beroende på scenario).

7 Några aspekter på den framtida designen av elmarknaden

Sammandrag

I detta kapitel beskrivs hur den europeiska och svenska elmarknaden gradvis har gått från en marknadsstyrd "Energy-Only"-modell till ett system där staten spelar en allt större roll genom olika stödmekanismer. Ursprungligen var tanken att elpriset och marknaden själva skulle skapa tillräckliga investeringar och säkerställa leveranssäkerhet, men utvecklingen visar att statliga stöd till elproduktion och till olika typer av flexibilitet i allt högre utsträckning blir en del av den europeiska elmarknadsmodellen.

I kapitlet diskuteras hur leveranssäkerhet och prisstabilitet hänger samman. Ett elsystem kan tekniskt undvika elbrist genom mycket höga priser som minskar efterfrågan, men att detta utifrån ett politiskt perspektiv, inte alltid ses som en acceptabel lösning.

Väderårsanalyser som genomförts inom ramen för detta projekt visar att framtidens elsystem blir mer väderberoende och att det kommer att bli tuffare att hantera utdragna perioder med låg vind och vattenkraft. Sådana situationer ställer andra krav på "reserver" än de mer kortvariga effektbristsituationer som ofta diskuteras och som det redan i dag finns politik för att möta.

En fråga som diskuteras är hur EU:s solidaritetsprincip kan påverka enskilda länders incitament att vidta kostsamma leveranssäkerhetshöjande åtgärder. Slutsatsen är att Europas elmarknad sannolikt kommer fortsätta utvecklas i spänningsfältet mellan fri marknad, nationell energipolitik och ökande statliga interventioner för att säkra elförsörjning och stabilisera elpriserna.

7.1 Nyckelbudskap

Elmarknaden rör sig bort från en ren marknadsmodell. En tydlig observation är att den traditionella "Energy-Only"-modellen håller på att ersättas av en modell med omfattande statligt stöd till investeringar i ny fossilfri elproduktion, energilager och efterfrågefleksibilitet. Leveranssäkerhet, industripolitik och klimatmål väger nu tyngre än tidigare principer om en elmarknad som kan fungera som andra marknader.

I framtiden kommer sannolikt mer fokus läggas på situationer med långvarig energiknapphet – inte som i dag främst på risken för kortvarig effektbrist
Väderårsanalyserna visar att framtidens elsystem i ökad utsträckning kommer att ställas på prov vid längre perioder med låg vind och vattenkraft. Då räcker inte kortsiktiga reserver som batterier eller gasturbiner med små bränslelager utan mer uthålliga resurser krävs i form av kraftvärmeverken och gasturbiner med

tillhörande bränslelager. Analysen pekar därmed på att energiknapphet över tid blir en central fråga för framtidens leveranssäkerhet.

EU:s gemensamma marknad skapar ett "free rider"-problem. En utmaning är att vissa länder kan dra nytta av andra länders investeringar i planerbar produktion och reserver genom import via den integrerade europeiska elmarknaden. Länder som investerar mycket i robust kapacitet får bära kostnaderna själva medan nyttan – lägre priser och högre leveranssäkerhet – delas med grannländerna. Detta riskerar att försvaga incitamenten för långsiktiga investeringar i leveranssäkerhet och skapa spänningar mellan nationell energipolitik och EU:s solidaritetsprincip.

7.2 Inledning

I det här kapitlet diskuteras hur elmarknadens design kan förväntas utvecklas på längre sikt. Med marknadsdesign avses normalt vilka lagar och andra regler som sätter ramarna för vad elmarknadsaktörernas agerande och beroende på vilka frågor som anses viktiga kommer olika regelverk var effektiva. Överstatliga EU bestämmelser reglerar även vilka beslut enskilda länders politiker får fatta. Val av elmarknadsmodell sätter i sin tur ramarna för vilka lagar och andra regler som är önskvärda.

Den elmarknadsmodell som infördes i Sverige och Norden från mitten av 1990-talet brukar benämnas en Energy-Only marknad (EO). Den grundläggande principen är att elmarknaden i princip kan fungera som vilken annan marknad som helst, samma konkurrensrättsliga regler gäller på elmarknaden som på andra marknader. Elpriset är den viktigaste informationsbäraren och ska säkerställa att det råder balans mellan utbud och efterfrågan på kort och lång sikt. Eftersom det krävs en omfattande koordinering av befintliga resurser för att elsystemet ska fungera skapades systemansvariga myndigheter men dessa ansvarar inte för att önskvärda investeringar görs utan deras roll är att koordinera befintliga resurser. Visionen var tydlig – elmarknaden skulle så långt som möjligt drivas av kommersiella beslut inte politiska.

EO marknaden är fortfarande den bärande principen i delar av regelverket, men det är tydligt att olika typer statliga stöd får ett allt större betydelse för utvecklingen inte minst när det gäller investeringar. I 2035 rapporten²⁷ diskuterades två olika visioner för elmarknaden:

Tudelad elmarknad

- Ett väl fungerande samhälle förutsätter ett robust elsystem med hög leveranssäkerhet och låga och stabila elpriser.
- Staten har ett avgörande ansvar för att styra elsystemet och elmarknaden.
- Klimat- och industripolitiska hänsyn väger tungt.
- Statens fokus är investeringar medan det är elmarknadens aktörer som organiserar handeln med el

²⁷ Elmarknaden 2035, en spaning mot framtiden, Energiforsk 2025

En etikett på denna vision är "politisk" och innebär att elmarknaden inte är som andra marknader.

Marknadsdriven utveckling

- Elmarknaden är en dynamisk marknad där aktörerna är snabba med att nyttiggöra ny teknologi och nya finansiella lösningar
- Fortsatt internationalisering via ökade fysiska utlandsförbindelser och internationell marknadskoppling
- Staten säkerställer dels snabba och förutsägbara tillståndsprocesser vid investeringar i produktion och elnät, dels effektiv konkurrens på elmarknaden.
- Aktiva elanvändare och kommersiellt drivna aktörerna skapar säker tillgång på el till konkurrenskraftiga priser

En etikett på denna vision är "kommersiell", elmarknaden är en marknad som andra.

I det här kapitlet ska vi fokusera på en aspekt av framtidens marknadsdesign - den hur vi kan förväntas skapa ett elsystem med en önskvärd leveranssäkerhet i en europeisk kontext. Nära kopplat till frågan om leveranssäkerhet är också frågan om prisstabilitet och ofta diskuteras dessa frågor skilt från varandra trots att de i realiteten hänger ihop.

Att planera för att lösa ett leveranssäkerhetsproblem genom att tillåta väldigt höga elpriser som trycker ner efterfrågan hos hushåll och industrier är för många inte likvärdigt med att bygga ett elsystem som klarar att förse elanvändarna med el till relativt stabila priser. För de som önskar går det att skydda sig mot volatila elpriser genom att teckna prissäkringskontrakt, antingen på de organiserade marknaderna eller bilateralt. Dessa möjligheter är dock begränsade och dessutom finns det sannolikt ett olyckligt samband mellan hög volatilitet i den underliggande produkten och en nedgång på de finansiella marknaderna, vilket vi inte minst såg under och efter energikrisen år 2022 i samband med Rysslands invasion av Ukraina²⁸. En gynnsam utveckling av marknader för långsiktiga prissäkringskontrakt en väldigt viktig del av en väl fungerande EO-marknad och något som inte nog kan betonas.

7.3 Hur säkerställs ett leveranssäkert elsystem och hur påverkar olika metoder elprisets volatilitet?

En intressant iakttagelse i 2035 arbetet var att de olika modellgrupperna hanterade reserver för utmanande driftfall olika. Genomgående för de olika modellerna var att de i ett första steg dimensionerade elsystemen för "normala väderår"²⁹. För att även klara utmanande driftsituationer (ovanliga händelser) adderade man resurser

²⁸ Lärdomar från energikrisen - en intervjustudie, Sweco 2024

²⁹ En närmare beskrivning av motiven till att systemet dimensioneras efter ett (eller ibland två) väderår finns i inledningen i kapitel 6.

i ett andra steg³⁰. I flera fall består dessa resurser av gasturbiner. Dessa gasturbiner är alltså inte lönsamma utifrån de elpriser som redovisas utan behöver finansieras utanför marknaden. Ett motiv till denna lösning är att modellutvecklarna bedömer att marknadens aktörer investerar baserat på förväntningar på genomsnittliga behov och priser inte baserat på de svårare driftfallen. En av modellgrupperna har löst behovet av "reserver" genom att anta att en betydande del av elanvändarna reagerar med att permanent använda mindre el när övriga resurser är uttömda och priserna höga, vilket är en mer renlärig tolkning av hur en EO-marknad är designad för att fungera.

Detta belyser skillnaden mellan en ren EO-marknad och en marknad där staten eller en av staten utsedd aktör svarar för leveranssäkerheten och vid sidan av den ordinarie elmarknader. Hur länder väljer att hantera behovet av "reserver" varierar och påverkas i hög grad av vilka alternativ som EU tillåter.

I Sverige är valet en av Svenska kraftnät upphandlad strategisk reserv. En central princip i nuvarande EU-regelverk är att de resurser som upphandlats på detta sätt inte får användas på ett sätt som påverkar prisbildningen på el. I detta fall hedrar EU principerna bakom en ren EO-marknad och argumenterar för att ekonomiskt stöd till viss elproduktion är ett ingrepp i marknaden som ska undvikas. En effektreserv påverkar risken för roterande lastbortkopplingen men gör inget för att dämpa elpriset vid brist. Reserven ligger utanför marknaden och principer som styr EO -marknaden gäller fortfarande.

Inom ramen för EU-regelverket är det också möjligt att införa en så kallad marknadsomfattande kapacitetsmekanism. Skillnaden jämfört med en effektreserv är betydande. Detta är ett kraftfullt verktyg som innebär att staten kan bestämma hur mycket kapacitet som ska finnas i elsystemet men man gör det på ett konkurrensneutralt sätt. Den extra kapaciteten som mekanismen skapar sänker elpriserna men i tillägg till elpriset betalas en kapacitetspremie av elkunderna.

Det har diskuterats att införa en marknadsomfattande kapacitetsmekanism i Sverige³¹ men hittills har bedömningen varit att nackdelarna är större än fördelarna. Ett problem, bland flera, som lyfts upp är att kostnaderna för en marknadsomfattande kapacitetsmekanism hamnar på svenska elkonsumenter medan fördelarna (mer resurser i systemet och lägre elpris) sprids inom ett större geografiskt område via elhandel.

Det finns ett starkt legalt ramverk inom EU för att länderna ska agera solidariskt i en kris. Grundtanken är att elen ska gå till den som betalar bäst och minst 70 procent av överföringskapaciteten ska hållas tillgänglig för handel. Det är endast vid risk för allvarliga störningar i elförsörjningen som handel får begränsas (högt elpris räknas inte dit).

³⁰ Det finns variationer mellan grupperna hur detta görs. Profu bestämmer mängden reservkapacitet redan i investeringsmodellen genom ett "kapacitetsvillkor".

³¹ Svenska kraftnäts rapport "Framtidens kapacitetsmekanism för att säkerställa resurstillräckligheten" 2023. Den statliga Elmarknadsutredningens betänkande "Spänning i tillvaron – hur säkrar vi vår framtida elförsörjning?" 2025.

Ett tredje sätt att stärka leveranssäkerheten är att subventionera planerbar elproduktion. Sverige har som bekant långtgående planer på att subventionera ny kärnkraft. Sverige har också nyligen beslutat om "Kraftlyftet", ett program vars syfte är att stärka leveranssäkerheten och möjliggöra anslutning av ny elanvändning. Stödet är utformat som ett investeringsstöd och kan ges till biobränsleeldad kraftvärme, gasturbiner småskalig vattenkraft samt tekniker för lagring av el och värme om dessa är i direkt anslutning till anläggningar som producerar förnybar el. Stödet förväntas främst gå till åtgärder i södra Sverige där behoven bedöms vara störst. Stödet kan uppgå till 5 miljarder kronor under 2026³².

Resurser som finansieras genom det statliga kärnkraftsprogrammet eller Kraftlyftet kommer inte att behöva hållas utanför marknaden på motsvarande sätt som de resurser som finansieras inom ramen för en strategisk reserv utan tillåts ha en dämpande effekt på elpriset. Samtidigt har samma invändningar rests när det gäller det planerade statliga kärnkraftstödet som restes mot en marknadsomfattande kapacitetsmekanism det vill säga att kostnaderna för subventionerna hamnar på svenska elkonsumenter eller skattebetalare medan fördelarna (mer resurser i systemet och lägre elpris) sprids inom ett större geografiskt område via elhandel³³. Vi återkommer till detta i avsnitt 8.3.

En uppdaterad EU-förordning som syftar till att ytterligare underlätta för medlemsländerna att subventionera efterfrågefleksibilitet och energilagring³⁴ förväntas träda i kraft i januari 2027. Detta öppnar för ytterligare möjlighet för medlemsländerna att stärka leveranssäkerheten med riktade insatser. Det kommer således inte saknas möjligheter för olika länders regeringar att bedriva en aktiv politik på området.

Från den här korta genomgången är det ganska tydligt att EO-marknadens principer inte längre väger tyngst varken inom EU eller i Sverige.

7.4 Risken för effekt och energibrist i det svenska elsystemet

Ett viktigt arbete som har gjorts av modellgrupperna inför 2045-studien är de utvecklade väderårsanalyserna. Dessa presenteras ingående i andra delar av denna rapport (kapitel 4). Vi ska bara här lyfta upp några slutsatser från det arbetet som är särskilt viktiga här.

I korthet innebär väderårsanalyserna att det elsystem som modellerna räknar fram och som är baserat på ett normalt väderår utsätts för många olika års väderdata. Syftet är att fånga upp hur det framtida elsystemet kan förväntas klara längre perioder av exempelvis vattenbrist i kombination med lite vind.

³² Regeringens pressmeddelande 16 december 2025.

³³ Bl.a. LO, KI och E.ON framförde sådana synpunkter. Samtliga remissvar finns samlade hos Regeringskansliet under diarienummer Fi2024/01624.

³⁴ Förordningen GBER (General Block Exemption Regulation)

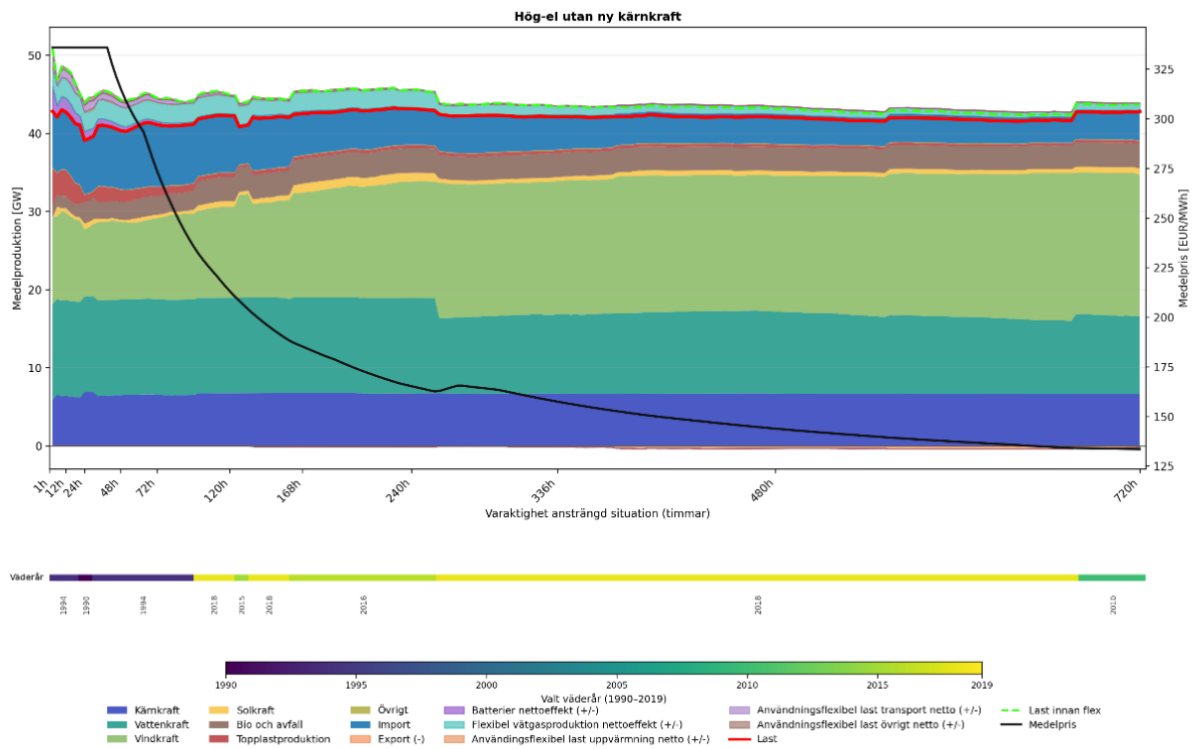
Figur 48 nedan illustrerar hur olika ansträngda situationer i elsystemet – här definierade som perioderna med högst elpris sammanvägt för hela Sverige – hanteras över olika tidsskalor, från en timme upp till en månad (720 timmar). Längst till vänster är den mest ansträngda timmen följt av de mest ansträngda två timmarna och så vidare. Färgskalan under respektive graf visar från vilket väderår som perioden härstammar.

Om vi ser till den mest utmanande situationen ”snabb utveckling utan kärnkraft” ser vi att samtliga tidsskalor kräver reduktion i vätgasproduktion, topplastproduktion (gasturbiner) och betydande import. Efterfrågefleks och energilagrar bidrar med knappt 10 GW under timmen med högst elpris. Försörjningssituationen är utan tvekan ansträngd under dessa perioder.

Topplastproduktion är här ett resultat av investeringsmodellens kapacitetskriterium. Däremot modelleras inte tillgången till bränslelager för gasturbiner och kraftvärme. Risken för ytterligare störningar i exempelvis existerande kärnkraft eller i transmissionssystemet har inte beaktats i modelleringen.

I den andra vågskålen bör noteras att Profu i sina analyser inte har antagit att de höga elpriser som kan förväntas kommer att leda till att elkunder i Sverige väljer att dra ner på sin elanvändning exempelvis genom att sänka inomhustemperaturen eller stänga fabriker.

Motsvarande situation med ny kärnkraft visar liknande resultat men betydligt lägre behov av import.



Figur 48 Hur elsystemet kan förväntas lösa svåra driftsituationer. Profu

Det som är särskilt intressant med väderårsanalyserna är att det sätter fokus energibristrisken i det framtida elsystemet. Hittills har frågan om behovet av reserver främst handlat om kortvariga bristsituationer som kan lösas med exempelvis gasturbiner med små bränslelager, med batterier eller med billig efterfrågefleksibilitet. Vad dessa analyser visar är att det framtida elsystemet kan behöva helt andra reserver exempelvis stora bränslelager i anslutning till kraftvärmeverken och i anslutning till gasturbiner. Det sätter också fingret på frågan om import vid ansträngda situationer särskilt långvariga energibristsituationer. Profus modellering indikerade att det fanns stora volymer import att tillgå under dessa situationer men det finns inga möjligheter att med säkerhet veta det.

7.5 Några tankar om den europeiska elmarknadens design i framtiden

Under 1990- och tidigt 2000-tal präglades EU:s energipolitik i hög grad av tron på marknadsliberalisering. Målet var att skapa en integrerad europeisk elmarknad där konkurrens och välutvecklade marknadsplatser skulle ge tillräckliga investeringssignaler för ny produktion och effektiv resursfördelning. Staten skulle i huvudsak skapa reglerna, medan marknaden skulle stå för investeringarna.

Statsstöd har betraktats som något som i grunden skulle begränsas för att skydda konkurrensen på den inre marknaden. Enligt fördraget om Europeiska unionens funktionssätt (FEUF) är statligt stöd som snedvrider konkurrensen i princip förbjudet. Samtidigt innehåller fördraget flera undantag, som ger EU-

kommissionen möjlighet att godkänna stöd som anses främja utvecklingen av vissa näringar eller samhällsviktiga mål. Det är denna bestämmelse som i praktiken har blivit den juridiska grunden för dagens omfattande stöd till energisektorn.

Under de senaste åren, bland annat baserat på erfarenheter från energikrisen efter Rysslands invasion av Ukraina, har det skett en gradvis omtolkning av statsstödsreglerna. I stället för att primärt fokusera på att minimera statlig intervention har EU-kommissionen i allt högre grad börjat väga in klimatmål, industripolitik, elektrifiering och leveranssäkerhet i sina bedömningar.

7.5.1 Solidaritetsprincipen och "free rider" problematik

Enligt artikel 194 i FEUF har medlemsländerna rätten att själva bestämma över sin energimix, alltså vilka energikällor de vill använda. Det EU gör är att reglera handeln mellan länderna genom att verka för att flaskhalsar inom och mellan länderna ska minska och en fri gränsöverskridande handel ska ske genom integrering av spotmarknader och balansmarknader. Det finns det ett starkt legalt ramverk för att länderna ska agera solidariskt i en kris. Grundtanken är att elen ska gå till den som betalar bäst och det är endast vid risk för allvarliga störningar i elförsörjningen som handel får begränsas – höga elpriser är inte tillräckligt.

Denna struktur skapar dock potentiellt ett nationalekonomiskt "free rider"-problem. En sida av problemet är att ett land kan ha incitament att underinvestera i dyr planerbar kapacitet och i stället förlita sig på import från grannländer under perioder av resursbrist. För att motverka detta har EU etablerat flera kontrollmekanismer:

- ERAA (European Resource Adequacy Assessment) är en återkommande probabilistisk analys av resurstillräcklighet i olika medlemsstater och regioner.
- Nationella tillförlitlighetsstandarder är juridiskt definierade nivåer för accepterad risk för brist. Tre begrepp är centrala:
 - Loss Of Load Expectation (LOLE) som i Sverige är beslutad till max 1 timme per år,
 - Expected Energy Not Served (EENS), som är ett mått på hur mycket energi som det förväntas handla om,
 - samt Value Of Lost Load (VOLL) som anger vad bristen kostar samhället.
- Tid (h), omfattning (MW) och kostnad (kr) beskriver tillsammans hur risken för leveransstörningar påverkar och vilka åtgärder som kan vara motiverade. I dessa beräkningar ingår inte elanvändning som "frivilligt" uteblir till följd av höga eller extremt höga elpriser.

Trots dessa mekanismer finns argument för att dagens marknadsdesign innehåller strukturella svagheter när det gäller långsiktiga investeringsincitament för leveranssäkerhet och prisstabilitet. Kontrollmekanismerna så som de tillämpas fokuserar dessutom i dagsläget främst på risken för bortkoppling och inte andra

negativa konsekvenser för samhället exempelvis extrema elpriser kortare perioder vid effektbrist eller höga elpriser under längre perioder vid energibrist.

Konsekvensen av nuvarande regler är att länder som investerat betydande resurser i planerbar produktion och reserver inte nödvändigtvis skyddas från höga priser. Samtidigt kan länder med lägre egen kapacitetsmarginal i praktiken dra nytta av omkringliggande systems robusthet. Detta försvagar incitamenten för enskilda stater att upprätthålla säkerhetsmarginaler och påverkar dessutom incitamenten att bygga bort flaskhalsar mellan länderna negativt. Detta är den andra sidan av "free rider problematiken"

En annan invändning gäller relationen mellan statsstödsregler och förebyggande investeringar i leveranssäkerhet. EU-kommissionen kräver i regel att medlemsstater kan påvisa konkreta marknadsmisslyckanden eller identifierade bristrisker innan omfattande statliga stödmekanismer godkänns. Detta kan göra det svårt för enskilda länder att proaktivt bygga upp reservmarginaler utan att komma i konflikt med konkurrensreglerna.

7.5.2 Framtiden

Den europeiska elmarknaden har under de senaste två decennierna utvecklats från en modell med stark tilltro till energi only-marknader mot ett system där statlig intervention spelar en allt större roll. Resultatet har blivit en gradvis framväxt av olika former av statliga stödmekanismer, inklusive kapacitetsmarknader, CFD-kontrakt, strategiska reserver och riktade investeringsstöd. Samtidigt skiljer sig medlemsstaternas energipolitiska prioriteringar fortfarande markant åt. Vissa länder prioriterar planerbar produktion som kraftvärme, kärnkraft och vattenkraft medan andra fokuserar på snabb expansion av förnybar elproduktion i kombination med ökad marknadsintegration och importkapacitet.

EU:s nuvarande marknadsmodell kan därför beskrivas som en kompromiss mellan konkurrensrätt, klimatpolitik, industripolitik och nationell energisuveränitet. Så länge medlemsstaterna har fundamentalt olika syn på prisvolatilitet och hur leveranssäkerhet bör säkerställas kommer systemet sannolikt att präglas av återkommande justeringar, nationella särlösningar och ett växande behov av samordnad kapacitetsplanering.

Historiskt fanns i Norden ett system som innebar att en "inträdesbiljetten" för att få tillträde till den gemensamma handelsplatsen var att man kunde visa att man bidrog till de önskvärda energi- och effektreserver som man gemensamt kommit fram till behövdes. Systemet fungerade både inom landet och gränsöverskridande inom Norden. Det är emellertid svårt att se hur en sådan modell skulle kunna implementeras på den europeiska elmarknaden i och med den "unbundling" som skett mellan nät, produktion och elhandel.

Ett alternativ som ibland diskuteras är harmoniserade europeiska kapacitetsmekanismer för olika regioner. I en sådan modell skulle elanvändare i en region, exempelvis Norden samt länderna kring Östersjön betala en obligatorisk avgift som innebar ett skydd mot höga elpriser under perioder systemet är hårt

belastat. Medlen skulle därefter användas för att finansiera planerbar kapacitet, reserver och andra resurser som bidrar till systemets leveranssäkerhet. Syftet skulle vara att skapa en tydligare ekonomisk kompensation till de aktörer och regioner som investerar i robust systemkapacitet.

Realismen i att ett sådant förslag skulle kunna implementeras kan diskuteras. Ett troligare scenario är snarare att Europas elmarknad kommer att fortsätta att utvecklas i spänningsfältet mellan marknad och statliga investeringsstöd vägleda av länders olika visioner om framtiden. Ett av de medel som åtminstone Sverige själv förfogar över är investeringar i utlandsförbindelser. I Sveriges fall bestämdes i slutet av 1990-talet att det kräver regeringen tillstånd för dessa. Beslutet föregicks av en utredning där just frågan om Sveriges möjligheter att bedriva en självständig energipolitik var i fokus³⁵. Bland annat framfördes som skäl till beslutet att staten behövde kunna säkerställa att nya exportkablar inte försämrade Sveriges effektbalans eller tillgång till el i ansträngda lägen. Man oroade sig för att kommersiella aktörer annars kunde prioritera export även när det uppstod bristsituationer i Sverige. I kapitel 6 diskuteras värdet av att bygga ut utlandsförbindelserna.

³⁵ SOU 1996:49 Regler för handel med el

8 Systemkostnader - Vad kommer det att kosta?

Sammandrag

Kapitlet diskuterar kring frågeställningen "vilket elsystem är billigast" och görs med utgångspunkt från scenarier för 2045 med respektive utan ny kärnkraft. Inledningsvis diskuteras vad som ingår i begreppet systemkostnader och det konstateras att begreppet "systemkostnader" i detta sammanhang måste tolkas brett. I realiteten är det två olika system som jämförs vad avser prisvolatilitet, landanvändning, nettoexport och inte minst riskexponering.

Även de faktorer som kan analyseras av modellerna innehåller stora osäkerheter och där särskilt frågan om vad olika tekniker kommer att kosta påverkar kalkylen.

Ett jämförande exempel visar att 6 GW ny kärnkraft ger högre kostnader när man främst beaktar fasta och rörliga kostnader för själva produktionssystemet, men också lägre prisvariationer och större nettoexport. En slutsats är att i valet mellan olika elsystem bör, utöver denna typ av beräkningar, också olika riskprofiler vägas in. Kärnkraft innebär stora investerings- och byggnadsrisker, medan ett system utan kärnkraft innebär ett större beroende av väderberoende produktion och andra flexibilitetsresurser. Samtidigt krävs omfattande investeringar i vindkraft, lagring och flexibilitet i samtliga scenarier. Olika risker och kostnader måste alltså vägas mot varandra.

8.1 Nyckelbudskap

Skillnaderna mellan scenarier handlar mer om risk än om stora kostnadsskillnader. De modellerade elsystemen i rapporten skiljer sig framför allt åt genom vilka risker samhället väljer att ta. Ett system med mer kärnkraft innebär exempelvis högre investerings- och byggnadsrisker, medan ett system utan ny kärnkraft blir mer beroende av väderberoende produktion och andra resurser som stärker systemets robusthet. Samtidigt krävs omfattande investeringar i vindkraft, lagring och flexibilitet i samtliga scenarier. Osäkerheter kring teknikkostnader, räntor och framtida marknadsutveckling är dessutom ofta större än själva skillnaderna i beräknade systemkostnader.

Landbaserad vindkraft är grunden i alla scenarier – skillnaden ligger i kompletterande teknik. I samtliga analyser är landbaserad vindkraft den dominerande nya elproduktionen. Det som främst skiljer scenarierna åt är vilka tekniker som byggs ut utöver detta, exempelvis kärnkraft, havsvind, solkraft, batterier eller gasturbiner. Valet av teknikmix påverkar bland annat behovet av lagring, nätutbyggnad, import/export och hur känsligt systemet blir för prisvariationer och väderförhållanden.

De totala investeringarna är stora men hanterbara i ett samhällsperspektiv.

Utbyggnaden av elsystemet fram till 2045 kräver mycket stora investeringar, men nivåerna är jämförbara med andra stora svenska infrastruktursatsningar som transportnät och försvar. Samtidigt är det svårt att jämföra totala systemkostnader mellan olika modeller eftersom de inkluderar olika typer av kostnader. Dessutom fångas inte alla samhällskostnader fullt ut, exempelvis markkonflikter, avfallshantering, importberoende och kostnader kopplade till prisvolatilitet.

8.2 Inledning

I den energipolitiska debatten diskuteras ofta vilket elsystem som ger lägst och mest stabila elpriser. Bakom dessa frågor ligger dock mer grundläggande frågor om kostnader, risker och hur dessa ska fördelas mellan olika aktörer. Det är relevanta frågor, men svårare att besvara än de först kan verka. För att jämförelser mellan olika elsystem ska bli meningsfulla behöver flera saker klargöras, till exempel vad som räknas in i begreppet kostnad, vilken tidshorisont som avses, för vilken geografisk region beräkningarna görs och hur osäkerheter och risker värderas.

I detta kapitel försöker vi göra två saker. För det första klargöra vad systemkostnader är, vad som ingår i modellanalyserna och vad som typiskt lämnas utanför. För det andra visa storleksordningar för de svenska investeringar som behövs fram till 2045, och resonera kring vad som skiljer olika utvecklingsvägar åt. Vi rangordnar inte kraftslag mot varandra. Vårt fokus är på de fysiska investeringar som behövs och de osäkerheter som omger dem.

Nepp-projektet har använt fyra olika modellverktyg från Chalmers, Ea Energianalyse (EA), Profu och Quantified Carbon (QC). Verktygen har olika geografiska systemgränser, olika målfunktioner och olika antaganden om allt från räntor till väderår. Det betyder att deras totala systemkostnadssiffror inte är direkt jämförbara. Vi har därför valt att fokusera på nyinvesteringarna i Sverige, vilket grupperna kan rapportera mer jämförbart, och illustrerar storleksordningarna genom ett konkret exempel i avsnitt 8.3 snarare än genom en bred sammanställning av modellresultat.

Kapitlet hänger ihop med flera andra kapitel i rapporten. Elprisutvecklingen behandlas mer ingående i kapitel 5, marknadsdesign i kapitel 7, och tidsaspekter på utbyggnaden i kapitel 9.

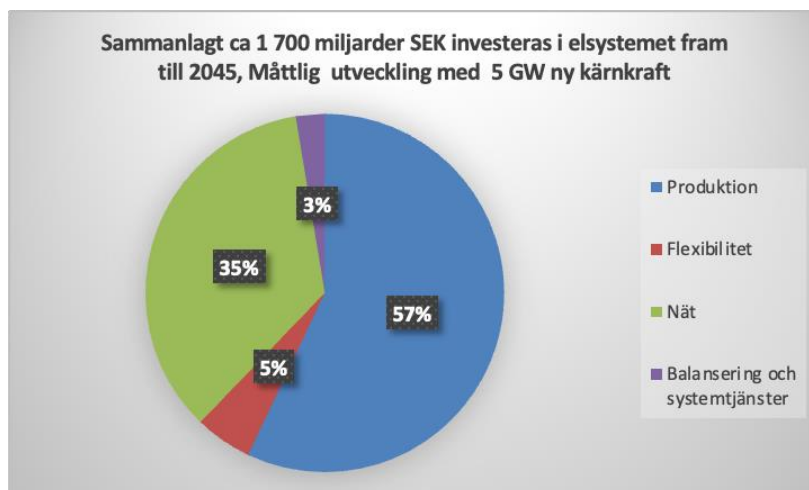
8.3 Vad menar vi med systemkostnader?

För att svara på den frågan måste man först svara på vad syftet med studien är. Oftast handlar det om att jämföra två olika elsystem med varandra. Detta kan göras utifrån ett rent forskningsmotiv för att lära sig mer om olika typer av elsystem och som ett komplement till mer tekniska betraktelser. Systemkostnader kan också analyseras som en del av en bredare samhällsekonomisk analys inför

större statliga beslut, exempelvis beslut om nedläggning av kärnkraft eller beslut om statligt stöd till ny kärnkraft. Beroende av syftet kommer analysen se olika ut.

Inför diskussionerna om eventuell förtida avveckling av kärnkraften under sent 1980-talet var exempelvis ett stort fokus riktat på konsekvenserna för elintensiv industri och frågan om ett ökat importberoende av fossila bränslen. Oberoende av syfte är det svårt att undvika att studera summan av alla investeringar och driftkostnader som krävs för att tillhandahålla el i ett givet scenario. Detta inkluderar kapitalutgifter för ny produktionskapacitet, lagring och flexibilitet, investeringar i transmissionsnät, fasta och rörliga driftkostnader, bränslekostnader, samt kostnader och intäkter för utlandshandel.

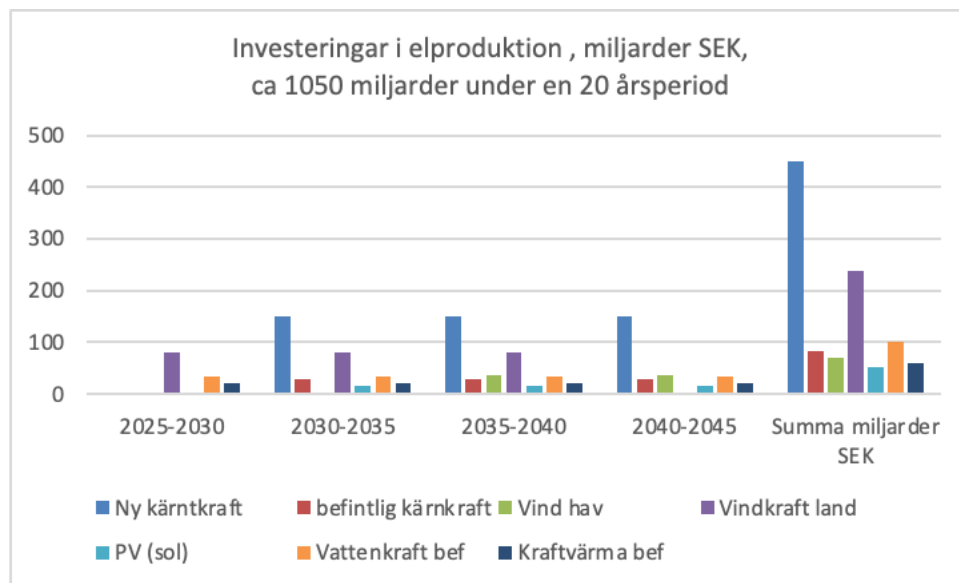
Vi väljer i detta kapitel att redovisa kostnaderna fördelade på fyra kategorier för att tydliggöra vad som ingår och inte i de analyser som gjorts. För att ge en bild av vilka storheter vi talar om har vi sammanställt vilka investeringar som kan väntas ske i elsystemet de närmaste 20 åren, det vill säga fram till 2045, Figur 49. Uppskattningen baseras på flera olika källor och innehåller betydande osäkerheter men syftet är att visa på storleksordningar.



Figur 49 En uppskattning av investeringsvolymen i elsystemet fram till 2045. Scenario måttlig utveckling med 5 GW ny kärnkraft, flera olika källor³⁶.

I Figur 50 nedan återfinns enbart investeringarna i produktion.

³⁶ Investeringar i ny produktion och reinvesteringar i kärnkraft QC, investeringar i flexibilitet EA och Chalmers 2035 rapporten, Kostnader Appendix A1 Mistrarapport och QC, Nät Svenka kraftnät och Energiföretagen. Balansering och systemtjänster egna bedömningar.



Figur 50 Uppskattning av investeringar i elproduktion fram till 2045, scenario måttlig utveckling med 5 GW ny kärnkraft, fler olika källor.

8.3.1 Tekniskostnader för produktion

Den första och oftast största posten är investerings- och driftkostnader för själva elproduktionen. För varje typ av produktionsanläggning behöver tre faktorer kvantifieras: investeringsutgiften (€/MW eller kr/MW), finansieringskostnader (som beror på kalkylränta och förväntad ekonomisk livslängd), samt drift- och underhållskostnader, inklusive bränsle och CO₂-pris för fossilbränsleeldade anläggningar.

Investeringsutgiften är en engångskostnad som behöver fördelas över anläggningens ekonomiska livslängd för att kunna jämföras med löpande kostnader. Denna omvandling görs ofta genom att använda annuitetsmetoden: investeringen multipliceras med en annuitetsfaktor som beror på ränta och livslängd, vilket ger en årlig kapitalkostnad.

Som exempel kan en havsbaserad vindpark med investeringskostnad 3 miljarder €, livslängd 25 år och en real ränta på 5 % ges en årlig kapitalkostnad på cirka 210 miljoner €/år. Med fasta driftkostnader på 2,5 % av investeringen tillkommer ytterligare 75 miljoner €/år. Den totala årliga kostnaden för anläggningen blir då omkring 285 miljoner €/år.

För hela systemet summeras motsvarande kostnader för alla anläggningar, plus rörliga drift- och bränslekostnader och nettoeffekten av utlandshandel. Ett sådant kostnadsåtgångs mått är värdefullt, men för att kunna jämföra olika kostnadsalternativ behöver man också uppskatta vilka andra eventuella investeringar som behöver göras för olika alternativ för att ha likvärdig funktionalitet eller risknivå i systemet som helhet.

Ofta jämförs den genomsnittliga produktionskostnaden för olika kraftslag med varandra med måttet Levelized Cost of Energy (LCOE). LCOE är helt enkelt den

totala årliga kostnaden delat med den förväntade elproduktionen per år. LCOE är intressant för att jämföra produktionskostnader, men ger inte hela bilden eftersom värdet av elproduktion vid en given tidpunkt speglas av elpriset, och det är stor skillnad i vilket elpris "capture price" olika produktionsslag faktiskt erhåller under sin livstid.

8.3.2 Nätkostnader

Den andra kategorin är investeringar och drift av transmissionsnätet — stamnät, regionnät och utlandsförbindelser. Modellgrupperna behandlar nätet på olika sätt: EA Energianalyse och Chalmers modeller beaktar delvis transmission som en del av optimeringen, medan i Profus och QC:s modeller är transmissionsinvesteringar indata som baserade på offentligt tillgängliga långsiktiga nätutvecklingsplaner för att uppskatta behovet av elnät.

Region- och lokalnät ligger typiskt utanför modellanalyserna men är en stor del av de totala nätkostnaderna i ett samhälle.

8.3.3 Balanseringskostnader

Den tredje kategorin är kostnader för att balansera elsystemet och här brukar ingå aktörernas kostnader för att hantera obalanser (eller undvika dem), direkta kostnader för stödtjänster som upphandlas och aktiveras av Svenska kraftnät, samt kostnader som påförs aktörerna direkt genom exempelvis anslutningsavtal vars syfte är att säkerställa frekvens- och spänningsstabilitet.

Dessa kostnader har historiskt varit små i förhållande till produktions- och nätkostnader. Enligt rapporten "Elsystemets stabilitet" (Energiforsk 2025) är kostnaderna för frekvensrelaterade stödtjänster stigande men utgör fortfarande en mindre del av de totala systemkostnaderna. SVK:s kostnader för stödtjänster är en del av kostnaderna, en annan är de kostnader som de balansansvariga aktörerna har för att hantera prognososäkerheten i perioden mellan köpbuden läggs på Elspot och själva leveranstimmen. I takt med att andelen väderberoende produktion ökar förväntas balanseringskostnaderna växa i betydelse, även om de sannolikt förblir små jämfört med produktions- och nätinvesteringar de närmaste tio åren. En indikation på dessa kostnaders betydelse är att påslaget på spotpriset som både större och mindre elanvändare betalar och som ska täcka elleverantörens kostnader för balansrisken, avgifter till SVK och försäljningsomkostnader har stigit kraftigt de senaste 20 åren. Trots det uppgår dessa kostnader (som lägst) till cirka 10 procent av elpriset och cirka 5 procent av den totala kostnaden inklusive nät³⁷.

8.3.4 Andra kostnader

Det finns faktorer som inte fångas till fullo i de modellberäkningar som gjorts men som kan vara avgörande för vilka vägval som görs. Hit hör landkonflikter, som är aktuella både för vindkraft (lokalt motstånd, påverkan på närliggande fastigheter) och för transmissionsledningar (markintrång). I analyser begränsas både hur fort

³⁷ Lägsta påslag enligt Elpriskollen är knappt 5 öre/kWh för ett spotpriskopplat elavtal till en privatkund.

och till vilken gräns olika tekniker kan byggas ut, men sådana bedömningar är svåra att göra. Hit hör också avfallsfrågor, framför allt för kärnkraft men i mindre utsträckning även för andra tekniker. Importberoende är en energisäkerhetsfråga som inte fångas i marginalkostnadsbaserade modeller; ett system som är beroende av import under stress kan vara samhällsekonomiskt sämre även om det är billigare i en optimeringskalkyl. Prisvolatilitet är en fjärde aspekt: även om genomsnittspriserna är likartade mellan system kan variationen vara väsentligt olika, vilket har betydelse för industri och hushåll, men också för hur marknaden kan förväntas fungera.

Lärkurvor, alltså effekten av att kostnader för en teknik faller över tiden när erfarenhet och installerad kapacitet växer har stor betydelse för vilka investeringar som är attraktiva i framtiden. Lärkurvor är inte symmetriska mellan tekniker; solceller, batterier och i viss mån landvindkraft har visat brant fallande kostnader över de senaste två decennierna, medan kärnkraft i västvärlden inte har haft samma positiva utveckling. Vilken lärlkurva man antar för framtiden kan vara avgörande för slutsatser om relativa kostnader 2045 och framåt.

Även konstruktionsriskerna skiljer sig mellan tekniker. Stora kapitalintensiva investeringar med långa byggtider innebär andra typer av risk än mindre, modulära investeringar med snabb idrifttagning. Investeringar i ny kärnkraft binder kapital under kanske 10 år innan den första produktionen levereras, medan en vindpark eller solpark kan förväntas leverera el inom några år från beslut. Det påverkar både den finansiella risken för investeraren och samhällsekonomins flexibilitet att korrigera kursen om förutsättningarna ändras.

Vi prissätter inte dessa kostnader i kapitlet men återkommer till dem som kvalitativa skillnader i avsnitt 8.4.

8.4 Varför resultatskillnader mellan modeller behöver tolkas försiktigt

Modellgruppernas redovisade systemkostnader skiljer sig på sätt som inte är slumpmässiga utan speglar systematiska skillnader i metod och antaganden. Små skillnader i investeringskostnader, avskrivningstid och kalkylränta får stor betydelse för slutresultatet, särskilt för kapitalintensiva tekniker. Antaganden om utbyggnadsmöjligheter för billig landvind, eller om förutsättningarna att bygga ut vätagaslager och värmelager, påverkar också utfallet.

Vilka kostnader som inkluderas varierar mellan grupperna. Vissa modeller inkluderar nätkostnader endogent, andra inte. Kostnader för energilager och efterfrågefleksibilitet finns ibland med, ibland inte. Vissa grupper optimerar hela det europeiska elsystemet per scenario, vilket innebär att antaganden om utvecklingen i grannländerna påverkar resultaten för Sverige. Andra grupper antar att Europa utvecklas oberoende av svenska val. Vilket eller vilka väderår som används som grund för dimensioneringen av energisystemet påverkar också optimal mix och därmed rapporterade kostnader.

Kapitalkostnader för befintliga anläggningar påverkar inte de beräkningar som görs i energisystemmodellerna utan betraktas som "sunk cost", varför fokus normalt läggs på skillnader mellan scenarier snarare än på absoluta nivåer. Detta är en pedagogiskt viktig poäng och en av anledningarna till att vi i nästa avsnitt fokuserar på skillnaden mellan två konkreta scenarier snarare än på totala systemkostnader.

8.4.1 Ett exempel som belyser storleksordningen

För att illustrera vad som faktiskt skiljer mellan olika utvecklingsvägar, och vilka antaganden som har störst betydelse för slutresultatet, jämför vi i detta avsnitt två konkreta scenarier från Ea Energianalyse körningar för 2045. Båda scenarierna utgår från en måttlig efterfrågeutveckling och en utbyggnad av utlandsförbindelser i nivå med dagens planerade investeringar. Den enda skillnaden i ingående parametrar är att det ena scenariot förutsätter att 6 GW ny kärnkraft kommer i drift i SE3 mellan 2035 och 2045, medan det andra inte gör det.

Tabell 8 visar den tillkommande kapaciteten i Sverige mellan 2025 och 2045 i två olika scenarier. Landbaserad vindkraft byggs ut omfattande i båda scenarierna, från dagens cirka 17 GW till 31–35 GW. Skillnaderna mellan systemen handlar primärt om vad som adderas ovanpå denna vindkraftsbas.

Tabell 8 Tillkommande kapacitet i Sverige 2025–2045 i EA:s scenarier med måttlig efterfrågeutveckling och nu planerad utbyggnad av utlandsförbindelser, samt nettoexport 2045. Källa: EA Energianalyse (2026)

	Utan ny kärnkraft	Med 6 GW ny kärnkraft
Landvind	+17,2 GW	+13,6 GW
Havsvind	+1,7 GW	0 GW
Sol	+5,0 GW	0 GW
Ny kärnkraft	0 GW	+6,0 GW
Batterier	+11,5 GW	0 GW
Gasturbiner	+1,6 GW	+0,9 GW
Nettoexport 2045	31 TWh	48 TWh

Mönstret är slående. Ny kärnkraft i Sverige ersätter en bred uppsättning andra investeringar: 3,6 GW landvind, 1,7 GW havsvind, 5,0 GW sol, 11,5 GW batterier och 0,7 GW gasturbiner. Sammantaget ersätter 6 GW kärnkraft alltså över 22 GW annan kapacitet i Sverige – vilket speglar att kärnkraften har högre kapacitetsfaktor och producerar jämnare över året. Dessutom ersätter kärnkraften även produktion utanför Sveriges gränser vilket resulterar i att nettoexporten från Sverige ökar med 17 TWh per år (se nedan). Att batteriinvesteringarna minskar så mycket hänger samman med solkraften: lönsamheten för batterier drivs i hög grad av dagliga prisvariationer från sol, och med mindre sol blir batterierna mindre attraktiva.

EA har summerat hur detta påverkar systemkostnaderna genom att räkna samman alla intäkt- och kostnadsposter – kapitalkostnader, rörliga produktionskostnader, import- och exportintäkter samt flaskhalsintäkter – visar en merkostnad för 6 GW

ny kärnkraft i intervallet 620–850 miljoner € per år, beroende på antagen ekonomisk livslängd (60 eller 40 år) och givet de antaganden om kärnkraftens investeringskostnader som genomgående används i den här studier. Om räntekostnader under byggtiden adderas växer merkostnaden med ytterligare 760–1000 miljoner € per år³⁸. Chalmers tidigare analyser pekar på samma storleksordning, med ett spann på 660–1490 miljoner € per år beroende på modell och antaganden (Källa Mistra-rapport 2025).

Utslaget på den svenska elanvändningen om cirka 240 TWh per år 2045 i det analyserade scenariot motsvarar merkostnaden cirka 3–5 EUR/MWh. Det är viktigt att notera att det är merkostnaden fördelad på all el som förbrukas i ett system där kärnkraften utgör en begränsad del. Ser man enbart på produktionskostnaden per kWh, mätt som LCOE, är kärnkraft väsentligt dyrare än till exempel landbaserad vindkraft vid centrala kostnadsantaganden. De två måtten mäter olika saker och båda behövs för att ge en fullständig bild. Exemplet fångar inte alla skillnader i kostnader (eller nyttor), men ger en känsla för proportioner; det är en märkbar men inte dramatisk skillnad i förhållande till de elprisnivåer som modellerna indikerar (50–70 EUR/MWh).

Kanske ännu viktigare än de kostnadsskillnader som modellen ger är det faktum att siffrorna vilar på antaganden som är förenade med betydande osäkerhet. Kärnkraftens investeringsutgift är det enskilt mest betydelsefulla antagandet. Energimyndighetens känslighetsanalys där investeringskostnaden varierar med ±15 % gör att kärnkraften antingen byggs ut omfattande eller inte alls.

Vidare fångas inte kostnader och andra aspekter som diskuterades i avsnitt 8.3 som landanvändning, avfall, intrång i landskapet, energisäkerhet, prisvolatilitet, lärlkurvor och risk. Dessa skiljer sig mellan systemen men prissätts inte i modellerna.

8.4.2 Andra skillnader än bara kostnader

Två system med samma totalkostnad kan ändå vara olika i andra viktiga avseenden. Vi lyfter här fram fyra dimensioner som skiljer mellan exempelscenarierna.

Lager och flexibilitet ser olika ut. Scenariot utan ny kärnkraft kräver betydligt mer batterier i Sverige (en skillnad på över 11 GW) och något mer elektrolysörer, för att hantera vädervariationer. I scenariot med ny kärnkraft är behovet av batterier mindre, eftersom kärnkraftens jämnare produktion täcker en del av variationen. Batteriernas fallande kostnader gör att effektbrist under kortare perioder sannolikt hanteras allt billigare framöver. Den mer svårlösta utmaningen är energibrist under längre perioder med låg vind och låg tillrinning, som varken batterier eller efterfrågeflexibilitet kan hantera fullt ut.

³⁸ Resultaten baseras på den Nepp-analys som rapporterades 2025. CAPEX för kärnkraft antas vara 6,94 MEUR24/MW (7,36 MEUR24/MW inklusive ränta under byggnationen). WACC (real) på 5 % antas. Källa: <https://www.regeringen.se/rattsliga-dokument/departementsserien-och-promemorior/2024/08/finansiering-och-riskdelning-vid-investeringar-i-ny-karnkraft/>

Nettoexporten skiljer sig. Båda scenarierna är nettoexportörer 2045, men exporten är 17 TWh större med ny kärnkraft. Sverige producerar i det fallet betydligt mer än landet konsumerar och blir en större exportör. Det är värdefullt i ett europeiskt perspektiv men innebär också att svensk elproduktion är mer exponerad för utlandsefterfrågan och utländska priser.

Landanvändning skiljer sig i karaktär. Scenariot utan ny kärnkraft har 3,6 GW mer landvind, 1,7 GW mer havsvind och 5 GW mer sol, vilket innebär större markanvändning för förnybar elproduktion och fler havsetableringar. Skillnaderna skulle ha blivit ännu större om inte exporten ökar med 17 TWh i kärnkraftsalternativet. Scenariot med ny kärnkraft har i stället koncentrerad användning av ett begränsat antal platser i SE3.

Prisvolatiliteten skiljer sig också. Ny kärnkraft tenderar att dämpa elprisernas variation över dygnet och säsongen, eftersom kärnkraften producerar relativt jämnt. Men kanske mer betydelsefullt är att kärnkraften bidrar till att göra elsystemet mindre känsligt för variationer i blåst och nederbörd mellan olika "väderår". Förekomsten av sådana perioder och effekterna på elpriset diskuteras i flera andra kapitel i denna rapport.

Till dessa modellfångade skillnader kommer de externa dimensionerna som behandlades i 8.3: avfallsfrågan för kärnkraft, lokal acceptans för vindkraft och transmission, energisäkerhet, lärlkurvor och konstruktionsrisker. Inget av detta är prissatt i underlaget.

8.4.3 Vilka antaganden har störst betydelse?

Tre antaganden står ut som särskilt betydelsefulla för slutresultatet i den jämförelse vi gjort.

Kärnkraftens investeringsutgift, kalkylränta och förväntade ekonomiska livslängd samverkar multiplikativt. Spannet mellan optimistiska och pessimistiska antaganden för enbart kärnkraften är större än skillnaden mellan systemen vid centrala antaganden.

QC har i sin systemanalys (Quantified Carbon 2025) varierat flera centrala parametrar, bland annat investeringskostnader, ränta, efterfrågan och teknikrestriktioner. Som mått använder QC den totala årliga kostnaden för det svenska kraftsystemet (annuiterade investeringar, drift, bränsle och nettoimport av el från grannländer) delat med svensk elanvändning. Detta är inte detsamma som elpriset på spotmarknaden, men speglar vad varje förbrukad kilowattimme genomsnittligt behöver bära i kostnader för att systemet ska gå ihop. Vid centralt antagande ligger denna systemkostnad på cirka 46 EUR/MWh, och i flertalet känslighetsfall mellan 41 och 52 EUR/MWh. Den spridningen är väsentligt större än skillnaden mellan "med" och "utan" ny kärnkraft i ett enskilt scenario, och illustrerar hur flackt optimeringslandskapet är: små förändringar i ingångsantaganden kan flytta vilken teknikmix som ser ut att vara optimal, utan att totalkostnaden ändras särskilt mycket.

Landvindens verkliga kostnader. I modellerna används investeringsutgifter kring 1,3 miljarder kronor per GW för landvind. Om externa kostnader (lokal acceptans, finansiella kostnader för att säkra priser) räknades in skulle den effektiva kostnaden bli högre. Samtidigt är landvinden så kostnadseffektiv att den dominerar i båda systemen. En uppvärdering av dess kostnader påverkar båda scenarierna ungefär lika mycket och alltså inte kostnadsskillnaden mellan dem.

Havsvindens kostnader. Danska Energistyrelsen reviderade nyligen upp havsvindens kostnader baserat på erfarenheter från senaste upphandlingarna. Detta påverkar scenariot utan ny kärnkraft mer (där havsvinden är större) och minskar kostnadsskillnaden mellan systemen.

8.5 Är det billigare med eller utan ny kärnkraft?

Frågan i rubriken är den som ofta ställs i den offentliga debatten. Det ärliga svaret är att den inte kan besvaras säkert i förväg. Utfallet av en investering med 40–60 års livslängd kan rimligen bara bedömas i efterskott, och även då är det svårt eftersom det kontrafaktiska aldrig prövas. Vad vi däremot kan säga med rimlig grad av säkerhet är att de två systemen, med respektive utan ny kärnkraft, skiljer sig systematiskt. Skillnaderna handlar inte bara om kostnader utan om importberoende, prisvolatilitet, landanvändning, behov av lager och flexibilitet, samt riskprofil.

Modellresultaten är någorlunda samstämmiga på några punkter. Landvind dominerar nyinvesteringarna i alla rimliga scenarier. Ny kärnkraft ersätter främst investeringar i havsvind, sol och batterier. Vid kostnadsantaganden i nivå med de som används i finansieringsutredningen är kostnadsskillnaden mellan systemen och till kärnkraftens nackdel men skillnaderna är modesta, åtminstone ställt i relation till inneboende osäkerheter i analysen.

Kärnkraftens kostnader är särskilt svåra att bedöma, eftersom det handlar om nya reaktortyper som inte tidigare byggts i Europa. De EPR-projekt som genomförts har blivit två till fyra gånger dyrare än ursprungliga kostnadsuppskattningar. Små modulära reaktorer (SMR) framförs som ett alternativ med bättre kontroll över byggtider och utgifter, men erfarenheten är fortfarande begränsad. Även beprövad teknik som havsvind har osäker kostnadsutveckling, vilket den danska revideringen visar. Räntan har en stark hävstångseffekt på kapitalintensiva tekniker: skillnaden mellan 5 % och 10 % real ränta motsvarar enligt Chalmers cirka 50 % i levelized cost för kärnkraft, och även havsvinden påverkas betydligt. Gasturbiner påverkas marginellt eftersom bränslekostnaden dominerar deras totala produktionskostnad.

Vad detta betyder för en beslutsfattare är inte att modellerna saknar värde, utan att svaren är villkorade. Modellresultaten indikerar kostnadsskillnader som visserligen kan växa snabbt vid förändrade kostnadsantaganden, men som i de flesta fall är små i förhållande till de totala investeringar som krävs i elsystemet. Samtidigt handlar det om betydande belopp som kräver långsiktiga

investeringsbeslut och tydliga prioriteringar. För att sätta storleksordningen i perspektiv omfattar Trafikverkets nationella plan för transportinfrastruktur cirka 80–90 miljarder kronor per år, försvarsbudgeten omkring 120 miljarder kronor per år och Svenska kraftnäts investeringsplan cirka 15 miljarder kronor per år. Våra skattningar indikerar att investeringarna i det svenska elsystemet kan uppgå till omkring 80–90 miljarder kronor per år under de kommande två decennierna.

Ny kärnkraft förutsätter under nuvarande marknadsförutsättningar någon form av statligt stöd, eftersom investeringsrisken inte bärs av marknaden. Utformningen och konsekvenserna av att EU har givit möjligheter för medlemsländerna att ge ekonomiskt stöd och riskavlyft till investeringar i elproduktion och energilagring, med mera diskuteras i kapitel 7. Vad det betyder för kostnadsjämförelsen är att en del av den ekonomiska risken förskjuts från investerare till elkunder och skattebetalare, vilket kan ändra den samhällsekonomiska kalkylen utan att den modellerade systemkostnaden gör det.

Valet handlar i hög grad om vilka risker man föredrar att exponera sig för. Ett system med ny kärnkraft är exponerat för risken att den första generationen reaktorer blir betydligt dyrare än förväntat. Ett system utan ny kärnkraft är än mer beroende av att ny landbaserad vindkraft faktisk får tillstånd och att den nya vätgasindustrin investerar i stora vätgaslager, vilket är en annan typ av risk. Båda systemen har kostnader och risker men av olika karaktär. Den största osäkerheten i kärnkraftsalternativet är vad det kostar att bygga anläggningarna och hur lång tid det tar. Den största osäkerheten i alternativet utan ny kärnkraft är att ett elsystem dominerat av väderberoende kraftslag i kombination med efterfrågefleksibilitet och energilagring ännu inte fullt ut har testats i praktiken i något land eller region av mer ekonomisk betydelse.

Hur stor volatiliteten faktiskt blir, och hur viktigt den är, är också svårbedömt. Om våra grannländer ökar andelen väderberoende kraftproduktion vilket tycks sannolikt, samtidigt som överföringskapaciteten till dessa länder stärks, så kommer variationen i svenska elpriser vara stor även i ett system med ny kärnkraft. Kostnaden av prisvolatilitet är osäker och beror av elmarknadens utformning och likviditet. Välfungerande finansiella marknader minskar kostnaderna för prissäkring.

En slutsats som följer av detta är att det när det specifikt gäller ny kärnkraft kan vara klokt att börja i mindre skala och bygga erfarenheter innan beslut om större satsningar fattas. Det är en hållning förenlig med ett robusthetstänkande, där man undviker att göra irreversibla val baserade på antaganden som kan ändras snabbt. Samtidigt pekar många på vikten av ett koordinerat program som ett sätt att hålla kostnaderna i schack. Därtill kommer nya slutförvaringslösningar, bränslelogistik som tjänar på att utbygganden sker i större skala.

Den största kostnadsrisken för det svenska elsystemet är sannolikt inte vilken teknik som väljs, utan att utbyggnaden går för långsamt eller är felsynkroniserad med efterfrågan.

9 Ledtider för energiomställningen

Sammandrag

I detta kapitel analyseras hur ledtider påverkar möjligheterna att bygga ut det svenska elsystemet i den takt som krävs i Nepps scenarier till 2045. Fokus ligger på samspelet mellan ledtider, genomförandegrad och behovet av ny elproduktion.

Resultaten visar att ledtider redan idag utgör en viktig begränsning för elsystemets utveckling. För flera kraftslag bedöms den utbyggnadstakt som krävs vara svår att uppnå med dagens förutsättningar. Särskilt ny kärnkraft och vindkraft bedöms utmanande att bygga ut i den takt som krävs enligt scenarierna.

Analysen visar också att det inte räcker att fokusera på hur mycket kapacitet som behöver tas i drift varje år. Långa ledtider och högt bortfall innebär att nya projekt måste initieras långt innan kapaciteten behövs. Bortfallet beror inte bara på avslag i tillståndsprocesser, utan också på exempelvis låg förväntad lönsamhet, osäker marknadsutveckling och politisk osäkerhet. I åtminstone två av scenarierna finns redan en investeringsskuld, det vill säga ett underskott av projekt som redan borde ha initierats för att framtida behov ska kunna mötas.

Känslighetsanalyser visar att varken kortare ledtider eller högre genomförandegrad var för sig räcker för att skapa en jämn och realistisk utbyggnadstakt. För att möjliggöra energiomställningen krävs därför en kombination av åtgärder: kortare och mer förutsägbara tillståndsprocesser, bättre samordning mellan elproduktion och elnät, stabila investeringsvillkor samt hög och uthållig projektinitering över tid.

9.1 Nyckelbudskap

Långa ledtider och högt bortfall hindrar elektrifieringen. Många energiprojekt tar lång tid att genomföra och en stor andel realiserar aldrig. Det innebär att ny kapacitet inte byggs ut i den takt som krävs för att möta framtidens elbehov.

Det finns redan en investeringsskuld. För att nå framtida utbyggnadsnivåer hade fler projekt behövt initieras redan för flera år sedan. Eftersom ledtiderna är långa är det svårt att snabbt kompensera för denna eftersläpning i efterhand.

Samordning mellan elproduktion och elnät krävs. Ny elproduktion kan inte byggas ut utan tillräcklig nätkapacitet. Bristande samordning mellan produktion och elnät riskerar därför att skapa förseningar och förlänga ledtiderna i hela elsystemet.

9.2 Inledning – Ledtider som systembegränsning

Syftet med detta kapitel är att belysa hur ledtider påverkar elsystemets utveckling mot 2045, ledtidernas konsekvenser för omställningen samt åtgärder som kan

bidra till att korta ledtiderna. Analysen bygger på ett Nepp-arbete som genomförts av IVL Svenska Miljöinstitutet och Profu under 2024–2026³⁹.

I kapitel 2 beskrivs de tre Nepp-scenarierna över elefterfrågeutvecklingen fram till 2045. De scenarier som beskrivs i kapitel 3 visar hur elproduktionen behöver utvecklas till 2045 för att möta olika nivåer av elefterfrågan. För att bedöma genomförbarheten av scenarierna krävs kunskap om ledtider för olika kraftslag och om dessa är förenliga med den planerade utbyggnaden. Ledtiderna riskerar annars att bli en begränsande faktor för elektrifieringen.

För scenariot "Måttlig utveckling" analyseras även hur mycket ny produktionskapacitet som årligen behöver initieras för att scenariot ska kunna realiseras. Analysen bygger på en kombination av behov av elproduktion i det scenariot samt antaganden om ledtider och genomförandegrad. Analysen visar att långa ledtider och låg genomförandegrad innebär att stora projektvolymerna behöver initieras långt innan kapaciteten behövs i drift, och att det redan idag finns en investeringsskuld.

9.3 Begreppen ledtid, genomförandegrad och utbyggnadstakt

Med **ledtid** avses den totala tiden från att ett projekt initieras till dess att det tas i drift. I kapitlet har vi valt att dela in ledtiderna i följande tre faser:

1. **Planering:** Detta omfattar förstudier, tidig projektering och dialog samt inledande utredningar. Planeringsfasen avgränsas i analysen till tiden för påbörjad förstudie fram till att projektet går in i tillståndsprövning genom en begäran om samråd. Projektägaren har stor rådighet över denna fas.
2. **Tillståndsprövning:** Denna fas inkluderar samråd, fortsatta och fördjupade utredningar, yttranden, kompletteringar, förhandling och eventuella överklaganden. Startpunkt är från begäran om samråd och slutpunkt är lagkraftvunnen dom. I den här fasen har verksamhetsutövaren mindre kontroll över både ledtid och genomförandegrad.
3. **Etablering:** Fasen omfattar investeringsbeslut, byggnation, anslutning till elnät samt idrifttagande. Etableringsfasen sträcker sig från lagkraftvunnen dom till dess att anläggningen tas i drift och börjar leverera el (eller överföra el i fallet med elnät). Projektägaren har relativt stor rådighet över etableringsfasen.

Utöver ledtid är även **genomförandegraden** för ett projekt relevant, alltså andelen initierad projektvolym som faktiskt tas i drift. Låg genomförandegrad innebär ett högt **bortfall** av initierade projekt. Ledtider och genomförandegrader har sedan analyserats i förhållande till behovet av **utbyggnadstakt** i de olika 2045-scenarierna. Med utbyggnadstakt avses den årliga nettoökningen (ny minus avvecklad) av installerad effekt i det svenska elsystemet som krävs i respektive scenario. Hur mycket ny kapacitet som tillförs över tid beror därmed på:

³⁹ Resultaten finns publicerade i Nepp resultatblad 6/2025 samt Energiforsks rapport 2026:1185

- Initierad årlig projektvolym (GW)
- Genomförandegrad (%)
- Ledtid från projektinitering till driftsättning (år)

9.4 Ledtider för elproduktion, vätgaslager och elnät

I Tabell 9 redovisas ledtiderna för olika elproduktion samt för vätgaslager och elnät. Ledtiderna är resultat av en kombination av litteraturgenomgång, intervjuer och inspel från en workshop med representanter för energi- och elnätsföretag inom ramen för Nepp i januari 2026.

Tabell 9. Ledtider (år) för studerade produktionsslag, vätgaslager samt elnät.

	Planering	Prövning	Etablering
Ny kärnkraft	2–10	2–6	5–15
Kraftvärme	1–3	1–8	1–5
Vind (land)	1–4	3,5–9,5	3–5
Vind (havs)	1,5–2	9–13	1–5
Solceller (mark)	2–5	1–3	1–1,5
Gasturbiner	Totalt 3–10		
Vätgaslager	1–2	1,5–3	3,5–5
Elnät	0–4	0,5–2	2–6

Ledtiderna varierar kraftigt mellan olika tekniker och även inom ett enskilt produktionsslag. Särskilt vindkraft och ny kärnkraft uppvisar både mycket långa ledtider och stor variation. För vindkraften är tillståndsprövningen mest tidskrävande. Detta gäller speciellt för havsbaserad vindkraft (9–13 år). Ny kärnkraft bedöms kunna innebära längre ledtider kopplat till planering (2–10 år) och etablering (5–15 år).

Åtminstone för planerings- och prövningsfaserna bedöms mediantiderna ligga i de nedre delarna av intervallen. Tiderna för etableringsfasen förutsätter att det finns möjlighet till nätanslutning. Om nätanslutning saknas kan ledtider för elnätsutbyggnad bli styrande och därmed förlänga etableringsfasen.

Det bör betonas att olika delar av ledtiderna inte alltid sker sekventiellt. Flera steg kan överlappa eller genomföras parallellt, vilket innebär att den totala ledtiden inte kan förstås som en enkel summering av olika faser. I stället bestäms den av hur faserna samverkar och i vilken utsträckning de kan drivas parallellt.

Flaskhalsar uppstår ofta i tillståndprocesser och i tillgången till nätkapacitet. I vissa fall kan även aspekter som lokal acceptans och kommunala beslut spela en avgörande roll. Sammantaget innebär detta att ledtider inte bara är en teknisk eller administrativ fråga, utan ett resultat av samspelet mellan flera olika faktorer.

9.5 Ledtider i relation till utbyggnadsbehovet

För att illustrera genomförbarheten i de analyserade 2045-scenarierna har en så kallad "trafikljusbedömning" tagits fram. Den baseras på samspelet mellan tre faktorer: behovet av ny kapacitet, uppskattade ledtider och bedömd genomförandegrad. Tillsammans avgör dessa hur mycket ny kapacitet som realistiskt kan tillföras över tid. Genom att relatera detta till det utbyggnadsbehov som följer av scenarierna kan en indikativ bedömning göras av genomförbarheten.

Bedömningen redovisas i form av tre kategorier:



- Behov av hög till mycket hög utbyggnadstakt
- Lång ledtid och/eller låg genomförandegrad
- Behov av hög utbyggnadstakt
- Osäker bedömning av ledtid och/eller genomförandegrad
- Behov av låg utbyggnadstakt
- Kort ledtid och/eller hög genomförandegrad

Resultaten av trafikljusbedömningen redovisas i Tabell 10 för samtliga scenarier med ny kärnkraft. Bedömningen baseras på installerad effekt i scenarierna samt uppskattade ledtider och genomförandegrader för olika kraftslag.

Tabell 10 Installerad effekt (GW) vid olika tidpunkter, enligt Nepps tre scenarier med ny kärnkraft.

	2020	2025	FÖRDRÖJD				MÄTLIG				SNABB			
			2030	2035	2040	2045	2030	2035	2040	2045	2030	2035	2040	2045
Vattenkraft	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7	17,2	18,2	18,7	18,7	17,2	18,2	18,7	18,7
Befintlig kärnkraft	7,7	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9
Ny kärnkraft	0	0	0	0	2,3	3,6	0	0	2,3	3,6	0	0	2,3	3,6
Kraftvärme	3,0	2,8	2,3	2,2	2,0	2,2	2,2	2,0	1,7	2,0	2,3	2,8	2,5	2,6
Industri mottryck	1,2	1,2	1,4	0,8	0,8	0,8	1,3	0,9	0,9	0,8	1,5	0,9	0,9	0,9
Gasturbiner	1,8	1,6	3,1	4,5	4,3	3,3	4,4	4,2	4,0	3,1	6,3	8,5	8,4	7,4
Landvind	11,0	17,5	17,5	21,2	22,6	23,9	22,5	30,3	30,3	32,3	22,5	33,1	33,1	36,1
Havsvid	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	2,1	3,4	5,2	5,2
Solceller på mark	0,3	2,0	3,0	3,0	3,0	3,0	4,5	4,7	4,7	4,7	12,9	19,4	19,4	21,6
Solceller på tak	1,0	4,0	5,5	7,0	8,0	9,0	6,0	7,0	8,0	9,0	6,0	7,0	8,0	9,0

Vattenkraften byggs inte ut, men i "Snabb utveckling" och "Måttlig utveckling" antas en viss effekthöjning. Osäkerheten är relativt liten, men utmaningar kopplade till miljörättslig omprövning motiverar grön gul färgkodning för de scenarierna. **Ny kärnkraft** bedöms mycket osäker i samtliga scenarier (rött). **Landbaserad vindkraft** har fått rött ljus i "Snabb utveckling" och "Måttlig utveckling", både på grund av långa ledtider och sjunkande beviljandegrad. I "Fördröjd utveckling" bedöms utbyggnaden vara mer realistisk. **Havsbaserad vindkraft** byggs endast ut i "Snabb utveckling" och bedöms mycket osäkert. **Solel på mark** går från osäkert (gult) i "Snabb utveckling" till grönt i "Fördröjd utveckling". **Solel på tak** får gult ljus i samtliga scenarier eftersom utbyggnaden är mycket stor. **Gasturbiner** mer än fördubblas mellan 2025 och 2030 i samtliga scenarier, vilket bedöms utmanande beaktat hög global efterfrågan och långa leveranstider.

År 2045 har inga röda bedömningar gjorts, då det är så långt fram i tiden att det bör finnas tid att åtgärda dagens ledtider. Samtliga resultat ovan avser scenarierna med ny kärnkraft. Scenarierna utan ny kärnkraft innebär i stället större påfrestning på andra kraftslag, exempelvis havsbaserad vindkraft i scenariot "Snabb utveckling" utan ny kärnkraft, alternativt att exporten minskar, som i scenariot "Fördröjd utveckling" utan ny kärnkraft.

Trafikljusbedömningen utgör en kvalitativ, sammanvägd och förenklad bedömning. Syftet är att tydliggöra var de största utmaningarna finns och därmed bidra till en bättre förståelse av vilka delar av elsystemets utveckling som kan kräva särskilda åtgärder.

9.6 Nya projekt måste initieras för att undvika investeringskuld

Analysen av ledtider, genomförandegrader och utbyggnadsbehov visar att en hög utbyggnadstakt inte enbart handlar om hur mycket kapacitet som tas i drift varje år, utan också hur mycket ny projektvolym (GW) som initieras. Eftersom ledtiderna i många fall är långa och genomförandegraden inte är 100 procent krävs att en betydande mängd projekt initieras i god tid innan kapaciteten behöver tas i drift.

Detta innebär att det finns ett behov av att kontinuerligt initiera nya projekt i en takt som motsvarar – eller överstiger – den långsiktiga utbyggnadstakten. En låg initieringstakt under en period kan få effekter långt fram i tiden, eftersom det tar flera år innan nya projekt resulterar i färdig kapacitet. Möjligheterna att i efterhand kompensera för en sådan eftersläpning är begränsade, särskilt för kraftslag med långa ledtider.

Genomförandegraden spelar också en central roll. Eftersom inte alla initierade projekt realiserar krävs en högre initierad projektvolym än vad som motsvarar den önskade utbyggnaden i drift. Detta förstärker behovet av en hög och stabil initieringstakt över tid och är särskilt relevant för vindkraft där genomförandegraden är låg.

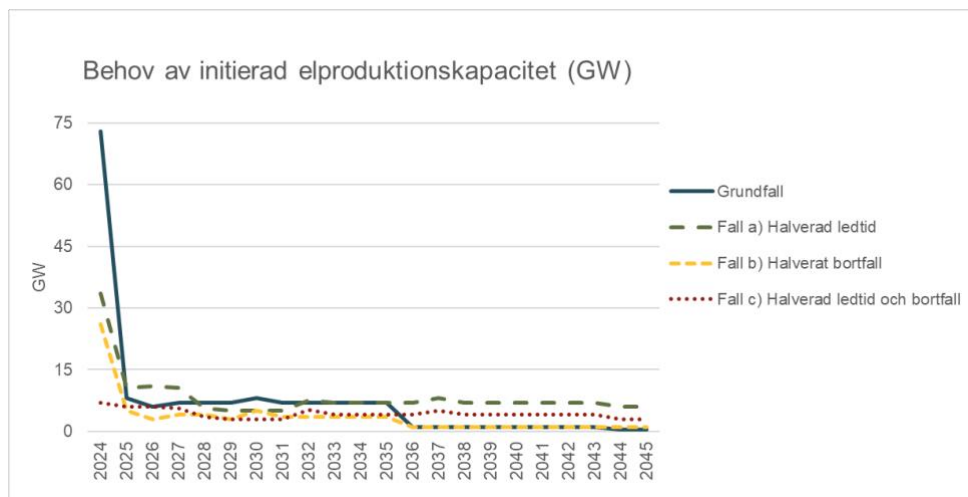
Om initieringstakten under en längre period understiger den nivå som krävs uppstår en investeringskuld. Med detta avses ett ackumulerat underskott av initierad projektvolym (GW) i förhållande till det behov som följer av scenarierna. En sådan investeringskuld kan vara svår att arbeta ikapp eftersom även en kraftigt ökad initieringstakt får genomslag först efter flera år.

Analysen visar att det redan idag finns en investeringskuld i scenariot "Måttlig utveckling", se

Figur 51. I figuren visas det genom det kraftiga behovet av initierad kapacitet år 2024. Det innebär att en stor projektvolym redan hade behövt vara initierad för att

na elproduktionsnivån i scenariot. Den absoluta majoriteten av investeringskulden utgörs av landbaserad vindkraft⁴⁰.

De streckade linjerna i figur 52 visar resultat från känslighetsanalyser med minskade ledtider och bortfall (projekt som initieras men inte genomförs). Känslighetsanalysen visar att varken halverade ledtider eller halverat bortfall var för sig är tillräckliga för att komma ned till en mer utjämnad utbyggnadstakt. Med det avses att behovet av initierad projektvolym (GW) fram till idag är i samma storleksordning som efterföljande år. Bara om både ledtider och bortfall halveras blir resultatet en jämn utbyggnadstakt på ca 3–7 GW/år. Även detta är att betrakta som relativt hög utbyggnadstakt. Som jämförelse var den högsta årliga vindkraftsutbyggnaden 3 GW år 2023 och solenergi 1,5 GW, även det år 2023.



Figur 51 Behov av initierad effekt (GW) i Nepps scenario "Måttlig utveckling" med ny kärnkraft. Grundfall = utifrån medelvärdet av de inventerade ledtiderna, Fall a) = känslighetsanalys med halverade ledtider, Fall b) = känslighet med halverat bortfall av initierade projekt, Fall c) = känslighetsanalys med både halverade ledtider och bortfall.

Sammantaget visar analysen att en jämn och tillräckligt hög initiering av nya projekt är en förutsättning för att möjliggöra den utbyggnad som krävs i scenarierna. Detta gäller särskilt för tekniker med långa ledtider, där dagens beslut i hög grad avgör tillgången på kapacitet i framtiden. Dagens överskott på svensk elproduktion samt osäker framtida elefterfrågan utgör förstås en utmaning att motivera initiering av nya projekt och är sannolikt också ett viktigt skäl till varför "för få" projekt har initierats fram till idag. Samtidigt hade motsatsen, alltså elunderskott, inneburit en utmaning för industri och annan verksamhet som vill investera i elektrifiering. "Taktningen" mellan elproduktion och elanvändning utgör helt enkelt en mycket stor utmaning.

⁴⁰ Och då har vi ändå för 2024 subtraherat investeringsbeslutad, tillståndsgiven och ansökt vindkraft enligt Westander Klimat och Energi (2025). *Statistik om landbaserad vindkraft 2014–2024. Samråd, ansökningar, beslut, avslagsanledningar*. Henrik Westander och Wanja Kaufmann, 2025-05-09.

9.7 Diskussion – Minskade ledtider kräver en kombination av åtgärder

Analysen visar att ledtider och genomförandegrader utgör en begränsning för den utbyggnadstakt som krävs i scenarierna. Även i det scenariot "Fördröjd utveckling" finns utmaningar, även om de förstås är lindrigare än i "Måttlig utveckling"- och "Snabb utveckling". Samtidigt visar känslighetsanalysen att enskilda förbättringar, såsom kortare ledtider eller högre genomförandegrad, var för sig inte är tillräckliga för att nå en utbyggnadstakt som kan bedömas som rimlig. Detta innebär att flera förändringar behöver ske parallellt.

En central förutsättning är att ledtiderna inte minst i tillståndsprocesserna kan kortas och bli mer förutsägbara. I dagsläget utgör dessa processer ofta en betydande del av den totala ledtiden och präglas av osäkerhet, vilket försvårar planering och investeringar.

Samtidigt krävs åtgärder som ökar genomförandegraden. En betydande andel av de projekt som initieras realiserar inte, vilket innebär att en stor projektvolym behöver initieras för att säkerställa att tillräcklig kapacitet faktiskt byggs. Detta pekar på behov av stabila och långsiktiga förutsättningar för investeringar, så att fler projekt går hela vägen till etablering. Det skulle också, åtminstone i teorin, frigöra resurser från projekt som idag kan tyckas drivas "i onödan", det vill säga som inte går hela vägen till etablering. Frigjorda resurser kan då användas för att korta ledtider och/eller öka samordning mellan exempelvis utbyggnad av produktion och elnät.

Analysen visar också att samspelet mellan elproduktion och elnät är avgörande. Brist på nätkapacitet kan fördröja eller hindra etablering av ny produktion, vilket i praktiken förlänger ledtiderna. En bättre samordning mellan utbyggnad av elproduktion och elnät är därför en viktig förutsättning för att minska den totala ledtiden i systemet.

Vidare framgår att möjligheten att initiera projekt i tillräcklig omfattning är central. Osäkerhet kring framtida elbehov, elpriser och regelverk kan bidra till att projekt inte initieras i den takt som krävs, vilket i sin tur leder till en uppbyggnad av investeringsskuld.

En ytterligare utmaning i omställningen är att en stor del av investeringarna inte ger något nettotillskott, utan krävs för att bibehålla befintlig kapacitet. Detta gäller exempelvis livstidsförlängning av kärnkraft, ersättning av äldre vindkraft (repowering)⁴¹ samt reinvesteringar i elnätet. Svenska kraftnät planerar exempelvis både att bygga 1 500 km nya ledningar och att förnya över 2 500 km under de kommande tio åren.⁴²

Sammantaget visar analysen att det inte finns någon enskild åtgärd som löser utmaningen med långa ledtider. I stället krävs en kombination av bland annat

⁴¹ Svensk Vindenergi (2021). *Färdplan 2040 Vindkraft för klimatnytta och konkurrenskraft*. <https://svenskvindenergi.org/wp-content/uploads/2021/01/Färdplan-2040-rev-2020.pdf>

⁴² Svenska kraftnät (2023). *Nätutvecklingsplan 2024–2033*. https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2023/svk_natutveckling_2024-2033.pdf

kortare och mer förutsägbara tillståndsprocesser, högre genomförandegrad och en tillräckligt hög initiering av nya projekt över tid.

9.8 Slutsatser

Analysen visar att ledtider utgör en begränsning för elsystemets utveckling mot 2045. För att de analyserade scenarierna ska vara genomförbara krävs inte bara en hög utbyggnadstakt, utan också att projekt initieras i tillräcklig omfattning och i rätt tid. Följande slutsatser kan dras:

Ledtider begränsar genomförbarheten i flera scenarier

För flera produktionsslag, särskilt de med långa ledtider och/eller låg genomförandegrad, bedöms den utbyggnadstakt som krävs vara svår att uppnå. Trafikljusbedömningen visar att utbyggnadsbehoven i vissa fall är höga i relation till de ledtider och genomförandegrader som kan förväntas.

Tidiga beslut är avgörande för framtida kapacitet

Fokus bör inte enbart ligga på hur mycket kapacitet som tas i drift varje år. Minst lika avgörande är hur mycket projektvolym som initieras. Långa ledtider innebär att kapacitet som behövs i framtiden måste börja planeras långt i förväg.

Låg genomförandegrad skapar behov av en större "projektportfölj"

Eftersom en betydande andel av initierade projekt inte realiserats krävs en högre initierad projektvolym än vad som motsvarar den önskade utbyggnaden i drift. Detta förstärker kraven på en hög och stabil initieringstakt över tid.

Det finns redan en investeringsskuld som är svår att arbeta ikapp

Analysen visar att det redan idag finns en investeringsskuld i scenariot "Måttlig utveckling", i form av ett underskott av initierad projektvolym i förhållande till framtida behov⁴³. Då ledtiderna är långa får en ökad initieringstakt genomslag först efter flera år, vilket gör eftersläpningen svår att kompensera för i efterhand.

En kombination av åtgärder behövs

Känslighetsanalysen visar att varken kortare ledtider eller högre genomförandegrad var för sig är tillräckliga för att nå en utbyggnadstakt som kan bedömas som rimlig. Flera förbättringar behöver ske parallellt.

Samordning mellan produktion och elnät är en nyckelfaktor

Brist på nätkapacitet kan fördröja etablering av ny produktion och därmed förlänga ledtiderna. En bättre samordning mellan utbyggnad av elproduktion och elnät är därför en förutsättning för att möjliggöra den utbyggnad som krävs.

Stabila förutsättningar krävs för att främja initiering av nya projekt

Dagens överskott på elproduktion och osäkerhet kring framtida efterfrågan och

⁴³ Analysen har endast genomförts för scenariot "Måttlig utveckling". Eftersom scenariot "Snabb utveckling" innebär ett ännu större utbyggnadsbehov bedöms investeringsskulden där vara större. Scenariot "Fördröjd utveckling" har inte analyserats och det är därför oklart om någon investeringsskuld föreligger även där.

regelverk bidrar till att projekt inte initieras i den takt som krävs. Detta är en viktig förklaring till att en investeringsskuld har uppstått.

9.9 Referenser

Nepp (2025). Johnsson F, Göransson L, Chen P, Öberg S, Atul Visaria A, Kofoed-Wiuff A, Hedegaard K, Fritz P, Löfblad E, Westerberg J, Odenberger M, Unger T, Walter V, Sårmark A, Hellesen C, Strand M, Wråke M, Montin S. *Så får industrin tillräckligt med el till 2035 – Slutrapport*. Nepp och Energiforsk rapport 2025:1133, oktober 2025.

Nepp (2025). Lindblom E, Löfblad E, Malmaeus M, Westerberg J. *Ledtider för energiomställningen – En analys av ledtider och utbyggnadstakt i det svenska elsystemet*. Nepp resultatblad 6/2025, februari 2025.

Nepp (2026). Lindblom E, Malmaeus M, Löfblad E, Westerberg J. *Ledtider för att bygga ut det svenska elsystemet – En ansats att bedöma genomförbarheten av ett av Nepps inledande högelscenarier*. Nepp och Energiforsk rapport 2026:1185, maj 2026.

Svensk Vindenergi (2021). *Färdplan 2040 Vindkraft för klimatnytta och konkurrenskraft*. <https://svenskvindenergi.org/wp-content/uploads/2021/01/Färdplan-2040-rev-2020.pdf> Sidan besökt 2026-03-24.

Svenska kraftnät (2023). *Nätutvecklingsplan 2024–2033*. https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2023/svk_natutveckling_2024-2033.pdf Sidan besökt 2026-03-24.

Westander Klimat och Energi (2025). *Statistik om landbaserad vindkraft 2014–2024. Samråd, ansökningar, beslut, avslagsanledningar*. Henrik Westander och Wanja Kaufmann, 2025-05-09.

SÅ FÅR INDUSTRIEN TILLRÄCKLIGT MED EL TILL 2045

Industrins klimatomställning är avgörande för att Sverige ska nå målet om nettonollsläpp år 2045. Samtidigt råder stor osäkerhet kring hur snabbt elektrifieringen kommer att utvecklas, vilka investeringar som blir verklighet och hur det framtida elsystemet kommer att utformas.

I denna rapport analyserar forskningsprojektet Nepp (Nordeuropeiska energiperspektiv) hur Sverige kan säkerställa en tillräcklig, robust och konkurrenskraftig elförsörjning fram till 2045. Genom flera framtidsscenarier belyses hur elefterfrågan kan utvecklas, vilka investeringar som krävs i elproduktion, elnät, energilager och flexibilitetslösningar samt hur elpriser, systemkostnader och leveranssäkerhet påverkas.

Resultaten visar att osäkerheten kring industrins utveckling är stor, men att behovet av långsiktig planering är större än någonsin. Rapporten pekar på vikten av snabbare tillståndsprocesser, stabila investeringsvillkor och ett energisystem som kan hantera flera möjliga framtidsbilder samtidigt. Den visar också att framtidens utmaningar handlar minst lika mycket om genomförande, robusthet och flexibilitet som om val av enskilda tekniker.

Rapporten riktar sig till politiker, myndigheter, energiföretag, industri och andra aktörer som vill förstå vilka vägval som krävs för att Sverige ska kunna förena konkurrenskraft, försörjningstrygghet och klimatomställning.

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.

