

Konjunkturrådets
rapport 2025
*Investeringar i
elproduktion
för en hållbar
energiomställning*

*Thomas P. Tangerås
Pär Holmberg
Chloé Le Coq*

Konjunkturrådets rapport 2025

Konjunkturrådets
rapport 2025
*Investeringar
i elproduktion
för en hållbar
energiomställning*

*Thomas P. Tangerås
(ordförande)
Pär Holmberg
Chloé Le Coq*

SNS Förlag
Box 5629, 114 86 Stockholm
Telefon: 08-50702500
info@sns.se www.sns.se

SNS är en oberoende ideell förening grundad 1948, vars mål är att vara Sveriges ledande mötesplats för saklig samhällsdebatt och en viktig kunskapskälla för beslutsfattare. SNS sammanför företrädare för näringsliv, förvaltning, akademi och politik. Denna brobyggande roll främjas av att SNS som organisation inte tar ställning i policyfrågor.

Konjunkturrådets rapport 2025
*Investeringar i elproduktion för
en hållbar energiomställning*
Thomas P. Tangerås (ordförande),
Pär Holmberg, Chloé Le Coq
Tryck: Libri Plureos GmbH, Hamburg, Tyskland
© 2025 Författarna och SNS Förlag
ISBN 978-91-89754-56-0

INNEHÅLL

Förord	7
Sammanfattning	9
I. Inledning	15
2. Klimatomställningen	17
3. Elsystemet i Sverige	21
4. Elmarknaden	28
5. Energipolitiken	42
6. Sveriges framtida elförbrukning	61
7. Lönsamhetsbedömningar av elproduktion	75
8. Systemtjänster och nättariffer	102
9. Simuleringsresultat av en begränsad energiomställning	120
10. Utmaningar för investeringar i en hållbar energiomställning	131
II. Slutsatser och förslag	148
Referenser	156

Förord

SVERIGE ÄR ETT land med ett stort beroende av el och att ha en välfungerande elförsörjning är betydelsefullt för ekonomiskt välstånd och konkurrenskraft. För att möta EU:s mål att vara klimatneutralt till 2050 har riksdagen beslutat att Sverige senast 2045 inte ska ha några nettoutsläpp av växthusgaser till atmosfären.

Forskarna i SNS Konjunkturråd 2025 undersöker energiomställningens utmaningar för Sverige. De granskar hur elmarknaden fungerar idag och hur den kan utvecklas framöver för att uppfylla de klimatpolitiska målen. Det görs utifrån fyra aspekter av en hållbar energiförsörjning: utsläppsfri elproduktion, tillförlitlig elförsörjning, resurseffektivitet och social hållbarhet.

Översikter av det svenska elsystemet, den svenska energipolitiken samt utvecklingen av EU:s marknad för utsläppshandel och den inre elmarknaden tecknar en bakgrund till författarnas bedömningar av den framtida efterfrågan på el. De analyserar olika kraftslags lönsamhet för elproduktion, liksom systemtjänsternas och nätprisernas roll i omställningen. I en simuleringsmodell studerar de vad som händer på elmarknaden när både elproduktion och elförbrukning ökar i stor omfattning. Går det att klara energiomställningen på marknadsmässiga villkor?

Författarna avslutar sin rapport med policyförslag om prissignaler, systemtjänster, lokal kompensation och statens roll i energiomställningen.

Thomas Tangerås, professor i nationalekonomi vid Mälardalens universitet och seniorforskare vid Institutet för Näringslivsforskning (IFN), har som ordförande lett arbetet i SNS Konjunkturråd 2025. Övriga ledamöter i rådet är *Pär Holmberg*, docent i nationalekonomi

och seniorforskare vid IFN, och Chloé Le Coq, professor i nationalekonomi vid University of Paris Panthéon-Assas och research fellow vid SITE vid Handelshögskolan i Stockholm. *Leo Buzaglo Olofsgård* har varit forskningsassistent.

Björn Sandén, professor i innovation och hållbarhet på avdelningen Miljösystemanalys vid Chalmers tekniska högskola, och *Afzal Siddiqui*, professor vid Institutionen för data- och systemvetenskap vid Stockholms universitet, har bidragit med underlagsrapporter.

För att samla in synpunkter på ett tidigt stadium har två rundabordsamtal arrangerats. Deltagare har varit personer från företag och myndigheter i branschen.

Nils-Henrik M. von der Febr, professor i nationalekonomi vid Universitetet i Oslo, och *Runar Brännlund*, professor emeritus i nationalekonomi vid Handelshögskolan vid Umeå universitet, har vid seminarier granskat ett utkast till rapport. Dessutom har *Elon Axberg* och *Bo Diczfaluzsy*, Elmarknadsutredningen, och *Björn Sandén* lämnat synpunkter på manus.

Maria Pettersson, professor i rättsvetenskap vid Luleå tekniska universitet, har varit SNS vetenskapliga råds representant i projektet.

Till alla uppräknade framför författarna och SNS ett stort tack.

SNS tackar också Jan Wallanders och Tom Hedelius stiftelse för finansiellt stöd.

För analys, slutsatser och förslag svarar rapportens författare. SNS som organisation tar inte ställning till dessa. SNS uppdrag är att initiera och presentera forskningsbaserade analyser av viktiga samhällsfrågor.

Det är SNS förhoppning att rapporten ska leda till ökade insikter och en konstruktiv diskussion om hur Sverige ska uppfylla sina klimatpolitiska mål.

Stockholm i januari 2025

Ilinca Benson

vd SNS

Sammanfattning

SVERIGE ÄR ETT av de länder i världen som använder mest el per invånare. En välfungerande elförsörjning kommer att bli alltmer betydelsefull för landets ekonomiska välbefinnande och konkurrenskraft i framtiden. En omfattande elektrifiering är den mest realistiska vägen för att möjliggöra storskalig konsumtion av fossilfri energi och uppfylla målet om att Sverige år 2045 inte ska ha några nettoutsläpp av växthusgaser.

En hållbar omställning bygger på en miljövänlig, tillförlitlig och kostnadseffektiv energiförsörjning. Omställningen kan dock drabba delar av ekonomin, exempelvis genom höga elpriser. Dessa fördelningseffekter kan motivera skyddande åtgärder för att även åstadkomma en industriellt och socialt hållbar energiförsörjning.

Att uppnå en hållbar energiomställning är en stor utmaning med osäkra konsekvenser. En försvårande omständighet är att faktorer utomlands har en stor inverkan på utvecklingen eftersom Sverige är en liten öppen ekonomi. Denna utmaning leder till en rad frågor om Sveriges elförsörjning. Hur stor blir den framtida efterfrågan på el? Hur mycket kostar ny elproduktion? I vilken utsträckning kan energiomställningen ske på marknadsmässiga villkor? Vilka är utmaningarna för en hållbar energiomställning? Vilken roll bör staten ha i energiomställningen?

HUR STOR BLIR DEN FRAMTIDA EFTERFRÅGAN PÅ EL?

Det råder stor osäkerhet om den framtida efterfrågan på el. Beräkningar visar att omställningen av den svenska industrin och elektrifieringen av vägtransporterna kan öka elförbrukningen med drygt 50 procent, förutsatt att deras verksamhet bedrivs i ungefär samma omfattning som

i dag. Elförbrukningen kan öka med ytterligare 40 procent beroende på i vilken utsträckning fossila bränslen i flyg, inom sjöfart och i arbetsmaskiner ersätts med fossilfria elektrobränslen och hur mycket av dessa som produceras i Sverige. Därtill kan planerad elintensiv verksamhet inom nya sektorer och expansion av befintlig industri öka förbrukningen med ytterligare 60 procent.

Tillverkningen av fossilfritt stål och eventuellt elektrobränslen står för en stor del av den förväntade ökningen av elförbrukningen. Billig förnybar elproduktion ger en kostnadsfördel i framställningen av den gröna vätgas som är nödvändig för tillverkningen av fossilfritt stål och elektrobränslen. Men subventioner till grön vätgas i andra länder och konkurrens från konventionellt tillverkade produkter utgör grundläggande utmaningar. Omställningen blir mycket mer begränsad om klimatvänliga varor tillverkade i Sverige inte kan konkurrera på världsmarknaden.

HUR MYCKET KOSTAR NY ELPRODUKTION?

En utvärdering av befintliga och förväntade kostnader för olika typer av elproduktion ger en tydlig rangordning av olika kraftslag, även om nivåerna är osäkra. Landbaserad vindkraft är billigast, och även kapacitetshöjningar i befintlig kärnkraft och vattenkraft bedöms vara relativt billiga. Solkraft och havsbaserad vindkraft är något dyrare. Ny fossilfri värmekraft, inklusive kärnkraft, har de högsta genomsnittskostnaderna. Lagstiftning och tillståndsprövning begränsar emellertid de faktiska utbyggnadsmöjligheterna.

I VILKEN UTSTRÄCKNING KAN ENERGIOMSTÄLLNINGEN SKE PÅ MARKNADSMÄSSIGA VILLKOR?

En marknadsmässig energiomställning drivs av hur mycket konsumenterna är villiga att betala för ny el i relation till kostnaderna för att producera densamma. Den viktigaste signalen som bestämmer lönsamheten av investeringar på marknadsmässiga villkor är spotpriserna på elbörsen. De olika elpriserna i Sveriges fyra elområden indikerar var olika investeringar är mest lönsamma.

Ett problem för vind- och solkraft är att anläggningar inom samma kraftslag tenderar producera samtidigt, vilket driver ner inkomsterna

för hela kraftslaget. En modellsimulering visar att denna så kallade kanibaliserings-effekt kan bli ännu kraftigare under energiomställningen. Likväl antyder analysen att inkomsterna till landbaserad vindkraft är tillräckligt höga för att sådana investeringar skulle vara lönsamma eftersom kostnaderna för ny, landbaserad vindkraft är låga och sjunkande. Liknande slutsatser kan man dra utifrån faktiska produktionsdata och spotpriserna de senaste åren. Om industrin har råd med genomsnittliga elpriser ungefär på dagens nivå, tyder simuleringen på att en energiomställning som uppfyller klimatmålen genom en omställning av befintlig industri och elektrifiering av vägtransporter skulle kunna genomföras på marknadsmässiga villkor. Denna skulle främst bygga på investeringar i landbaserad vindkraft och möjligtvis en viss del solkraft i södra Sverige. Uppgraderingar av befintlig vattenkraft och kärnkraft är också lönsamma.

Ny fossilfri kraftvärme är eventuellt lönsam, främst nära industrier med stort värmebehov. Motsvarande gäller för investeringar i fossilfria gasturbiner som endast kör när elpriset är högt, och som kan placeras på platser där efterfrågan är särskilt hög. Havsbaserad vindkraft utvecklas kontinuerligt och kan bli lönsam under 2030-talet, särskilt i södra Sverige. Ny storskalig kärnkraft kan vara lönsamt i Kontinentaleuropa, där elpriserna är väsentligt högre än i Sverige. En grov uppskattning är att EU och Storbritannien behöver färdigställa åtminstone 20 stora nya reaktorer innan tekniken kan bli lönsam i Sverige. Osäkerheten är stor även för små modulära reaktorer (SMR), som är under utveckling. På kort sikt är antagligen stora reaktorer mer lönsamma om de endast ska sälja el. Små reaktorer har fördelen att de passar även som kraftvärmeverk.

VILKA ÄR UTMANINGARNA FÖR EN HÅLLBAR ENERGIOMSTÄLLNING?

En central utmaning för en hållbar energiomställning är marknadsmisslyckanden som resulterar i att priserna på elbörsen inte återspeglar de totala samhällsekonomiska nyttorna och kostnaderna för elförsörjningen när det gäller miljömässighet, tillförlitlighet och kostnadseffektivitet.

Ibland ger interna flaskhalsar upphov till obalanser inom elområden som elbörsen inte hanterar. Dessa snedvrider incitamenten att

investera inom elområdena. Prissignalerna på elmarknaden behöver därför bli mer finkorniga. En ändrad indelning i elområden skulle delvis lösa problemet, men lokala nättariffer behövs sannolikt ändå för att hantera återstående flaskhalsar inom elområdena. Vidare bör marknadsaktörerna få en marknadsmässig ersättning för alla väsentliga stöd- och beredskapstjänster som de erbjuder samt betala en ersättning för påtagliga störningar i kraftsystemet.

Vatten- och värmekraft bidrar till stabiliteten i elsystemet i större utsträckning än vind- och solkraft. Beräkningar indikerar emellertid att systemeffekterna inte är tillräckligt höga för att påtagligt ändra rangordningen av kostnaderna för olika kraftslag. Dessutom leder allt billigare batterier till att kostnaden för många stödtjänster stadigt minskar. Marknadsmässig ersättning för beredskapstjänster kan dock göra skillnad för värmekraften i Sveriges storstäder.

Vindkraft ger upphov till störningar för närboende och orsakar andra lokala effekter. I ljuset av kommunernas möjligheter att avvisa lokala vindkraftsprojekt kan kompensation vara nödvändig för att genomföra samhällsekonomiskt önskvärda investeringar. Sådana lösningar kan bygga på avtal mellan projektutvecklare och de närboende. Ersättningar till kommunerna vore också möjligt. Dessa bör i så fall omfatta alla typer av anläggningar och främst finansieras av de som orsakar de lokala kostnaderna. Beräkningar pekar på att ersättningar motsvarande störningarna är förhållandevis små, så utbyggnaden av vindkraft påverkas inte särskilt mycket av vem som betalar dem.

VILKEN ROLL BÖR STATEN HA I ENERGIOMSTÄLLNINGEN?

Staten bör fokusera på att utveckla regelverket kring elmarknaden så att det förbättrar förutsättningarna för aktörerna att ta samhällsekonomiskt effektiva beslut.

Med dagens regelverk är det troligt att produktionen i Sveriges vattenkraftverk kommer att minska även om kapacitetsökningar vore lönsamma. Regeringen borde utreda möjligheterna att öka vattenkraftens elproduktion utan att miljöbelastningen ökar. Den bör även försöka hitta lösningar som gör det möjligt att bygga ut havsbaserad vindkraft i Östersjön utan att försämra Sveriges försvarsförmåga.

Kostnaderna för ny kärnkraft talar för att Sverige bör avvakta utveck-

lingen, men samtidigt förbättra de marknadsmässiga förutsättningarna för kärnkraft. Ett regelverk för bättre omhändertagande av spillvärme skulle särskilt öka lönsamheten av små reaktorer. Kostnaderna för kärnkraft skulle minska om Sverige kunde importera och exportera kärnavfall. Regelverken för kärnkraft borde harmoniseras så att det blir möjligt att bygga serier med standardiserade reaktorer inom EU.

För att minska inhemska investerares exponering för politiska och regulatoriska risker, skulle ett juridiskt skydd motsvarande energistadgefördraget kunna införas för investeringar i kärnkraft och annan elproduktion.

Den kontinuerliga utvecklingen av elmarknaden ökar effektiviteten i energiförsörjningen, bland annat genom att öka värdet av flexibel elproduktion och elförbrukning. Elskattens utformning bör dock ses över eftersom den i dag snedvrider prissignalerna och motverkar investeringar i flexibilitet.

En grundläggande uppgift för staten är att underhålla och bygga ut det högspända transmissionsnätet för el. En ökad kapacitet underlättar investeringsbeslut, förbättrar effektiviteten på elmarknaden, ökar tillförlitligheten i elsystemet och minskar volatiliteten i elpriserna. Därför bör staten prioritera en fortsatt utbyggnad av transmissionsnätet. En utbyggnad av nätet på lägre spänningsnivåer kommer också att behövas för energiomställningen, men denna uppgift ligger på region- och lokalnätsägarna.

I undantagsfall, och efter utvärdering av det samhällsekonomiska värdet, kan riktade stöd vara motiverade för att korrigera problem som marknaden har svårt att lösa. Stöd till nya tekniker kan exempelvis åstadkomma läroeffekter i teknologiutvecklingen. Men läroeffekterna är svåra att uppskatta och statliga satsningar riskerar att bli alltför omfattande.

När kostnaderna för utsläpp ökar riskerar energiintensiva verksamheter i Sverige och Europa läggas ner eller flyttas. En sådan strukturomvandling innebär – förutom att den minskar effektiviteten i klimatpolitiken – betydande ekonomiska förluster för europeiska invånare. En gemensam europeisk politik är det mest lämpliga tillvägagångssättet för att förbättra konkurrenskraften för EU:s energiintensiva industri. EU:s klimattullar är ett steg i sådan riktning. En annan lösning vore stödsystem till elproduktion, vilket minskar företagens kostnader för energiomställningen och därmed motverkar en strukturomvandling.

Eventuellt stöd till elproduktion bör främst ske inom ramen för ett gemensamt system där projekt i olika delar av unionen konkurrerar på lika villkor. Vidare bör den europeiska marknadsintegrationen öka för att förbättra effektiviteten i energiförsörjningen.

Nationellt riktade åtgärder och ambitiösa målsättningar, utöver överenskommelserna inom EU, riskerar att bli ineffektiva och onödigt kostsamma för skattebetalare och elkonsumenter. Ett exempel är regeringens planeringsmål för elförbrukning, vilket inte är nödvändigt för att uppnå klimatneutralitet för befintlig verksamhet i Sverige. Ett annat är Sveriges mål om att uppnå klimatneutralitet fem år tidigare än övriga EU. Denna kostsamma strävan motverkas av ökade utsläpp inom resten av Europa, och det är inte självklart att den gynnar klimatet.

I. Inledning

EU HAR SOM mål att vara klimatneutralt till 2050. Åtagandet innebär att medlemsländerna därefter inte ska ha några nettoutsläpp av växthusgaser. För att uppnå detta mål har riksdagen beslutat att Sverige till 2045 ska ha minskat det årliga utsläppet av växthusgaser till maximalt 15 procent av utsläppen 1990. En sådan minskning innebär att de samlade utsläppen från industrin och transporterna i princip måste elimineras. Den mest realistiska vägen för att ställa om ekonomin till att använda fossilfri energi är att genomföra en omfattande elektrifiering.

Sverige är ett av de länder i världen som har störst elförbrukning per invånare. Betydelsen av en välfungerande elförsörjning för landets ekonomiska välbefinnande och konkurrenskraft förväntas öka ytterligare i framtiden med tanke på energiomställningen. Detta innebär en stor utmaning. Alternativet är en strukturomvandling med omfattande konsekvenser. En försvårande omständighet är att faktorer utomlands kommer att ha stor inverkan på utvecklingen eftersom Sverige är en liten öppen ekonomi.

En hållbar energiförsörjning bygger på premissen om en *ekologiskt hållbar* elproduktion.¹ Sverige och många andra länder har sedan länge fört en energipolitik med ambitionen att öka den förnybara elproduktionen. Som en konsekvens har särskilt den landbaserade vindkraften ökat i omfattning. Fluktuationer i förnybar elproduktion kan göra det svårt att upprätthålla *tillförlitligheten* i elförsörjningen. En lösning är att ha kompletterande tillförlitlig kraft i beredskap, men dubblerad kapacitet

1. Ekologisk hållbarhet omfattar hela ekosystemet. Detta innebär att ta hänsyn till både klimatet och andra faktorer som luft-, land- och vattenkvalitet.

är kostsam. Därför krävs också *kostnadseffektivitet* för en hållbar energiförsörjning.

Elmarknaden ger ett effektivt resursutnyttjande om elpriserna reflekterar dels de nyttor som elproduktionen, elförbrukningen och överföringen i elnätet bidrar med, dels de kostnader de åsamkar samhället. På en sådan elmarknad återspeglas det ekonomiska värdet av ekologiskt hållbar elproduktion, tillförlitligheten upprätthålls på en för samhället acceptabel nivå och kapaciteten i olika teknologier samverkar för att minimera produktionskostnaderna.

Marknadsmisslyckanden kan dock snedvrider priserna på elmarknaden och därigenom förhindra en hållbar energiförsörjning. Elmarknaden kan även ge upphov till politisk konflikt, exempelvis om vissa betalar vad de anser som oacceptabelt höga elpriser. Sådana problem uppstod under energikrisen 2022. Fördelningseffekter kan leda till politiska åtgärder för att upprätthålla energiförsörjningens *industriella och sociala hållbarhet*. Centrala delar av EU:s uppdaterade elmarknadsdirektiv handlar om att skydda konsumenterna mot högre elpriser.

Syftet med denna rapport är att undersöka utmaningarna med energiomställningen, särskilt behovet av ny elproduktion. Hur stor blir den framtida efterfrågan på el? Hur mycket kostar ny elproduktion? I vilken utsträckning kan omställningen ske på marknadsmässiga villkor? Vilka är utmaningarna för en hållbar energiomställning? Vilken roll bör staten ha i energiomställningen? Dessa är några av de frågor som rapporten ska belysa.²

2. Konjunkturinstitutet (2024) undersöker energiomställningen från ett förbrukningsperspektiv, med särskilt fokus på järn- och stålindustrin i norra Sverige, och utgör i viss mån en komplementär analys till föreliggande rapport.

2. Klimatomställningen

SVERIGE BEDRIVER SEDAN länge en politik som är inriktad på att minska landets utsläpp av växthusgaser.¹ Riksdagen antog 2017 ett klimatpolitiskt ramverk med tydliga klimatmål, och senast 2045 ska bruttoutsläppen av växthusgaser till atmosfären från svenskt territorium uppgå till maximalt 15 procent av utsläppen 1990.² Sverige ska då inte ha några nettoutsläpp av växthusgaser, och ambitionen är att utsläppen därefter ska fortsätta att minska.

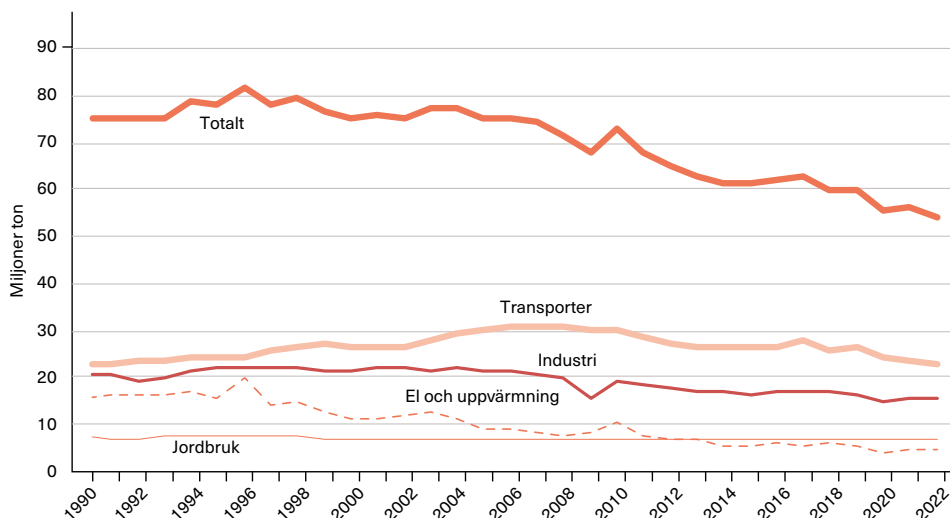
Figur 1 visar både de totala bruttoutsläppen av växthusgaser i Sverige 1990–2022 och utsläppen för de sektorer som stod för de största utsläppen i början av mätperioden.³ År 1990 släppte Sverige ut 75 miljoner ton koldioxidekvivalenter i atmosfären. Av dessa stod industrin för 21 miljoner ton och transporter för 23 miljoner ton. Bruttoutsläppen har sjunkit en hel del under senare år och uppgick 2022 till 54 miljoner ton, vilket innebär en minskning med nästan 30 procent jämfört med 1990 års nivå.⁴ De flesta av dessa uppnåddes genom att utsläppen från

1. Som ett av de första länderna i världen införde Sverige exempelvis en koldioxidskatt 1991.

2. Resterande utsläppsminskningar kan uppnås genom kompletterande åtgärder utomlands. Naturvårdsverket beskriver Sveriges klimatmål och klimatpolitiska ramverk på webbsidan <https://www.naturvardsverket.se/amnesomraden/klimatomstallningen/sveriges-klimatarbete/sveriges-klimatmal-och-klimatpolitiska-ramverk/>.

3. Markanvändningssektorn (det som kallas LULUCF) har omfattande negativa utsläpp genom att binda koldioxid. Dessa uppgick till minus 51 miljoner ton koldioxidekvivalenter 1990 och minus 41 miljoner ton 2022. Sveriges samlade utsläpp är därför mycket lägre än bruttoutsläppen. Markanvändningssektorn ingår dock inte i beräkningarna av utsläppen för att uppnå 85-procentmålet om utsläppsminskningar.

4. Sveriges reala BNP fördubblades nästan mellan 1993 och 2020, vilket innebär en än större minskning räknat i utsläpp per enhet värdeskapande.

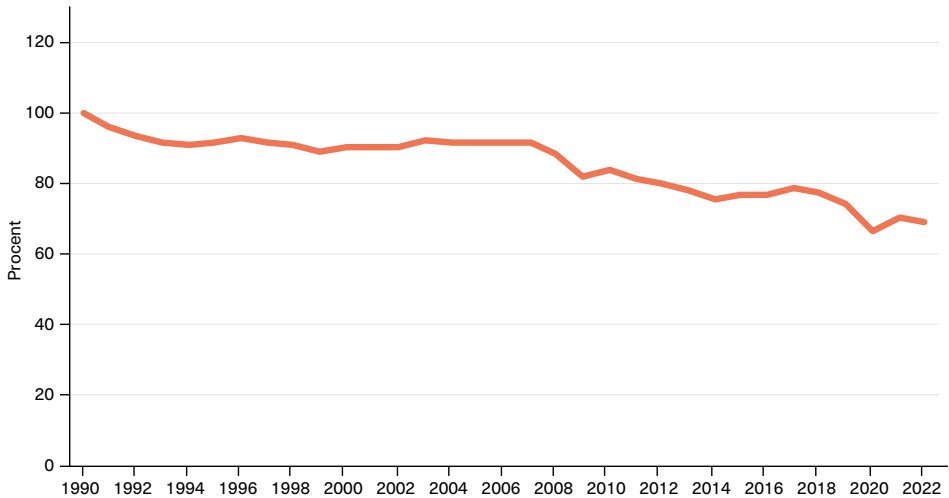
Figur 1 Bruttoutsläpp av växthusgaser (miljoner ton koldioxidekvivalenter) i Sverige 1990–2022.

Källa: Statistikmyndigheten SCB.

el och uppvärmning gick från 16 till 5 miljoner ton mellan 1990 och 2022. Utsläppen från industrin minskade med drygt 5 miljoner ton medan transporter och jordbruk låg kvar på samma nivå.

Även om utsläppen har gått ner betydligt sedan 1990 återstår fortfarande mycket för att nå det uppställda klimatmålet. Jämfört med 2022 måste utsläppen minska med ytterligare 43 miljoner ton för att komma ner till de 11 miljoner ton som utgör 15 procent av utsläppen 1990. För att nå målet måste utsläppen från dessa sektorer, samt utsläppen från el och uppvärmning, utgjorde knappt 43 miljoner ton 2022. Genom att eliminera dessa skulle utsläppen sjunka till 11 miljoner ton, givet att utsläppen från alla andra sektorer ligger kvar på samma nivå.

För industrin handlar det om att minska användningen av fossila bränslen, exempelvis genom att lägga om tillverkningen eller att fånga in och lagra utsläpp. För transporterens del handlar det särskilt om elektrifiering av den privata och kommersiella fordonsflottan. Andra lösningar kan vara en övergång till olika typer av gröna elektrobränslen.

Figur 2 Relativa utsläpp av växthusgaser (1990=100 procent) i EU 1990–2022.

Källa: Eurostat.

Dessa åtgärder kommer att innebära en stor ökning av elförbrukningen, vilket vi återkommer till i kapitel 6. Klimatomställningen är i mångt och mycket en energiomställning som förutsätter stora investeringar i fossilfri elproduktion för att kunna genomföras.

Den europeiska klimatlagen (EU, 2021a) binder unionen att uppnå klimatneutralitet till 2050. Det innebär att medlemsländerna därefter inte ska ha några nettoutsläpp alls av växthusgaser.⁵ Målet är att minska utsläppen av växthusgaser med minst 55 procent till 2030 jämfört med 1990 års utsläpp. I jämförelse med EU är Sveriges mål mer ambitiösa. Det svenska etappmålet för 2030 är en minskning med 63 procent.

Figur 2 redovisar EU:s totala utsläpp av växthusgaser 1990–2022 jämfört med 1990 års nivåer. Som vi ser har utsläppen sjunkit med 30 procent.

Minskningarna från elproduktionen har varit särskilt omfattande

⁵ Klimatpolitiken påverkar även EU:s relationer med andra länder (Diz och de Oliveira, 2024).

(European Commission, 2023). Men på samma sätt som i Sverige ökar nu fokuset på de andra sektorerna av ekonomin där minskningarna inte har varit lika omfattande.

Det centrala verktyget för att uppnå EU:s klimatmål är marknaden för utsläppsrätter som anger ett mål för EU:s totala utsläpp från vissa sektorer. Medlemsländerna har dock frihet att välja vilka åtgärder de vill vidta för att uppnå ytterligare mål inom klimatpolitiken. Marknaden för utsläppsrätter och de viktigaste åtgärderna beskrivs närmare i kapitel 5.

3. Elsystemet i Sverige

I DETTA KAPITEL beskrivs elsystemets uppbyggnad och funktion, vilket är nödvändigt för att förstå möjligheterna att genomföra energiomställningen samt de konsekvenser den kan tänkas få.

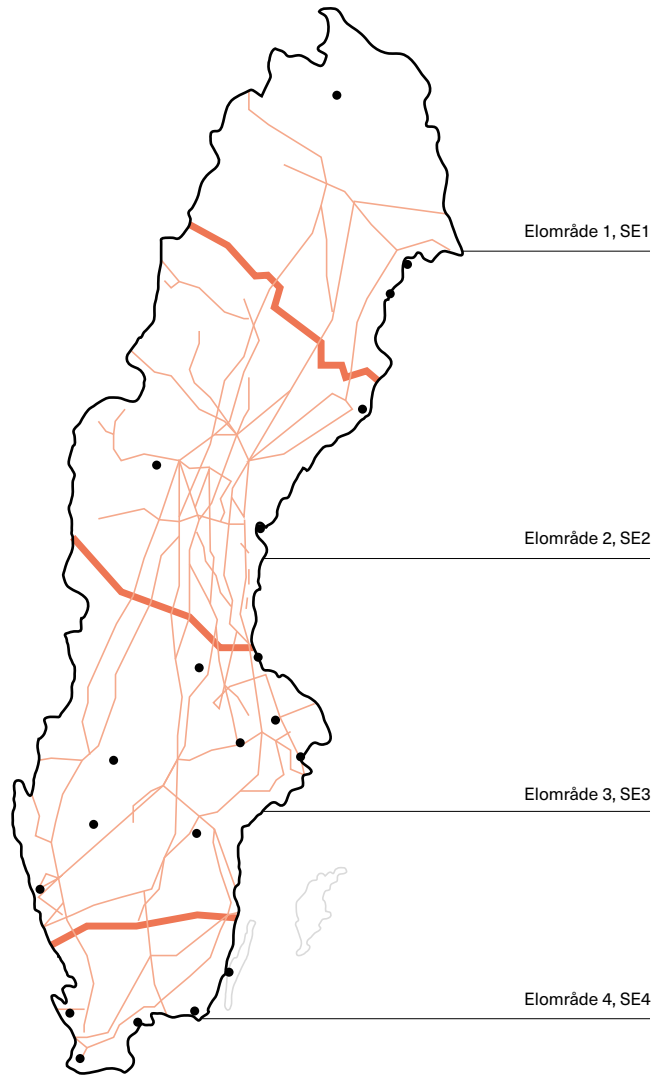
Huvudpulsådern i det svenska elsystemet är det högspända transmissionsnätet. Detta kopplar med sina 157 anslutningspunkter ihop storskalig elproduktion, som vatten- och kärnkraft, med regionala elnät.¹ Dessa regionnät ansluter annan elproduktion och industrianläggningar, som stålverk och pappersbruk, till elnätet. De överför även el via transformatorstationer till de lågspända lokalnäten, som i sin tur ansluter hushåll och andra mindre konsumenter till systemet. Det svenska elsystemet är integrerat med det europeiska elsystemet genom högspända överföringsförbindelser till våra nordiska grannländer samt Litauen, Polen och Tyskland.

Figur 3 visar transmissionsnätet i Sverige. Nätstrukturen från norr till söder återspeglar behovet av att frakta el producerad med storskalig vattenkraft i norr till befolkningstäta områden längre söderut.

Nya överföringsförbindelser från Norge till Storbritannien och Tyskland, stängda kärnkraftverk i Ringhals samt ny kärnkraft i Finland ökar flödena i öst-västlig riktning, tvärs emot transmissionsnätets nuvarande struktur. Dessa flöden skapar utmaningar för det svenska elnätet, vilka vi återkommer till.

1. Transmissionsnätet beskriver den delen av elnätet som har spänning på minst 220 kV (kilovolt). Beroende på nätspänningen tillämpar Svenska kraftnät (2023b) olika tröskelvärden gällande anläggningars inmatnings- eller uttagskapacitet för att de ska få anslutas till transmissionsnätet.

Figur 3 Det svenska transmissionsnätet med indelning i elområden.



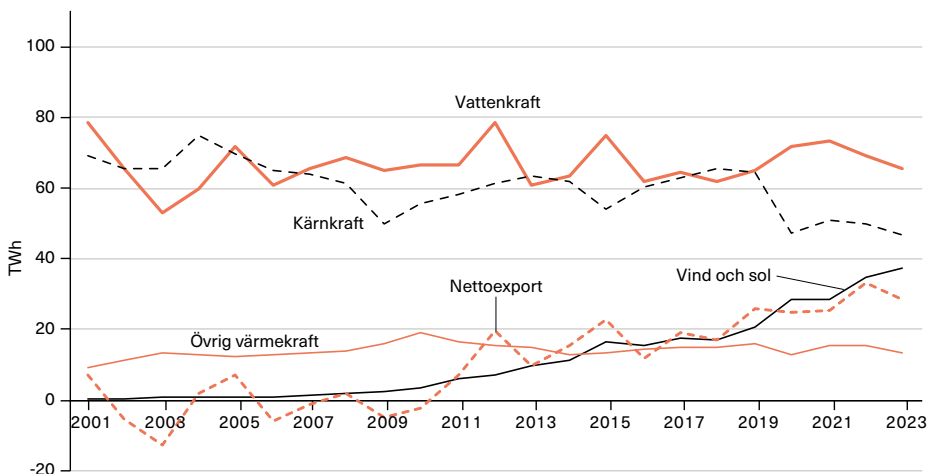
Källa: Energimyndigheten (2023c).

Elproduktionen

Historiskt har det mesta av den svenska elproduktionen bestått av vattenkraft, kärnkraft och viss fossilbaserad värmekraft. Figur 4 visar produktionen av el mätt i terawattimmar (TWh) fördelat på de viktigaste kraftslagen samt nettoexporten, för varje år mellan 2001 och 2023.

Vattenkraften uppvisar stora årliga variationer, bland annat därför att inflödet ändrar sig från år till år. Kärnkraftsproduktionen varierar också, men har haft en trendmässig nedgång sedan toppåret 2004 då de elva reaktorerna tillsammans producerade 75 TWh el.² Fem reaktorer har lagts ner sedan dess. Efter nedläggningen av Ringhals 2 i slutet av 2019 och Ringhals 1 nyårsafton 2020 sker en påtaglig minskning i kärnkraftsproduktionen. Ökningen i vind- och solkraft sedan 2006 är betydande. Sverige har gått från att vara självförsörjande på el, med

Figur 4 Årlig produktion och nettoexport av el (TWh) i Sverige 2001–2023.



Källa: Statistikmyndigheten SCB.

² Utnyttjandet av kapaciteten i kärnkraften har historiskt uppvisat stor variation från år till år. Ett förbättrat utnyttjande av återstående kapacitet förklarar det produktionsrekord som inträffade efter nedläggningen av Barsebäck i 1999.

viss variation under året, till att bli nettoexportör av el. Nettoexporten har ungefär följt produktionen av vind- och solkraft under 2000-talet.

Vid stora obalanser mellan lokal produktion och förbrukning av el uppstår emellanåt situationer då transmissionsnätet inte har tillräcklig kapacitet att överföra all den efterfrågade elproduktionen från norra till södra Sverige. För att hantera dessa *flaskhalsar* är Sverige indelat i fyra elområden som framgår av figur 3.³ När flaskhalsar uppstår får varje elområde ett eget elpris för att förbättra den lokala balansen mellan utbud och efterfrågan på elbörsen. I nästa kapitel återkommer vi till prisbildningen på elbörsen.

Tabell 1 visar elproduktionen under 2023 för de viktigaste kraftslagen inom varje elområde. I tabellen anges även elförbrukningen (exklusive nätförluster) på elområdesnivå.⁴

De lokala obalanserna mellan produktion och förbrukning framgår av den sista raden i tabellen. De två norra elområdena, 1 och 2, hade tillsammans ett stort elöverskott om nästan 52 TWh under 2023. I elområde 3 var produktionen ungefär densamma som förbrukningen. Elområde 4 hade ett underskott av elproduktion om 9,7 TWh. Det finns även regio-

Tabell 1 Elproduktion och förbrukning (TWh) för varje svenskt elområde under 2023.

	SE1	SE2	SE3	SE4	Totalt
Vattenkraft	19,3	33,5	11,9	1,6	66,3
Kärnkraft	0,0	0,0	48,5	0,0	48,5
Övrig värmekraft	1,2	2,8	7,2	2,8	14,0
Vind- och solkraft	5,9	14,5	10,3	6,7	37,4
Totalt	26,4	50,8	77,9	11,1	166,2
Förbrukning (exkl. nätförluster)	10,9	14,4	77,7	20,8	123,8
Elöverskott (exkl. nätförluster)	15,5	36,4	0,2	-9,7	42,4

Källa: Statistikmyndigheten SCB.

3. Danmark och Norge är indelade i två respektive fem elområden. Övriga EU-länder, förutom Italien, är för närvarande varsitt elområde och har därför nationella elpriser. Luxemburg är ett specialfall, som har samma pris som Tyskland. Ett annat specialfall är Nordirland, som har samma pris som Irland.

4. Nätförluster uppstår i samband med överföring av el över längre sträckor och gör att man måste mata in mer energi i elnätet än vad man kan ta ut som förbrukning. De beräknade nätförlusterna uppgick till 9,6 TWh under 2023 enligt SCB:s statistikdatabas.

nala skillnader i produktionsmixen. Elområde 1, 2 och 3 har stora andelar vattenkraft, kärnkraft och övrig värmekraft. I elområde 4 kommer mer än hälften av produktionen från vind- och solkraft.

Elförbrukningen

Den årliga elförbrukningen har legat ganska konstant de senaste 30 åren och pendlat mellan drygt 138 TWh (2001) och strax under 124 TWh (2023) exklusive nätförluster.⁵ Det finns viktiga skillnader i förbrukningsmönstret mellan de olika elområdena. Tabell 2 visar olika sektors elförbrukning under 2023.

Under 2023 gick drygt 36 procent av elförbrukningen i Sverige till mineralutvinning och produkttillverkning. Industrin har stor betydelse i alla elområden, men dominerar särskilt i norra Sverige. Hushållens elförbrukning i bostäder utgör en dryg fjärdedel av elförbrukningen och är större i södra än i norra Sverige, både i absoluta tal och som andel av elförbrukningen inom varje elområde. Detta gäller även övriga sektorer som energiförsörjning och transport samt offentlig verksamhet. Det beror på att fler bor i söder än i norr.

Tabell 2 Elförbrukningen (TWh) för olika sektorer per elområde 2023.

	SE1	SE2	SE3	SE4	Totalt	Procent
Bostäder (hushåll)	1,6	3,4	22,0	6,7	33,7	27,2
Mineralutvinning och tillverkning	6,3	7,4	25,3	6,0	45,0	36,3
Handel och övrigt	1,6	1,0	8,2	2,2	13,0	10,5
Bygg och fastighet	0,5	0,8	9,8	2,4	13,5	10,9
Jord- och skogsbruk	0,1	0,3	1,3	0,8	2,5	2,0
Energiförsörjning och transport	0,4	0,6	5,4	0,9	7,3	5,9
Offentlig verksamhet	0,4	0,9	5,7	1,8	8,8	7,2
Totalt (exkl. nätförluster)	10,9	14,4	77,5	20,8	123,8	100,0

Källa: Statistikmyndigheten SCB.

5. Som vi tidigare nämnt ökade Sveriges reala BNP med nästan 100 procent mellan 1993 och 2020, vilket innebär en betydande minskning av elförbrukningen per enhet värdeskapande över perioden.

Kapaciteten i transmissionsnätet

Det svenska transmissionsnätet transporterar stora mängder el från produktionen i norr till förbrukarna i söder. Det underlättar även utbytet av el med de nordiska grannländerna och den europeiska kontinenten.

Det inhemska transmissionsnätet ägs av svenska staten genom Svenska kraftnät, som även är delägare i de flesta överföringsförbindelserna med utlandet. Undantaget är Baltic Cable mellan södra Sverige och Tyskland som ägs av det norska elbolaget Statkraft. År 2022 uppgick den installerade exportkapaciteten från Sverige till grannländerna till 10 625 megawatt (MW), och motsvarande importkapacitet var 10 325 MW (Svenska kraftnät, 2023a). Den maximala exportvolymen var därför drygt 93 TWh el under 2022, medan den maximala importvolymen var 90 TWh.⁶ För att sätta dessa siffror i perspektiv så utgjorde den maximala exportvolymen 56 procent av Sveriges elproduktion under 2023. Den maximala importvolymen samma år motsvarade 73 procent av elförbrukningen (exklusive nätförluster). En betydande inhemsk flaskhals som har blivit särskilt märkbar de senaste åren är den mellan elområde 3 och elområde 4. År 2022 uppgick överföringskapaciteten från elområde 3 till elområde 4 till 6 200 MW (Svenska kraftnät, 2023a).⁷ Omräknat till maximal överföring av el på årsbasis från elområde 3 till elområde 4 innebär det drygt 54 TWh, det vill säga över dubbelt så mycket som elförbrukningen (exklusive nätförluster) 2023 i elområde 4.

Utifrån siffrorna ovan kan man säga att Sverige *i genomsnitt* har ett väl tilltaget nationellt och internationellt transmissionsnät. Men eftersom produktionen och förbrukningen av el varierar kraftigt över dygnet, veckan och året uppstår likväl flaskhalsar. Det är delvis därför

6. Den maximala exportvolymen i megawattimmar (MWh) beräknas genom att multiplicera exportkapaciteten med antalet timmar per dygn och antalet dygn per år. Motsvarande gäller för den maximala importvolymen. 1 TWh motsvarar 1 miljon MWh. Kapaciteten beror inte enbart på kabelns storlek, utan även på de installerade nätkomponenterna. Dessa nätkomponenter behöver inte vara symmetriska i båda riktningar. Därför kan export- och importkapaciteten skilja sig åt på vissa överföringsförbindelser.

7. Överföringskapaciteten är bara 2 800 MW från elområde 4 till elområde 3. Det hänger samman med att norrgående flöden från elområde 4 kan medföra överskott på el på Västkusten i det så kallade Västkustsnittet.

som Svenska kraftnät driver ett omfattande program för investeringar.⁸ Lokala flaskhalsar uppstår även i överföringsnätet kring storstadsregioner, särskilt Stockholm, vilket medför en risk för lokal elbrist. Svenska kraftnät genomför därför även åtgärder för att utöka transmissionskapaciteten till Stockholm och andra regioner.⁹

8. Detta investeringsprogram beskrivs bland annat på Svenska kraftnäts webbsida <https://www.svk.se/utveckling-av-kraftsystemet/transmissionsnätet/transmissionsnatsprojekt/>.

9. Se Holmberg och Tangerås (2022) för en analys av problemet med lokal elbrist.

4. Elmarknaden

LÖNSAMHETEN AV ATT producera och överföra el samt värdet av att investera i ny produktion avgörs på elmarknaden. Det gäller även kostnaderna för att använda el och värdet av att investera i ny förbrukningskapacitet. Syftet med detta kapitel är att beskriva hur elmarknaden fungerar och hur den påverkar företagens incitament att investera.

Elmarknaden består av två huvuddelar. Den ena är den avreglerade och konkurrensutsatta marknaden för *handel* med el. Här bestämmer marknadspriserna hur mycket elproducenterna får betalt för sina leveranser och hur mycket konsumenterna ska betala för den el de använder. Marknadspriserna avgör även storleken på de handelsvinster som uppstår när el producerad i ett område säljs till ett högre pris i ett annat område. Den andra delen är den reglerade marknaden för *överföring* av el. Här bestämmer Energimarknadsinspektionen, som är den reglerande myndigheten, vilka tariffer som nätföretagen får ta ut av sina kunder. Orsaken till denna reglering är svårigheten att konkurrensutsätta elnäten till följd av kostnaden för att bygga konkurrerande infrastruktur.

Historisk bakgrund

En av de första elbörserna i världen grundades i Norge 1991. Beslutet att reformera elmarknaden baserades på ett växande missnöje med ineffektiviteten i den inhemska elförsörjningen (Holmberg och Tangerås, 2023c). Vidare fanns det fördelningspolitiska problem, eftersom norska hushåll fick betala en stor del av kraftsystemets kostnader för att kunna försörja norsk elintensiv industri med billig el. Grundstenarna i den norska reformen var

- › en oberoende elbörs
- › en icke-diskriminerande tillgång till överföringssystemet för alla marknadsaktörer
- › en uppdelning av det statliga elbolaget i en produktionsdel, Statkraft, samt en gemensam nätägare och systemoperatör, Statnett.

Sverige genomförde i början på 1990-talet vissa strukturella åtgärder som liknade de norska. Exempelvis bröt man upp det statliga elbolaget Vattenfall i två delar. Numera står Vattenfall för elproduktionen, och Svenska kraftnät äger och ansvarar för det svenska transmissionsnätet. En vanlig uppfattning var vid denna tid att driften av kraftsystemet fungerade kostnadseffektivt (Högselius och Kaijser, 2007), och att bekymret i stället var överinvesteringar i ny elproduktion (Damsgaard och Green, 2005). Tanken med avregleringen var att marknadspriserna skulle ge information om lönsamheten av investeringar i stället för att investeringar skulle bestämmas på en reglerad marknad. År 1996 skapade Norge och Sverige världens första multinationella elbörs, Nord Pool.

Kort efter Sverige avreglerade även Finland elmarknaden och blev medlem av Nord Pool 1998. Sedan följde Danmark 2000. Argumenten var snarlika de som anfördes för att omreglera elmarknaderna i Norge och Sverige. Besluten underlättades sannolikt av att det redan fanns en etablerad börs för handel med el. Tio år senare anslöt sig de baltiska staterna till Nord Pool. Estland blev medlem 2010, Litauen 2012 och Lettland 2013. Nord Pool ägdes från början gemensamt av Statnett och Svenska kraftnät, men dessa har numera endast minoritetsposter. Majoriteten ägs av företaget Euronext.

Tanken om en inre europeisk elmarknad formulerades med det första elmarknadsdirektivet (EU, 1996). Detta direktiv förespråkade en särskiljning av nät- och produktionsverksamhet. Icke-diskriminerande tillgång till elnätet var grundläggande. Senare versioner fokuserade på att öka integrationen av elmarknaden genom att förenkla för handel mellan länder.¹

1. En nyckel för att öka marknadsintegrationen har varit harmoniseringen av de olika regionala elmarknaderna genom nätverkskoder utvecklade av ENTSO-E (European Association of TSOs for Electricity), ACER (European Association of Electricity Regulators) och EU-kommissionen. Nätverkskoderna styr handeln av el och driften av systemet över landgränserna.

En gemensam elbörs infördes 2015, med vilken Nord Pool integrerades. Det har inte varit oproblematiskt att skapa en inre europeisk elmarknad, och arbetet har pågått i många år. Vi återkommer till denna utmaning senare i detta kapitel.

Den avreglerade marknaden för handel med el

Den avreglerade elmarknaden består av två huvudmarknader. På grossistmarknaden handlar stora elkonsumenter, som elintensiv industri och elhandelsföretag, direkt med elproducenterna. Elhandelsbolagen konkurrerar i sin tur med varandra på slutkundsmarknaden om att sälja el till hushåll och mindre affärsverksamheter. Grossistmarknaden kan i sin tur delas in i tre faser som täcker olika behov, vilka illustreras i figur 5.

Den första fasen är terminsmarknaden där företag i förväg kan pris-säkra sin produktion eller förbrukning av el. Den nästa är handeln på elbörsen som bestämmer spotpriset och intradagpriser på el. Till slut följer reglerkraftmarknaden som ska bidra till att upprätthålla balansen mellan produktion och förbrukning i realtid. Alla marknader måste interagera för att skapa en välfungerande elförsörjning.

TERMINSMARKNADEN

Den första fasen av handeln på elmarknaden sker på terminsmarknaden, där el köps och säljs viss tid före leverans. Elhandelsföretag kan ha behov av att binda kostnaden för sina planerade inköp av el för att på så

Figur 5 Tre faser av grossistmarknaden för el.

<p>FAS 1</p> <p>Terminsmarknaden</p> <p>Pris- och volymsäkrar framtida inköp och försäljning. Kan handlas flera år innan leverans.</p>	<p>FAS 2</p> <p>Elbörsen</p> <p>Bestämmer spotpriserna och intradagpriser på el för varje driftsperiod och elområde.</p>	<p>FAS 3</p> <p>Reglerkraftmarknaden</p> <p>Upprätthåller balansen under driftsperioden.</p>
--	--	--

sätt minska sin exponering mot kortsiktiga ändringar i elpriset. Detta gäller särskilt för företag som har många slutkunder med fastprisavtal. Även elintensiv industri och andra stora elkonsumenter kan värdesätta möjligheten att säkra elpriser och volymer för att ha kontroll över sina långsiktiga kostnader för elinköp. Elproducenter kan önska att säkra viss framtida försäljning för att garantera sina intäkter.

Terminsmarknaderna har utvecklats för att kostnadseffektivt möta behovet av pris- och volymsäkring av förbrukning och produktion. Plattformer som *Nasdaq Commodities* organiserar handel av standardiserade kontrakt. Dessa har oftast en relativt kort löptid, från en månad till maximalt tre eller fem år. Kontrakten som handlas på Nasdaq Commodities är finansiella, vilket innebär att de inte kräver fysisk leverans av el mellan parterna.

Producenter och stora konsumenter kan även direkt ingå bilaterala kontrakt med längre tidshorisont. *Power Purchase Agreements* (PPA-avtal) har varit särskilt betydelsefulla för elmarknadens utveckling de senaste åren. Ett PPA-avtal ingås ofta mellan ägaren till ett planerat kraftverk och en köpare som önskar prissäkra sin elförbrukning. PPA-avtal garanterar ett fast pris för en andel av elproduktionen över en del av anläggningens livshorisont. Sådana avtal är ofta en förutsättning för att beviljas banklån som täcker investeringskostnaden för vindkraftverk. PPA-avtal och andra bilaterala avtal kan vara finansiella eller fysiska. Det senare fallet innebär ett åtagande om fysisk leverans av el inom ett förutbestämt elområde.

ELBÖRSEN

Förr fanns en elbörs, Nord Pool, för den nordisk-baltiska marknaden, och separata elbörser för andra regioner i EU. Numera klarerar en centraliserad elbörs den europeiska spotmarknaden gemensamt i form av algoritmen EUPHEMIA.² Tidigare elbörser förmedlar endast köp- och försäljningsbud till den centrala elbörsen, där marknadsaktörerna kan handla el på en spotmarknad och på en intradagmarknad.

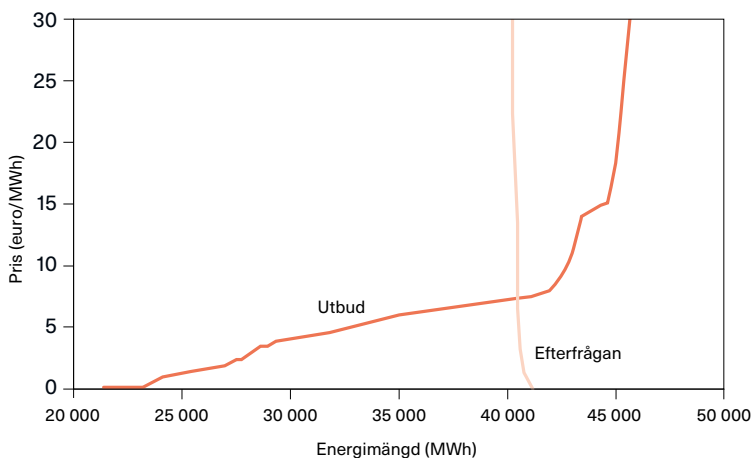
2. Detta är en initialförkortning för Pan-European Hybrid Electricity Market Integration Algorithm, se NEMO Committee (2024) för en beskrivning.

Spotmarknaden

Den största delen av den el som produceras i Norden omsätts på spotmarknaden. Denna marknad är dock av grundläggande betydelse för elförsörjningen även av andra skäl. Slutkundspriset sätts ofta med ett påslag på ett genomsnitt av spotpriset beroende på vilket avtal en kund har valt. Det utgör även referenspris för terminskontrakten på elmarknaden.

Spotmarknaden fungerar så att producenterna lägger bud på hur mycket el de önskar att sälja till olika priser för varje driftsperiod nästa dygn. Elhandelsföretag och stora konsumenter lämnar bud som anger hur mycket el de är villiga att köpa till olika priser varje driftsperiod nästa dygn.³ Därefter skapas en utbudskurva för Norden för varje enskild driftsperiod nästa dygn genom att lägga ihop alla inkomna försäljningsbud. En motsvarande efterfrågekurva skapas genom att alla inköpsbud för respektive period summeras. *Systempriset* för gällande driftsperiod sätts till den nivå där det totala utbudet är lika med den to-

Figur 6 Utbuds- och efterfrågekurvor i Norden 5 maj 2020 kl. 14–15.



Källa: Holmberg och Tangerås (2023a).

3. Spotmarknaden kallas därför för dagen före-marknaden.

tala efterfrågan på spotmarknaden. Varje driftsperiod är för närvarande 60 minuter, men tidsupplösningen kommer kortas till 15 minuter.⁴

Figur 6 visar utbuds- och efterfrågekurvorna på systemnivå för timme 14–15 den 5 maj 2020. Systempriset var 7,32 euro per megawatt-timme (MWh), och totalt handlades 40 500 MWh el till systempriset den timmen. Bilden är representativ så till vida att två generella slutsatser kan dras om spotmarknadens egenskaper baserat på dessa efterfråge- och utbudskurvor. För det första är efterfrågan mycket okänslig för prisändringar. Det beror till exempel på att hushåll och små konsumenter ofta inte har ekonomiska drivkrafter att ändra sin förbrukning när timpriset ändras, bland annat för att deras elavtal bygger på genomsnittliga månads- eller årspriser i stället för timpriser. För det andra ökar utbudspriserna markant när man närmar sig den maximala kapacitet som bjuds in på marknaden. Dessa egenskaper innebär att små förändringar i efterfrågan eller utbudet kan ha relativt stora eller små effekter på priset beroende på om resurserna är ansträngda eller inte. Den första situationen kännetecknas av att efterfrågekurvan befinner sig långt till höger i figuren och den andra att efterfrågekurvan är längre till vänster.

Systempriset är ett teoretiskt marknadspris som beräknas på en övergripande nordisk nivå. För att det även ska fungera som ett faktiskt marknadspris, förutsätts elnätet ha tillräcklig kapacitet för att transportera all el från producent till konsument. Ibland kan dock de regionala obalanserna mellan produktion och förbrukning bli så stora att elnätet inte har tillräcklig kapacitet för att hantera alla flöden som behövs för att balansera utbudet och efterfrågan till systempriset. Obalanser inom Sverige uppstår typiskt under timmar med hög efterfrågan då en ökning av elförbrukningen i elområde 3 och elområde 4 gör att behovet att överföra el överstiger nätets kapacitet.

För att hantera de flaskhalsar som kapacitetsbristen i elnätet ger upphov till skapas ett enskilt elpris för varje elområde. Genom att priset sjunker i elområden med överskott av elproduktion och ökar i elområden med underskott av elproduktion, minskar utbudet av el i de förra elområdena och ökar i de senare. Den förbättrade balansen mellan

4. Enligt Montel förväntas detta införas den 18 mars 2025: <https://montelnews.com/news/b7fe3f8f-62b6-4a32-9f23-31375d41f41c/exchanges-expect-15-minute-day-ahead-trading-in-eu-from-march>.

Tabell 3 Årliga genomsnittspriser (öre/kWh) på spotmarknaden 2012–2023.

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
SE1	28	34	29	20	28	30	45	40	15	43	63	46
SE2	28	34	29	20	28	30	45	40	15	43	66	46
SE3	28	34	29	21	28	30	46	41	22	67	138	59
SE4	30	35	29	21	28	31	48	42	27	82	162	74

Källa: Nord Pool.

utbud och efterfrågan inom varje elområde minskar behovet av att handla el mellan elområden. Områdespriserna ändras tills flödena av el matchar kapaciteten att överföra el i transmissionsnätet. Spotpriset i ett exportbegränsat elområde ges därmed av den nivå där utbudet inom elområdet är lika med efterfrågan inom området plus exportkapaciteten ut från området. I ett importbegränsat elområde ges spotpriset av den nivå där efterfrågan inom elområdet är lika med utbudet inom området plus importkapaciteten till området.

Tabell 3 visar det genomsnittliga årliga spotpriset 2012–2023. Priset i norra Sverige har pendlat mellan 20 och 66 öre per kilowattimme (kWh) sedan elområdena infördes 2012. Elpriserna i norra och södra Sverige var ungefär desamma till och med 2019. Därefter har elpriserna i elområde 3 och 4 varit väsentligt högre än i Norrland, och skillnaden har ökat. Energikrisen 2022 drev upp elpriserna särskilt i elområde 3 och 4, men påverkade i mycket mindre utsträckning priserna i elområde 1 och 2. Flaskhalsarna i elsystemet isolerade till stor del de norra elområdena mot krisen, medan integrationen med Europa bidrog till rekordpriser i södra Sverige. Vi återkommer till energikrisens orsaker och konsekvenser i kapitel 5.

All försäljning på spotmarknaden ersätts till det lokala priset i elområdet där produktionen är lokaliserad, och alla inköp betalar det lokala priset i elområdet där förbrukningen befinner sig. Konsumenterna betalar därför mer än vad producenterna får ersättning för. Mellanskillnaden går till nätägarna. *Flaskhalsintäkten* mellan två elområden beräknas som prisskillnaden multiplicerat med handeln mellan de två områdena.⁵

5. Denna metod kallas marknadskoppling och utgör ett enkelt sätt att klarera marknaden. Tidigare var konsumenterna och producenterna i delar av EU tvungna att handla el på elbörsen och överföringskapacitet separat från nätägarna. Numera deltar konsumenterna,

Tabell 4 Årliga totala flaskhalsintäkter i miljoner euro på spotmarknaden 2016–2023.

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Sverige internt	29	59	81	75	510	1 701	4 583	1 123
Sverige–Danmark	17	22	31	40	48	147	824	335
Sverige–Finland	75	51	56	131	245	442	1 551	217
Sverige–Norge	45	54	29	31	157	136	730	110
Sverige–Litauen	12	8	13	34	42	57	426	146
Sverige–Polen	27	20	27	44	67	31	77	206
Sverige–Tyskland	12	22	10	11	35	86	362	160
Sverige–utlandet	188	177	166	291	594	899	3 970	1 174

Källor: Nord Pool och ENTSO-E.

Tabell 4 visar de totala flaskhalsintäkterna i miljoner euro på spotmarknaden inom Sverige samt mellan Sverige och grannländerna för varje år 2016–2023.

Tabellen visar att flaskhalsintäkterna har ökat markant från 2020 och framåt. Under de senaste åren har Svenska kraftnät fått den största delen av sina flaskhalsintäkter från de inhemska förbindelserna. Notera även att Svenska kraftnät delar inkomsterna från de internationella förbindelserna med de utländska medägarna.⁶ Kapacitetsbegränsningar mellan Sverige och Finland har traditionellt skapat de största flaskhalsinkomsterna på Sveriges internationella förbindelser.

Huvudargumentet för en integrerad elmarknad är de vinster som handel ger upphov till. Producenterna i exportlandet tjänar på att sälja mer el till ett högre pris än om det inte fanns någon handel. Konsumenterna i importlandet tjänar på att köpa mer el till ett lägre pris än vad som annars vore möjligt. Förvisso förlorar konsumenterna i exportlandet på de högre elpriserna medan producenterna i importlandet förlorar på att bli delvis utkonkurrerade. Nettoresultatet är dock positivt i båda länder. Orsaken är att exportlandet producerar mer el än vad det förbrukar och att importlandet konsumerar mer el än det producerar.

Elområden synliggör kapacitetsbegränsningar i elnätet som begränsar handeln. På längre sikt signalerar höga områdespriser var i systemet

producenter och nätägare på elbörsen, och hela marknadsutfallet bestäms på en gång.

6. Flaskhalsintäkterna från handeln mellan Sverige och Tyskland tillfaller Statkraft, som äger förbindelsen Baltic Cable mellan de två länderna.

det är mest lönsamt att investera i ny elproduktion och låga områdespriser var det är mest lönsamt att förlägga elintensiva anläggningar. Dessutom indikerar höga prisskillnader mellan elområden var det är mest lönsamt att utöka nätkapaciteten för att öka handeln. Marknads-mässiga investeringar i produktion, förbrukning och elnät kommer därför att minska prisskillnaderna och öka effektiviteten på lång sikt.⁷

Intradagmarknaden

Efter att spotmarknaden har stängt, har företagen möjlighet att balansera sina positioner på *intradagmarknaden*. Det kan exempelvis behövas om väderprognoserna har ändrats, vilket kan påverka både produktion och förbrukning, eller om det blivit fel i en stor anläggning.

Intradagmarknaden öppnar två timmar efter spotmarknadens stängning och stänger 60 minuter före den aktuella driftsperioden. Intradagmarknaden fungerar ungefär som en aktiemarknad där företag lägger köp- och försäljningsbud som matchas löpande. Intradagmarknaden följer indelningen i elområden. Den är än så länge mycket mindre än spotmarknaden – 2019 uppgick handeln på Nord Pools nordisk-baltiska intradagmarknad till 15,8 TWh jämfört med 381,5 TWh på spotmarknaden.⁸ Från och med 2018 finns det en gemensam europeisk intradagmarknad på samma sätt som det finns en gemensam spotmarknad.

REGLERKRAFTMARKNADEN

Även om företagen har gjort sitt bästa för att balansera sina positioner på intradagmarknaden uppstår normalt avvikelser mellan den planerade produktionen och efterfrågan, bland annat för att elförbrukningen inte går att styra på kort sikt. Dessa obalanser hanteras av reglerkraftmarknaden som fungerar ungefär som spotmarknaden.⁹ Aktörerna lämnar anbud på den ersättning de önskar för att öka sin produktion (uppreglering) eller det belopp de är villiga att betala för att minska sin produktion (nedreglering) under den aktuella driftsperioden. Även

7. Vi hänvisar till Holmberg och Tangerås (2023b) för en omfattande analys av integration på elmarknaden.

8. Handelsdata har hämtats från Nord Pools årsredovisning för 2019.

9. Reglerkraftmarknaden går även under det mer tekniska »manuell frekvensåterställningsreserv«, mFRR.

flexibel elförbrukning kan handlas på reglerkraftmarknaden genom motsvarande upp- och nedregleringsbud. Svenska kraftnät avropar sedan de mest prisvärda buden först för att täcka behovet av upp- eller nedreglering under driftsperioden. Även reglerkraftmarknaden följer spotmarknadens indelning i elområden. Budgivningen på reglerkraftmarknaden stänger 45 minuter före driftsperioden. Endast viss kapacitet kan delta på reglerkraftmarknaden eftersom all sådan kapacitet måste kunna aktiveras inom 15 minuter efter att Svenska kraftnät har begärt aktivering.

Under 2021 var den totala handlade volymen på den nordiska reglerkraftmarknaden 5,4 TWh.¹⁰ En viktig orsak till att reglerkraftmarknadens volym är relativt liten är de regler som ska säkerställa att elbolagen har ett ekonomiskt egenintresse av att minimera skillnaden mellan den el de säljer och den el de producerar, antingen via elbörsen eller på annat sätt. På motsvarande sätt skapar samma regler incitament för elhandelsföretag och industriella konsumenter att uppnå balans mellan inköpt och använd el. Kortfattat måste varje företag betala en avgift till Svenska kraftnät om företaget bidrar till att skapa en obalans eller förvärra en redan befintlig obalans på reglerkraftmarknaden en given driftsperiod och inom ett elområde.

Det är ekonomiskt effektivt att handla med balanskraft mellan elområden, eftersom det då blir möjligt att minska den totala kostnaden för att hålla elsystemet i balans, på samma sätt som det finns vinster att hämta av internationell handel på spotmarknaden. Den nordiska balanseringsmodellen (NBM), som håller på att införas, syftar till att möjliggöra sådana kostnadsbesparingar genom att öppna upp för mer handel med balanskraft mellan elområden.¹¹ På längre sikt ska hela den europeiska reglerkraftmarknaden integreras på liknande sätt som spotmarknaden. En separat algoritm, MARI, är under utveckling för att hantera den gemensamma reglerkraftmarknaden.¹²

10. Data från Nord Pool.

11. Se »Ny nordisk balanseringsmodell (NBM)«, <https://www.svk.se/utveckling-av-kraftsystemet/systemansvar--elmarknad/ny-nordisk-balanseringsmodell-nbm/> för en beskrivning av NBM.

12. Se https://www.entsoe.eu/network_codes/eb/mari/ för en beskrivning av detta arbete.

Tabell 5 Elavtal fördelade på avtalstyper, andelar i procent per elområde, december 2023.

	SE1	SE2	SE3	SE4	Totalt
Timprisavtal	7,6	8,9	14,8	12,7	13,6
Rörligt pris	49,8	52,0	51,4	65,1	54,4
Fastpris	27,4	16,2	16,2	5,5	14,3
Övriga*	15,3	22,9	17,5	16,6	17,7
Totalt	100	100	100	100	100

Källa: Statistikmyndigheten SCB.

* Under övriga avtal ingår bland annat det som kallas för anvisat elavtal. Detta avtal tilldelas dem som inte aktivt väljer en elleverantör. Avtalet är oftast dyrare än övriga avtal och kan sägas upp med kort varsel om konsumenten skulle välja ett annat avtal. Sju procent av användarna i Sverige hade ett sådant avtal i december 2023.

SLUTKUNDSMARKNADEN

Elhandlare konkurrerar om slutkunderna och köper sin el på elbörsen för att täcka sina kunders förväntade förbrukning.

Slutkunderna väljer huvudsakligen mellan kortsiktiga och långsiktiga avtal. Timprisavtal ger full exponering mot priset på elbörsen. Kundpriset för ett rörligt månadsbaserat avtal beräknas som ett påslag på det genomsnittliga spotpriset på elbörsen baserat på en schablon över kundens förbrukningsprofil. Fastpris är mera långsiktiga avtal som löper mellan ett och tre år. Elhandlaren erbjuder då ett förutbestämt elpris för varje kWh som kunden betalar under avtalsperioden. *Elmixavtal* är ett mellanting av fastpris och timpris då kunden får ett fastpris för valfri kontrakterad elförbrukning. Skillnaden mellan den kontrakterade och den faktiska elförbrukningen en given timme pris-sätts till det aktuella timpriset.¹³

Tabell 5 visar att två tredjedelar av alla elavtal är kortsiktiga, och andelen ökar ju längre söderut man kommer i landet. Mindre än 15 procent av alla avtal är fastprisavtal, som vanligast skrivs på tre år. Andelen kunder med fastprisavtal stiger ju längre norrut i landet man kommer.¹⁴

13. Sådana avtal är standard på terminsmarknaden för stora elkonsumenter, men är än så länge ovanliga för hushåll. Ett undantag är Storuman Energi som erbjuder precis ett sådant avtal, se <https://www.storumanenergi.se/privat/elmixen/>.

14. Forskning visar att hushåll sällan byter mellan fastprisavtal och avtal med rörligt pris (Vesterberg, 2018).

Energiskatten på el är ytterligare en betydande kostnad för hushållen. Under 2024 uppgick den till 42,8 öre/kWh, och den indexeras för varje år. Hushåll och företag inom tjänstesektorn i vissa delar av norra Sverige betalar lägre skatt. Undantag finns även för bland andra tillverkningsindustrier och jordbruk.¹⁵ Den tredje viktiga kostnaden är de nättariffer som användarna betalar för överföringen av el. Dessa är tema för nästa avsnitt.

Den ekonomiska regleringen av elnätet

Företagen som äger elnäten är prisreglerade, eftersom kostnaden för att bygga konkurrerande infrastruktur begränsar möjligheterna till fungerande konkurrens inom elnätet. Centralt i den nuvarande regleringen som infördes 2012 är den intäktsram som Energimarknadsinspektionen tilldelar nätföretagen. Intäktsramen begränsar nättarifferna som nätföretag maximalt får ta ut av sina kunder för varje tillsynsperiod om fyra år. Den ska täcka företagets löpande kostnader, ge ekonomiska drivkrafter att bedriva verksamheten effektivt och ge skälig avkastning på det investerade kapitalet.

Den första kolumnen i tabell 6 visar de totala beloppen som nätföretagen ansökte om för att finansiera sin verksamhet i region- och lokalnäten för de olika tillsynsperioderna.¹⁶ Den andra kolumnen visar de beslutade inkomstramarna. Energimarknadsinspektionen har genomgående minskat ramarna jämfört med nätföretagens ekonomiska

Tabell 6 De totala intäktsramarna (miljarder kronor) för de olika tillsynsperioderna.

	Ansökta belopp	Beslutade ramar	Domstolsprövning
2012–2015 (prisnivå 2010)	183	160	196
2016–2019 (prisnivå 2014)	176	164	173
2020–2023 (prisnivå 2018)	–	168	–
2024–2027 (prisnivå 2022)	–	326	–

Källa: Energimarknadsinspektionen (2022b) samt <https://ei.se/om-oss/nyheter/2024/2024-04-03-nu-har-ei-beslutat-om-elnsatsforetagens-intaktsramar-for-perioden-2024-2027/>.

15. Energiskatten för el finns bland annat beskriven på Skatteverkets webbplats.

16. Från och med 2020 ansöker nätföretagen inte längre om inkomstramar.

krav. Trots detta har ramarna ökat i reala termer, delvis på grund av nyinvesteringar i elnätet.

De beslutade intäktsramarna för 2024–2027 innebär nästan en fördubbling jämfört med tillsynsperioden innan. Av den totala ökningen på 158 miljarder kronor utgör 47 miljarder inflation från perioden innan då myndigheten räknat upp intäktsramarna med konsumprisindexet till 2022 års prisnivå. Den återstående ökningen på 111 miljarder kronor består av 50 miljarder i högre ersättning för löpande kostnader och 61 miljarder som ska täcka nätföretagens ökade kapitalkostnader.

Kapitalkostnaden är en av nätföretagets största kostnadsposter. Det första steget i att skatta denna är att beräkna företagets kapitalbas, vilken utgörs av den beräknade kostnaden för att bygga motsvarande nät till dagens priser, det så kallade nuanskaffningsvärdet.¹⁷ Det andra steget är att Energimarknadsinspektionen beräknar en kalkylränta. En alltför generös ränta ger överinvestering medan en alltför snäv ränta ger motsatt resultat. För att illustrera svårigheten i denna uppgift har nätföretagen genomgående och framgångsrikt överklagat den beslutade kalkylräntan med argumentet att den är oskäligt låg. Konsekvenserna framgår av den tredje kolumnen i tabell 6. Faktum är att nätföretagen fick en högre ränta och således en större inkomstram för 2012–2015 än vad de själva hade ansökt om.

Den genomsnittliga årliga nättariffen har ökat för alla typer av hushållskunder sedan införandet av den nya regleringen 2012 (Energimarknadsinspektionen, 2022a). För hela perioden 2012–2021 ökade elnätstariffen för en typisk kund med villa med nästan 22 procent, från 30 till 37 öre/kWh. Mindre kunder har i genomsnitt högre avgifter än större kunder, eftersom den fasta avgiften är oproportionerligt hög för mindre kunder. I jämförelse ökade konsumentprisindex med drygt 8 procent under samma period.¹⁸ Jämfört med det genomsnittliga elpriset under samma period i tabell 3 har nättariffen utgjort den viktigaste och en ökande andel av hushållens elräkning. Den kraftiga ökningen av intäktsramarna innebär rejält höjda nättariffer för 2024–2027.

Hitintills har de enskilda nätföretagen själva bestämt strukturen för

17. Energimarknadsinspektionen (2022a) skattade nuanskaffningsvärdet för lokal- och regionnäten till cirka 460 miljarder kronor för 2018.

18. Nättarifferna ökade avsevärt mer i Sverige än i grannländerna i perioden (Lundin och Söderberg, 2022).

sina nättariffer med villkoret att de ska vara objektiva och icke-diskriminerande. För lokalnät gäller att de ska utformas utan hänsyn till var i nätet anslutningen är belägen. Energimarknadsinspektionen (2022c) har beslutat om nya föreskrifter för nättariffernas utformning. Från och med 2027 ska tariffen bestå av fast avgift, energiavgift, kundspecifik avgift och effektagift. Syftet är att öka effektiviteten i elnätet. Exempelvis kommer effektagiften att vara tidsdifferentierad, vilket innebär en möjlighet att styra förbrukningen till timmar med lägre belastning på nätet.

Transmissionsnätsföretag är annorlunda än de företag som äger region- eller lokalnät. De senare tjänar uteslutande pengar på nättarifferna medan ägarna av transmissionsnät även får flaskhalsintäkter från att erbjuda överföringskapacitet till spotmarknaden. I och med att Svenska kraftnät både säljer överföringskapacitet på spotmarknaden och tar ut nätavgifter från att sälja abonnemang till nätkunder, finns en risk för dubbelfakturering i transmissionsnätet. Det är därför nödvändigt att ta hänsyn till flaskhalsinkomsterna när intäktsramen beräknas (5 kap. 17–18 §, ellagen).¹⁹ Enligt artikel 19 i EU:s elmarknadsförordning (EU, 2019) kan flaskhalsintäkter användas för att täcka kostnader för befintliga nätinvesteringar eller sparas för framtida investeringar. Överskott kan även räknas av mot nättarifferna. Under energikrisen återbetalade Svenska kraftnät flaskhalsintäkter som elprisstöd till konsumenter, i enlighet med en tillfällig EU-förordning (EU, 2022). Trots stora utbetalningar under 2023 kvarstår avsevärda medel på Svenska kraftnäts konton.²⁰

19. Svenska kraftnät har använt flaskhalsintäkter för att tillfälligt sänka energiavgiften. Prislistan för 2023 års nättariffer hittas på Svenska kraftnäts webbplats.

20. Svenska kraftnät uppger de ackumulerade flaskhalsintäkterna till 65,8 miljarder kronor i slutet av 2023 (Svenska kraftnät, 2024a, not 28).

5. Energipolitiken

ELPRODUKTIONENS LÖNSAMHET PÅVERKAS inte enbart av elmarknaden utan även av svensk och europeisk energipolitik.

Stöd till förnybar elproduktion

Sedan början av 2000-talet har EU prioriterat att öka den förnybara elproduktionen. Det var då unionen antog förnybarhetsdirektivet (EU, 2001). Ett viktigt syfte med direktivet var att minska importberoendet av fossil energi. Till en början angavs frivilliga nationella mål för andelen förnybar elproduktion, men dessa blev sedan bindande och utökades i flera omgångar. Ambitionsnivån höjdes med *REpowerEU*-planen som togs fram som svar på energikrisen. Den senaste versionen av förnybarhetsdirektivet anger att andelen energi från förnybara energikällor i unionens slutliga energianvändning ska vara minst 42,5 procent 2030 (EU, 2023c). EU har överlåtit till de enskilda medlemsländerna att bestämma hur de ska uppnå sina nationella mål.

Förutom stöd för att investera i förnybar kapacitet är stöd som är baserade på produktion av förnybar el vanliga (Fabra och Imelda, 2023). Ett vanligt system för att ersätta produktion är ett långsiktigt garanterat prisstöd. Detta stöd kan vara i form av ett förutbestämt lägstapris. Ett sådant avtal innebär att producenten ersätts för mellanskillnaden om spotpriset understiger det avtalade lägstapriset, men ersätts med spotpriset i det motsatta fallet. En annan typ av avtal ger ett fast påslag i öre/kWh på spotpriset. Ett prisstöd för att finansiera havsbaserad vindkraft (men även solparker och kärnkraft), och som särskilt förespråkas av EU, är ett så kallat *Contract for Difference*, CfD. Skillnaden mot ett kontrakt med lägstapris är att under ett CfD måste producenten betala tillbaka

skillnaden ifall spotpriset överstiger det avtalade fastpriset.

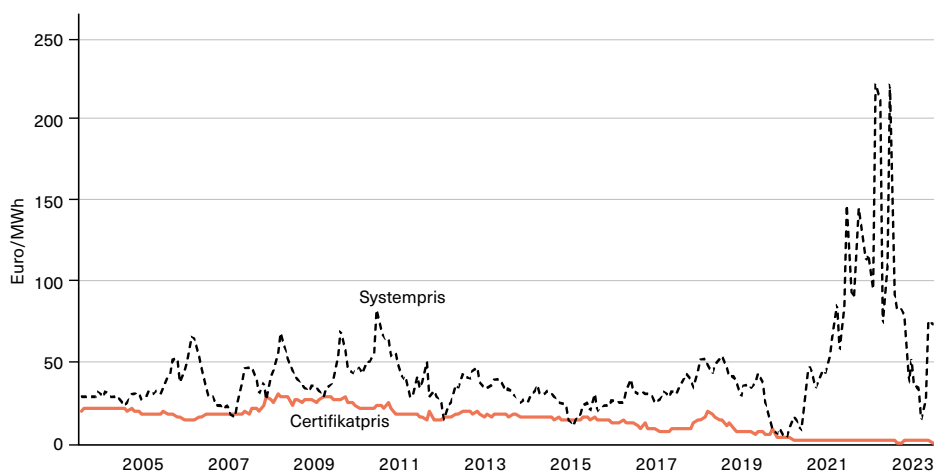
Prisstödsavtal utsätter producenterna för olika grader av prisrisk. Under ett CfD försvinner till exempel prisrisken helt och hållet. En annan skillnad mellan prisstödsavtal beror på om de är fysiska eller finansiella. Om avtalen är fysiska får producenten ersättning för sin faktiska produktion, medan producenten får ersättning för en hypotetisk referensproduktion under ett finansiellt avtal. Detta är alltså på samma sätt som i ett PPA-kontrakt. Den definitionsmässiga skillnaden i EU:s regelverk är att ett PPA ingås mellan två marknadsaktörer medan ett CfD upphandlas av en statlig aktör. EU:s elmarknadsreform förespråkar att CfD ska vara den huvudsakliga stödformen för förnybar elproduktion.

Som ett led i genomförandet av förnybarhetsdirektivet införde Sverige 2003 ett *elcertifikatsystem* för att öka investeringarna i förnybar elproduktion. Godkända anläggningar får ett certifikat för varje MWh förnybar el de matar in på nätet under en period upp till 15 år. Dessa certifikat kan de sälja till elhandelsföretag som är skyldiga att täcka en bestämd kvot av sina kunders årliga elförbrukning med certifierad elproduktion. Försäljningen av elcertifikat utgör en extra inkomstkälla utöver det bolagen tjänar på att sälja sin el på elbörsen, vilket gynnar investeringar i certifierad jämfört med annan elproduktion. Det ursprungliga målet med stödsystemet var att öka produktionen av förnybar el i Sverige med 17 TWh mellan 2002 och 2016. Ambitionerna har utökats flera gånger. Det gemensamma målet för Norge och Sverige är 48,6 TWh till 2035.

Det ekonomiska stödet till förnybar elproduktion i Sverige har tidvis varit omfattande. Bioeldad kraftvärme har fått mest stöd, cirka 25,7 miljarder kronor, följt av vindkraft med 21,3 miljarder och vattenkraft med 6,6 miljarder.¹ Figur 7 visar det månatliga systempriset på elbörsen Nord Pool och priset för elcertifikat i euro/MWh mellan 2004 och 2023. Det månatliga certifikatpriset utgjorde i genomsnitt 58 procent av det månatliga systempriset mellan 2004 och 2016. Inkomsterna från försäljning av elcertifikat gynnade särskilt investeringar i landbaserad vindkraft och bidrog till utvecklingen som framgick av figur 4.

De senaste åren har certifikaten sjunkit rejält i värde. Månadspriset har efter 2020 pendlat mellan 1 och 2 euro/MWh. En viktig orsak till

1. Uppgiften har hämtats från Svensk Vindenergi:
<https://svenskvindenergi.org/fakta/elcertifikatsystemet-sa-fungerar-det>.

Figur 7 Månadspris (euro/MWh) för system och elcertifikat 2004–2023.

Källor: Nord Pool och Statneturo.

prisfallet är att kostnaderna för landbaserad vindkraft har sjunkit så mycket att investeringar ansetts lönsamma på marknadsmässiga villkor de senaste åren. Certifikatsystemet är nu under avveckling, och anläggningar som togs i drift efter den 31 december 2021 får inga elcertifikat.

Elcertifikat har visat sig vara ett kraftfullt ekonomiskt verktyg för att genomföra riktade investeringar på elmarknaden.² Det har även lett till lägre priser på elbörsen. Stödet till ny förnybar elproduktion har därmed bidragit till att gammal förnybar och fossilfri elproduktion som inte tilldelades elcertifikat blivit olönsam och stängts ned till följd av de lägre spotpriserna (Fridolfsson och Tangerås, 2013; Mauritzen, 2014). Den elintensiva industrin har tjänat på certifikatsystemet genom lägre spotpriser utan någon kostnad för att köpa certifikat. Hushåll och andra små konsumenter har varit tvungna att köpa elcertifikat genom kvotplikten, men även de har gynnats av lägre spotpriser. Det är därför osäkert om hushåll totalt sett

2. Denna bild sammanfaller med erfarenheter från resten av Europa, som ofta använt andra instrument. Sol- och vindkraft har ökat dramatiskt som andel av den totala förnybara elproduktionen, från 24 procent 2010 till 60 procent 2022. Under samma period mer än trefaldigades den installerade kapaciteten. Det senaste decenniet har sol- och vindkraft blivit konkurrensförmåga i många länder.

gynnas eller skadas ekonomiskt av ett certifikatsystem (Fischer, 2010).

Ursprungsmärkning av el (*guarantees of origin*) är ett marknadsbaserat system för att stödja investeringar i olika typer av elproduktion. Enlig lag måste elhandelsföretagen på varje faktura redovisa hur den el som deras kunder har köpt är producerad. Detta förutsätter att elhandelsföretagen har köpt ursprungsgarantier i motsvarande mängd.³ Precis som för elcertifikaten får ägarna en ursprungsgaranti för varje MWh el de producerar, beroende på vilken typ av elproduktion det rör sig om. Den fundamentala skillnaden jämfört med elcertifikat är att det inte finns någon reglerad efterfrågan på marknaden för ursprungsgarantier. Kunderna får själva välja om de vill betala extra för någon särskild elproduktion. Garantierna ger förnybar elproduktion några öre/kWh, men priset förfaller vara mycket volatilt.⁴ Det finns även garantier för fossilfri elproduktion.

Energiöverenskommelsen 2016 mellan Socialdemokraterna, Miljöpartiet, Centerpartiet, Moderaterna och Kristdemokraterna förstärkte det energipolitiska fokuset i Sverige på ett energisystem baserat på förnybara energikällor. Särskilt ställde man upp ett mål om 100 procent förnybar elproduktion till 2040. Moderaterna och Kristdemokraterna lämnade emellertid överenskommelsen 2019, och den är nu överspelad. Tidöavtalet, som reglerar samarbetet mellan regeringspartierna och Sverigedemokraterna, ändrade det energipolitiska målet från 100 procent förnybar till 100 procent fossilfri elproduktion. Denna förskjutning i energipolitiken påverkar särskilt de politiska förutsättningarna för ny kärnkraft.

De nya EU-riktlinjerna för statligt stöd för klimat, miljöskydd och energi gör det möjligt för medlemsstater att stödja teknikneutrala investeringar som minskar utsläppen av växthusgaser (EU, 2022). Detta möjliggör stöd till koldioxidsnåla energikällor som förnybar vätgas, koldioxidavskiljning, energilagring, system för efterfrågestyrning och för kraftvärme. Även kärnkraft kan vara berättigad till stöd om den uppfyller kraven för ansvarsfull avfallshantering.

3. Ett elhandelsföretag kan även välja att sälja ett avtal som bygger på den genomsnittliga blandningen av elproduktion i Norden, den så kallade »nordiska mixen«. Denna föranleder inte någon särskild redovisning av ursprung.

4. Marknadsdata tillgängliga från Green Power Hub (<https://www.greenpowerhub.com/market-report>) visar att priserna kan uppgå till 10 öre/kWh, men de handlas normalt till mycket lägre priser.

Sveriges ombytliga kärnkraftspolitik

Haveriet av reaktor 2 vid Three Mile Island-kraftverket i USA den 28 mars 1979 ändrade synen på kärnkraft i många länder. Vid tiden för Harrisburgolyckan befann sig Sverige mitt i en omfattande utbyggnad av den kommersiella kärnkraften.⁵ Sex storskaliga reaktorer var i drift, fyra var färdigställda och två var under konstruktion. Efter folkomröstningen 1980 beslutade riksdagen att alla reaktorer skulle vara avvecklade till 2010. Barsebäck 1 stängdes 1999, och sex år senare stängdes även Barsebäck 2.

Kärnkraftspolitiken genomgick en ny kraftig omprövning trettio år senare då riksdagen 2010 rev upp det tidigare beslutet om att avveckla kärnkraften. Nu skulle ny kärnkraft få byggas för att ersätta befintliga reaktorer, med undantaget för de två i Barsebäck som redan lagts ner. Villkoren var bland annat att varje ny reaktor skulle ersätta en nedlagd och att alla nya reaktorer skulle placeras i Forsmark, Oskarshamn eller Ringhals där det redan finns kärnkraft.

År 2015 beslutade Vattenfall att lägga ner Ringhals 1 och 2. Senare samma år bestämde sig Eon för att stänga Oskarshamn 1 och 2. Bolagen tog dessa beslut på egen hand, men påverkades av flera politiska beslut. För det första krävdes kompletterande investeringar för att möta nya säkerhetskrav från Strålskyddsmyndigheten till följd av terrordådet den 11 september 2001, incidenten 2006, då Forsmark var nära att förlora elförsörjningen samt härdsmltan i Fukushima 2011. För det andra fördyrade en särskild skatt på termisk effekt elproduktion med kärnkraft. För det tredje minskade den förväntade lönsamheten av kärnkraft eftersom Energiöverenskommelsens ökade stöd till förnybar elproduktion drev ner priserna på elbörsen.

Energiöverenskommelsen förbättrade kärnkraftens försättningar i vissa avseenden, exempelvis genom att fasa ut effektskatten. Däremot påverkade den inte några tidigare beslut om nedläggning. De fyra reaktorerna i Oskarshamn och Ringhals stängdes successivt mellan oktober 2015 och december 2020. Endast sex av de ursprungliga tolv kommersiella reaktorerna är kvar i drift. Dessa står fortfarande för en

5. Den 27 mars 1979, alltså dagen innan olyckan, gav Statens kärnkraftsinspektion tillstånd att ladda Ringhals 3 och Forsmark 1 med uran.

betydande del av den svenska elförsörjningen och levererade 30 procent av elproduktionen under 2023, se figur 4.

Utöver det nya energipolitiska målet om fossilfri elproduktion innehåller Tidöavtalet förslag till lagändringar för ny kärnkraft. År 2023 tog riksdagen bort taket på hur många nya reaktorer som skulle kunna byggas och begränsningarna för deras geografiska placering.⁶ I november samma år lanserades regeringens färdplan för kärnkraft i Sverige.⁷ Ambitionen är att bygga kärnkraft om minst 2 500 MW installerad effekt till 2035, med ytterligare storskaliga investeringar därefter. Ekonomiskt stöd kan bli nödvändigt för att uppnå detta mål. Riksdagen beslutade att ge regeringen möjlighet att ställa ut statliga kreditgarantier för ny kärnkraft som en del av budgeten för 2024.⁸ Därutöver kan det bli aktuellt med investeringsstöd eller annat stöd. Utredningen om finansiering av kärnkraft (Dillén, 2024) föreslår följande:

1. Förmånliga statliga byggglån för att minska investeringskostnaden.
2. Ett CfD för att garantera kärnkraftens inkomster i 40 år.
3. Förmånligare villkor om projektet går sämre än förväntat och sämre villkor om det går bättre för att dela risken mellan ägare och stat.

Efter att tidigare ha varit tveksamma till sådana investeringar har nu Vattenfall börjat utreda förutsättningarna för ny kärnkraft i Sverige.⁹

Den europeiska marknaden för utsläppshandel

Prissättning för att minska utsläppen av växthusgaser har en rad fördelar jämfört med direkt reglering. Korrekt prissättning minskar utsläppen på ett kostnadseffektivt sätt, stimulerar investeringar i gröna teknologier och skapar inkomster som kan användas för ytterligare investeringar eller för att kompensera förlorarna på klimatpolitiken. En möjlighet är beskattning av utsläpp liknande koldioxidskatten i Sverige. EU har dock valt en annan metod.

6. Se näringsutskottets betänkande 2023/24:NU5 »Ny kärnkraft i Sverige«.

7. Regeringens pressmeddelande »Regeringen lanserar en färdplan för ny kärnkraft i Sverige« 16 november 2023.

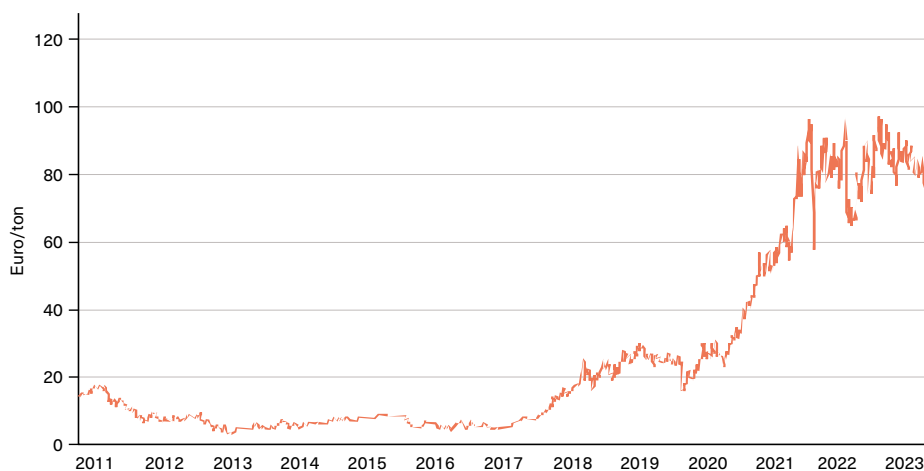
8. Se näringsutskottets betänkande 2023/24:NU3 »Utgiftsområde 21 Energi«.

9. Vattenfalls pressmeddelande »Vattenfall går vidare med planeringen av ny kärnkraft vid Ringhals« 19 februari 2024.

År 2005 lanserade EU en marknad för handel med utsläppsrätter, EU-ETS (EU, 2003). Genom att inkludera produktion av el, energiintensiv industri och inomeuropeisk flygtrafik täcker marknaden cirka 40 procent av de totala utsläppen inom unionen. EU bestämmer ett tak på de totala utsläppen från sektorerna som ingår i systemet. För att undvika böter måste alla företag som omfattas av systemet redovisa utsläppsrätter för sina utsläpp, där ett ton koldioxidekvivalenter motsvarar en utsläppsrätt. Ett företag med höga kostnader för att minska sina utsläpp köper utsläppsrätter för att kunna fortsätta sin verksamhet som förut. Företag som kan minska sina utsläpp relativt billigt gör detta i stället för att köpa utsläppsrätter. På en välfungerande utsläppsmarknad uppnås därmed det samlade utsläppsmålet till minimal kostnad genom att ett gemensamt utsläppspris etableras.

Priset på utsläppsrätter var inledningsvis relativt lågt och handlades oftast under 20 euro per ton koldioxidekvivalenter, som visas i figur 8. Ökningen efter 2020 kan till viss del förklaras av marknadsreserven som infördes 2019. Denna minskar mängden utsläppsrätter i omlopp när det finns ett stort överskott. Toppnoteringen om närmare 100 euro

Figur 8 Dagspriser (euro/ton) för utsläppsrätter 2011–2023.



Källa: International Carbon Action Relationship (<https://icapcarbonaction.com/en/ets-prices>).

per ton nåddes i februari 2023. Därefter har priserna sjunkit tillbaka något.¹⁰ Men detta kan vara tillfälligt. Det så kallade 55-procentspaketet (Fit for 55) ska forcera klimatomställningen både genom att fasa ut gratis tilldelning och genom att minska den totala mängden utsläppsrätter.¹¹ Enligt denna plan kommer det bli mycket dyrt att släppa ut växthusgaser för företagen som ingår i EU-ETS.

Varje marknad för utsläppsrätter lider av en grundläggande svaghet som minskar effektiviteten och gör den politiskt utmanande att införa eller upprätthålla. EU-ETS minskar de europeiska företagens globala konkurrenskraft genom att utsläppskostnaderna ökar. Detta drabbar stålindustrin och andra som ingår i utsläppsrättssystemet, men även elintensiva industrier som inte har några egna direkta utsläpp. Deras elkostnader går upp när priserna för utsläppsrätter driver upp kostnaderna för fossilbaserad elproduktion. Den försämrade konkurrenskraften kan leda till att europeiska företag flyttar sin produktion till länder med lägre utsläppskostnader eller blir utkonkurrerade av företag från sådana länder. Genom så kallat koldioxidläckage ersätts minskade utsläpp inom Europa av ökade utsläpp utanför Europa. Detta begränsar effekten av utsläppsmarknaden på de globala utsläppen av växthusgaser. Dessutom uppstår politiska problem eftersom den försämrade konkurrenssituationen har negativa ekonomiska konsekvenser inom Europa.¹²

Stöd till förnybar elproduktion motverkar koldioxidläckage genom att lägre elpriser förbättrar europeiska bolags konkurrenskraft. 55-procentspaketet innehåller dessutom en rad reformer för att åtgärda koldioxidläckage. Gränsjusteringsmekanismen CBAM är ett helt nytt verktyg som ska motverka problemet genom att de som importerar vissa varor till EU från andra länder måste köpa certifikat motsvarande de beräknade utsläppen för att tillverka dessa varor (EU, 2023b).¹³

10. Marknaden är inne i sin fjärde fas, 2021–2030. Se https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets_en för en beskrivning av utsläppsmarknadens olika faser och hur systemet har ändrats över tid.

11. För en beskrivning att detta reformpaket, se <https://www.consilium.europa.eu/en/policies/fit-for-55/>.

12. Dessa problem uppstår även om man beskattar utsläpp eller inför andra kostnadsdrivande åtgärder.

13. CBAM är en initialförkortning av termen carbon border adjustment mechanism. Järn, stål, cement, aluminium, gödningsmedel och vätgas är exempel på varor som omfattas av CBAM.

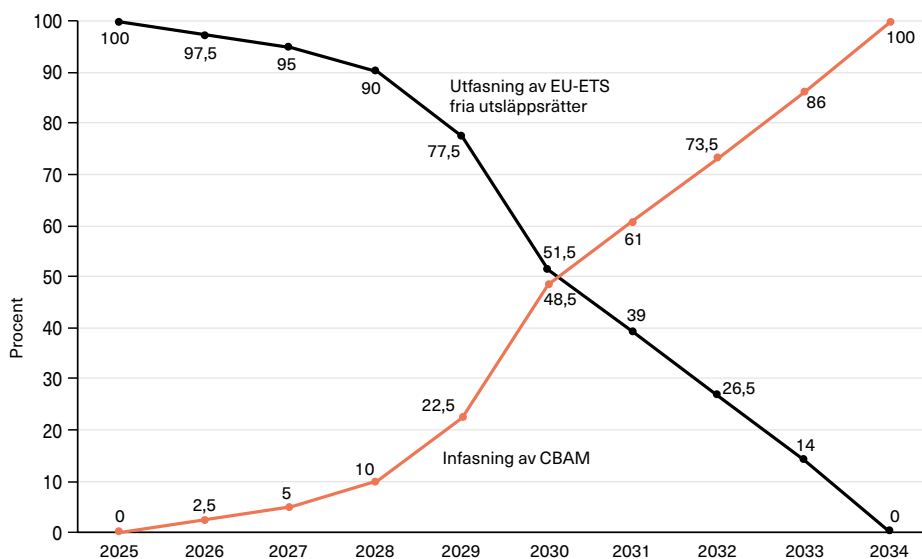
Priset på certifikat baseras på priset på utsläppsrätter inom EU-ETS.

CBAM-certifikat kommer att tillämpas fullt ut från och med 2026. Infasningen planeras ske över en tioårsperiod och stäms av mot utfasningen av tilldelningen av gratis utsläppsrätter enligt figur 9.

Mekanismen neutraliserar den konkurrensfördel som importerade varor tillverkade i länder med svagare klimatpolitik har gentemot varor producerade inom EU om koldioxidutsläppen mäts korrekt. CBAM-certifikat kommer dock inte att avhjälpa de nackdelar som europeiska företag har när de konkurrerar utanför unionens gränser.

Det har även funnits koldioxidläckage mellan sektorer inom Europa eftersom vissa sektorer med betydande utsläpp inte ingick i det ursprungliga EU-ETS. Enligt 55-procentpaketet ingår numera även sjötransporter. Paketet anger bindande nationella mål för utsläppsminskningar i de sektorer som inte omfattas av EU-ETS. Detta gäller till exempel utsläpp från transporter, fastigheter, jordbruk och avfall.

Figur 9 Planerad infasning av CBAM-certifikat.



Källa: International Carbon Action Partnership (<https://icapcarbonaction.com/en/news/eu-adopts-landmark-ets-reforms-and-new-policies-meet-2030-target>).

För att säkerställa att alla medlemsstater bidrar proportionerligt till att uppnå EU:s ambitioner, är målen anpassade till varje medlemsstats ekonomiska välstånd (mätt i bruttonationalprodukt per invånare) och potential för utsläppsminskningar. De nationella målen varierar mellan 10 och 50 procent mellan 2005 och 2030 (EU, 2023a). Medlemsländerna kan själva bestämma hur de vill uppnå de uppställda kraven. Det ska även införas en separat utsläppsmarknad för byggnadssektorn, vägtransportsektorn och andra sektorer som inte är med i EU-ETS.

Utmaningar för den inre elmarknaden

EU:s projekt om en inre elmarknad har handlat mycket om att skapa gemensamma plattformar för effektiv handel med el över gränserna och därigenom öka integrationen av elmarknaden. Däremot har genomförandet varit problematiskt av flera anledningar.

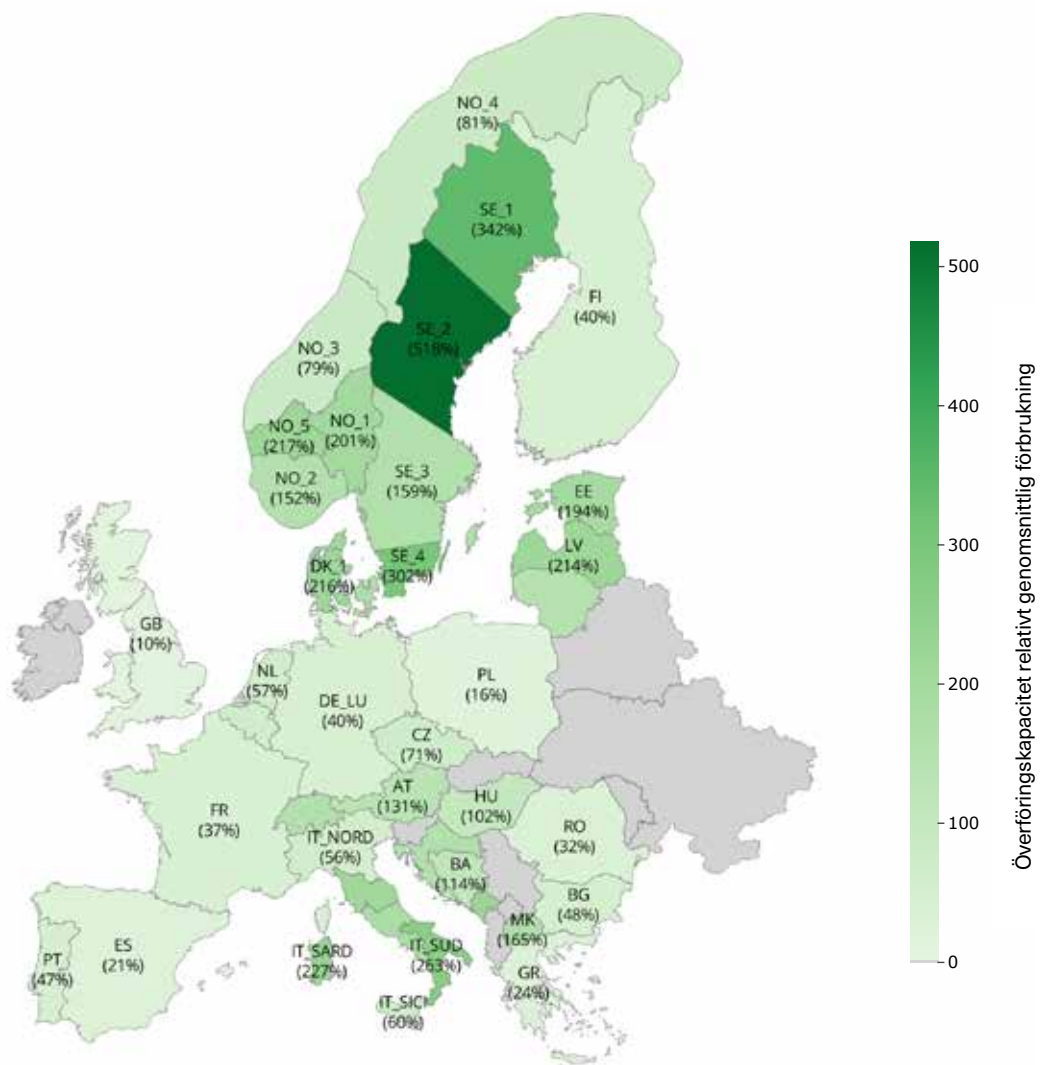
STRUKTURELLA SKILLNADER MELLAN MEDLEMSLÄNDERNA

Kapaciteten i elnätet varierar kraftigt i Europa. Vissa regioner har moderna och robusta nät, medan andra kämpar med föråldrade system. Dessutom är förbindelserna mellan länderna ojämnt fördelade, vilket illustreras i figur 10.

Ökad marknadsintegration har minskat problem förknippade med sol- och vindkraft, såsom tillfälliga lokala över- och underskott av el och osäkerhet i kraftsystemet. Ändå har priserna blivit mer volatila. Under första halvåret 2023 förekom negativa elpriser dubbelt så ofta som under 2022 (IEA, 2023). Timmar med negativa priser är särskilt vanliga i Sverige. En bidragande orsak till detta är den stora säsongsvariationen i elförbrukningen samt utbudet av vattenkraft, vilket leder till särskilt låga elpriser under sommaren. Dessutom har Sverige en hög andel förnybar elproduktion som pressar ner elpriset i vissa lägen. Subventioner, skatter samt vissa bilaterala avtal och elavtal för slutkunder innebär att producenter fortsätter att producera och konsumenterna undviker att öka konsumtionen vid negativa priser. Dessa problem borde åtgärdas exempelvis genom ändrade regler vid negativa priser.

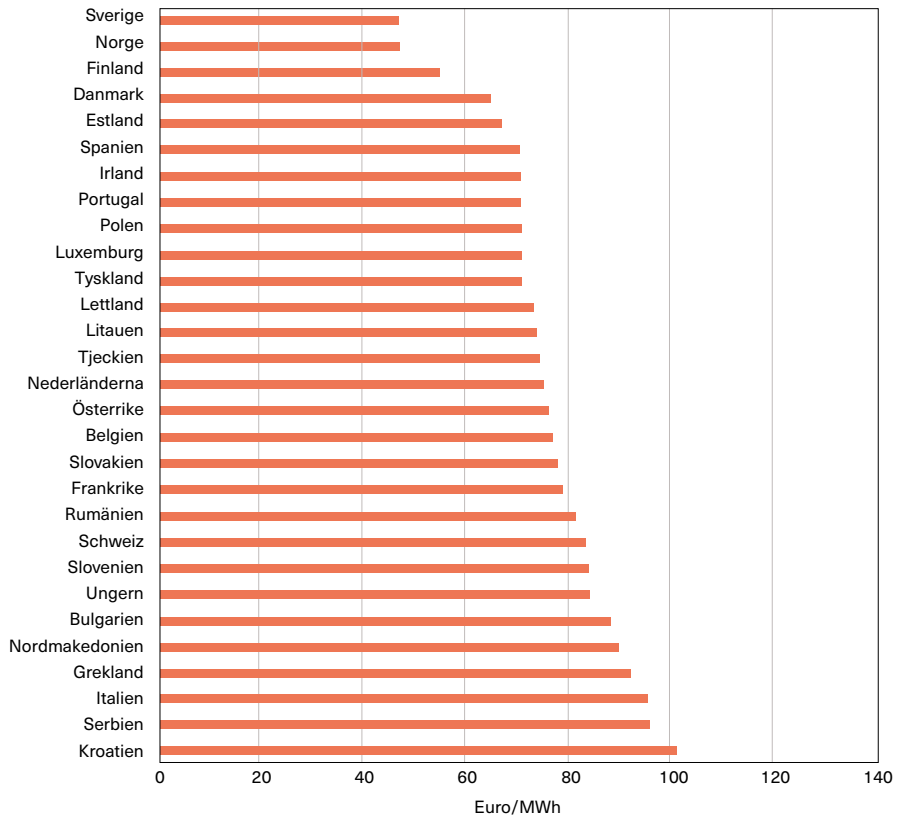
Till följd av interna marknadsförhållanden skiljer sig spotpriserna systematiskt åt mellan länderna, något som illustreras i figur 11. Länder

Figur 10 Överföringskapacitet för varje elområde relativt årlig genomsnittlig förbrukning 2015–2023.



Källa: Stiewe med flera (2024).

Figur 11 Nationella spotpriser (euro/MWh) på den europeiska elbörsen, genomsnitt för perioden 2015–2023.



Not: Danmark, Italien, Norge och Sverige har flera elområden per land. I dessa länder har elområdespriserna viktats med elförbrukningen när det nationella genomsnittet har beräknats.

Källa: Bearbetning av data från Ember (<https://ember-energy.org/>).

med lägre elpriser, som de nordiska länderna, kan motsätta sig marknadsintegration som ökar elpriserna inom det egna landet. Vidare är många EU-länder oroad över förlorad kontroll över kritisk infrastruktur och energisäkerhet, vilket får dem att prioritera inhemska behov framför gränsöverskridande samarbete.

ENERGIKRISEN 2022

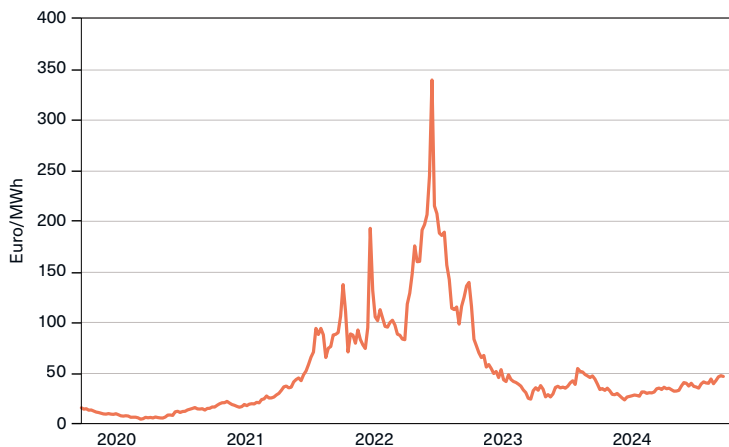
Energikrisen visade med all tydlighet hur beroende Europas olika länder är av varandra, och utgjorde samtidigt ett ordentligt test av EU:s integrerade elmarknad.

Störningar i gasförsörjningen och skenande elpriser

Den ekonomiska återhämtningen efter covid-19-pandemin ledde inledningsvis till ökad efterfrågan på energi, särskilt naturgas. Vidare minskade Ryssland sina gasleveranser till EU under hösten 2021, något som bidrog till att gaspriserna steg avsevärt. Situationen förvärrades 2022 när Ryssland inledde sin storskaliga militära invasion av Ukraina, vilket drev upp gaspriserna till rekordhöga nivåer. Figur 12 visar den dramatiska ökningen av gaspriserna i EU under energikrisen. Priserna har därefter fallit kraftigt, men naturgas handlas fortfarande till högre priser än före krisen.

Precis som på andra marknader fastställs gaspriset av kostnaden för den dyraste energikälla som behövs för att möta efterfrågan. För gas

Figur 12 Dagspriset på naturgas i Nederländerna oktober 2019–oktober 2024.



Källa: Trading Economics (<https://tradingeconomics.com/commodity/eu-natural-gas>).

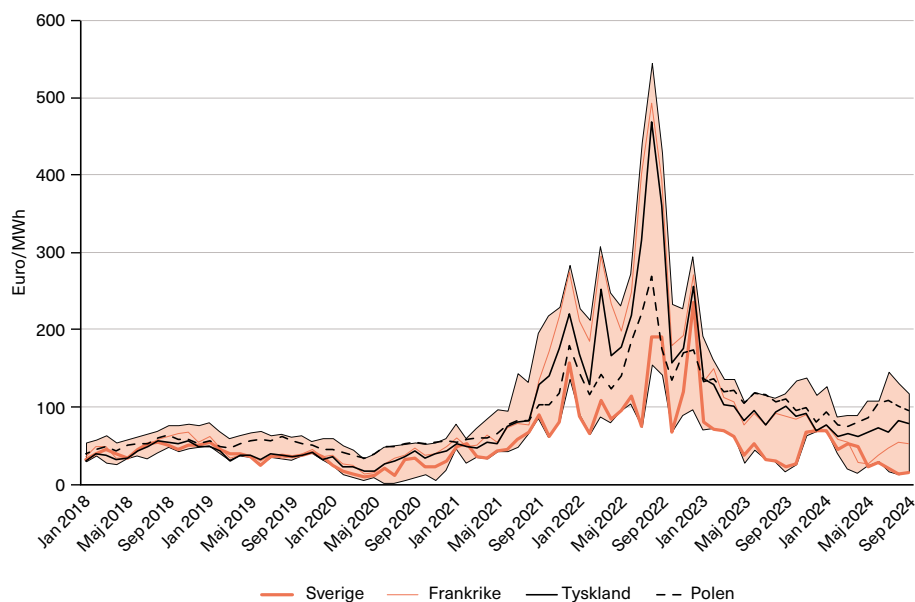
blev detta ofta dyr import av flytande naturgas, eftersom den inhemska gasproduktionen och minskad import via rörledningar inte kunde möta EU:s efterfrågan.

Gaspriserna påverkade även elpriserna, trots att gas endast stod för en mindre del av den totala elproduktionen inom EU under krisen. På elbörsen fastställs elpriset av den dyraste produktion som behövs för att möta efterfrågan, vilket på den europeiska kontinenten ofta är fossilbaserad elproduktion. Eftersom efterfrågan på el är relativt okänslig för ändringar i elpriset kan även små variationer i utbudet leda till betydande prisförändringar för konsumenterna, se figur 6.

Bortfall av elproduktion bidrog till att elpriserna blev ännu högre under 2022. Kärnkraftsproduktionen inom EU minskade med 16 procent (Ember, 2023), varav nästan 70 procent berodde på tillfälliga stängningar av flera franska reaktorer för underhåll och säkerhetsinspektioner. Samtidigt drabbades Europa av den värsta torkan på 500 år (Ember, 2023). Detta bidrog till att vattenkraftsproduktionen inom EU minskade med 19 procent och att värmekraften inklusive kärnkraft fick problem med kylvattnet. Totalt motsvarade bortfallet av produktion 7 procent av elförbrukningen inom EU. Konsekvensen blev att den fossilbaserade elproduktionen ökade, trots rekordhöga priser på gas och en del andra bränslen.

Den kraftiga utbudsschocken ledde till en betydande omfördelning från konsumenter till producenter. I många EU-länder gav de extremt höga elpriserna betydande vinster för producenter med fossilfria energikällor såsom sol-, vind- och kärnkraft. Omfördelningen var mindre i Sverige, särskilt i norra Sverige som inte påverkades lika mycket av energikrisen, se tabell 3. Vidare är en stor andel av produktionen prissäkrad i Sverige. Vindkraftsproducenter som hade sålt el billigt i långsiktiga avtal förlorade pengar under krisen, eftersom de tvingades köpa el till ett högt pris på elbörsen när det inte blåste. Uniper förlorade hundratals miljarder kronor, främst på sina gasavtal, och behövde räddas av tyska staten. Fortum förlorade i sin tur stort på sina ägarandelar i Uniper.

Handeln med el och gas mellan länderna minskade krisen i de EU-länder som drabbades särskilt hårt under energikrisen och bidrog sannolikt även till att minska EU:s totala välfärds kostnader. Men handeln klarade inte av att helt jämna ut priserna inom EU. Figur 13 visar att länder med större beroende av gas och större produktionsbortfall, som

Figur 13 Elpriser (euro/MWh) i några EU-länder under energikrisen.

Not: Överdelen av det markerade området visar det högsta elpriset inom EU och nederdelen det lägsta elpriset inom EU.

Källa: Egna beräkningar baserade på Ember (2023).

Tyskland och Frankrike, fick kraftigare höjningar i elpriset än andra. Sverige, som har en hög andel fossilfri elproduktion, hade inga stora produktionsbortfall under energikrisen. Detta bidrog till att Sveriges elpris var lägst inom EU. Även Polen, som har rikliga koltillgångar och många kolkraftverk, klarade sig relativt bra.

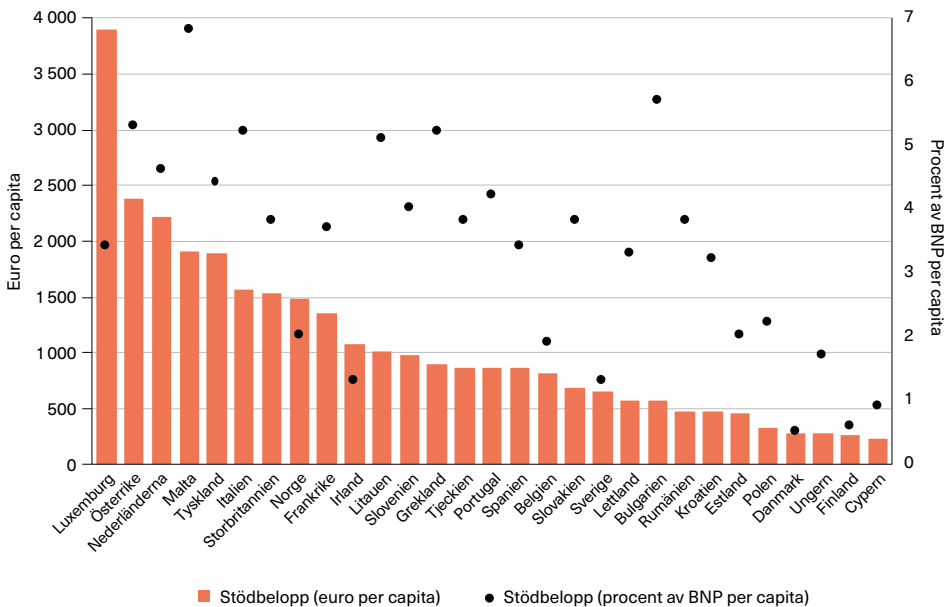
EU:s åtgärder

EU:s medlemsländer antog en nödförordning för att hantera de skenande energipriserna och ge stöd till dem som drabbades mest av krisen. En viktig åtgärd var att minska elkonsumtionen. EU-länderna tog på sig att minska förbrukningen med minst 5 procent under höglasttimmar. Dessutom uppmanades länderna att anta frivilliga åtgärder för att uppnå en total minskning av elförbrukningen med 10 procent.

Elproduktion som inte var beroende av gas genererade betydande ekonomiska vinster på grund av höga elpriser och stabila rörliga kostnader. För att hantera detta infördes ett inkomsttak riktat mot produktion med låga driftskostnader, exempelvis förnybar elproduktion, kärnkraft och kolkraft. Taket sattes till 180 euro/MWh. Staten tog hand om intäkter över detta tak. En tredje åtgärd var införandet av en tillfällig EU-omfattande skatt på extraordinära vinster för företag inom råolja-, naturgas-, kol- och raffinaderisektorerna.

Många EU-länder använde intäkterna från inkomsttaket och extra-skatten till att kompensera hushåll och företag som drabbats av krisen genom att sänka skatten på energiförbrukning och betala stöd till konsumenter. Stödet fungerade annorlunda i Sverige. Under energikrisen fick Svenska kraftnät extraordinära flaskhalsintäkter på grund av pris-skillnaderna inom landet. Elstödet till svenska hushåll och företag togs huvudsakligen från dessa intäkter.

Figur 14 Energistöd till hushåll och företag i EU:s medlemsländer under energikrisen.



Källa: Sgaravatti med flera (2023).

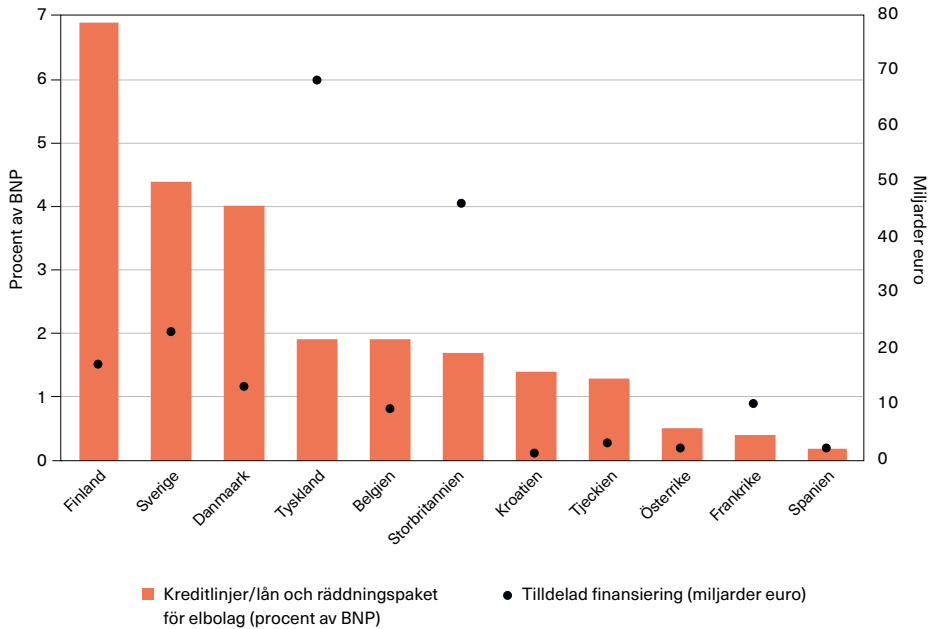
Sgaravatti med flera (2023) bedömer att EU:s medlemsländer satsade nästan 800 miljarder euro på att skydda hushåll och företag från höga energipriser. Omfattningen av denna krishantering är jämförbar med andra större europeiska finansiella initiativ, som »Faciliteten för återhämtning och resiliens«, den fond om 723 miljarder euro som EU lanserade 2021 efter covid-19-krisen.

Även om energipriserna steg i hela Europa varierade de statliga åtgärderna avsevärt mellan länderna, vilket illustreras i figur 14. Denna mångfald kan till stor del tillskrivas skillnader i marknadsstrukturer, regleringar, energikällor och politiska prioriteringar.

Luxemburg och Nederländerna hamnade i topp tillsammans med Tyskland, mätt i stöd per capita. Sverige, Danmark och Finland spenderade relativt små summor på att skydda konsumenter och företag, vilket delvis beror på att elpriserna var lägre i Norden. Däremot ställde dessa länder ut omfattande statliga kreditgarantier som kunde användas som säkerhet för de elbolag som var aktiva på den finansiella marknaden, vilket framgår av figur 15. Syftet var att hålla i gång den finansiella handeln. I förhållande till BNP satsade övriga EU mindre på detta. Det kan bero på att den finansiella handeln är mindre omfattande i andra EU-länder. En annan orsak kan vara att flera nordiska elproducenter gjorde stora förluster under energikrisen och därmed även tappade i kreditvärdighet.

Rysslands invasion av Ukraina blottade EU:s beroende av ryska bränslen och bidrog till att väsentligt förändra regionens energiimport. År 2021 stod Ryssland för cirka en fjärdedel av EU:s oljeimport, hälften av rörledningsgasen och nästan hälften av kolimporten, sett till handelsvärde. Innan energikrisen hade EU även betydande import av biomassa från Ryssland. Denna situation förändrades dramatiskt till tredje kvartalet 2023. Rysslands andel hade då sjunkit till mindre än 4 procent för olja, 16 procent för rörledningsgas, och importen av och biomassa och kol till EU var helt stoppad.¹⁴ Under krisen diversifierade EU sin energiimport. Norge blev en ledande leverantör av rörledningsgas, och USA blev en viktig leverantör av flytande naturgas. Den norska

14. Den strypta importen av biomassa bidrog till att dess pris närmare fördubblades under energikrisen. Detta höjde produktionskostnaderna för en stor del av kraftvärmeverken i Sverige. Montel Kraftaffärer nr 21, 2024 skriver om detta i artikeln »Kraftvärmens går mot ännu en dyr vinter«.

Figur 15 Likviditetsstöd till elsektorn under energikrisen.

Källa: Sgaravatti med flera (2023).

och amerikanska gasen stod tillsammans för cirka hälften av EU:s totala gasimport 2023. Diversifieringen innehöll även en kraftig ökning av importen av flytande naturgas. De importerade volymerna fördubblades från början av 2021 till mitten av 2022, medan importen av gas via rörledning minskade avsevärt.

Trots förbudet mot rysk olja förbjöd EU inte rysk rörgasimport. Vidare tilläts importen av rysk flytande naturgas öka. I april 2024 rapporterade nyhetsbyrån Reuters att cirka 10 procent av den ryska gas som tidigare levererades via rörledningar hade ersatts av rysk flytande gas som levererades till europeiska hamnar. I juni 2024 antog EU sitt fjortonde sanktionspaket mot Ryssland, som för första gången inkluderade åtgärder mot flytande naturgas. Dessa åtgärder var noggrant utformade för att undvika att störa importen till EU och försämrade medlemsstaternas försörjningstrygghet.

EU strävar efter att minska uranimporten från Ryssland, även om det inte finns något förbud mot sådan handel. En konsekvens kan bli ökad import från länder som Kazakstan. Det kan bli en tuffare utmaning att diversifiera omvandling och anrikning av uran, där Ryssland har en större andel av världsmarknaden. Under 2023 importerade EU:s kärnkraftssektor 32 procent av sitt behov av uran och andra likartade tjänster från Kanada, 24 procent kom från Ryssland och 21 procent från Kazakstan.¹⁵ Under 2023 ökade EU:s import av ryskt kärnbränsle kraftigt jämfört med åren innan (Euratom Supply Agency, 2024). Detta förklaras i stor utsträckning av att ägarna till rysk-designade VVER-reaktorer i fem medlemsländer – Bulgarien, Finland, Slovakien Tjeckien och Ungern – byggde upp sina bränslelager för att minska det framtida beroendet av Ryssland. På sikt planerar de att övergå till alternativa leverantörer såsom amerikanska Westinghouse.

Energikrisen ledde till en generell översyn som mynnade ut i en marknadsreform som EU beslutade under 2024. Reformen är mycket mindre omfattande när det gäller marknadsingrepp jämfört med kortsiktiga åtgärderna för att hantera energikrisen. Det finns till exempel inget tak på ersättningarna till elproduktion. I stället har EU infört en klausul som innebär att marknaden temporärt kan prisregleras i händelse av energikris. Det finns även skydd för fattiga hushåll. Reformen fokuserar särskilt på att utveckla de finansiella marknaderna för att underlätta investeringar i ny fossilfri elproduktion och för att skydda elkunderna mot höga elpriser. Vi återkommer till dessa reformförslag.¹⁶

15. World Nuclear News skriver om detta på <https://www.world-nuclear-news.org/Articles/Agency-sees-progress-and-challenges-for-EU-fuel-su>.

16. För en beskrivning av reformens viktigaste punkter, se till exempel https://eu.bo-ell.org/sites/default/files/2023-08/factsheet_electricity_market_design_final.pdf.

6. Sveriges framtida elförbrukning

FÖR ATT NÅ de klimatpolitiska målen om att till 2045 minska de territoriala utsläppen till 15 procent av utsläppen 1990 krävs drastiska minskningar i utsläppen av växthusgaser från industri och transporter. Frågan är hur detta ska gå till och hur mycket el som kommer att krävas. För att få en mer detaljerad bild redovisar tabell 7 utsläppen från utvalda branscher under 2022.

Tabell 7 Utsläpp av växthusgaser (miljoner ton koldioxid-ekvivalenter) för utvalda branscher i Sverige 2022.

Industri	15,0
Metall	6,5
Kemi	3,9
Mineral	2,7
Massa och papper	0,8
Övrig industri	1,1
Transporter	22,5
Inrikes icke-kommersiell vägtrafik	8,4
Inrikes kommersiell vägtrafik	4,2
Inrikes flyg och sjöfart	1,0
Utrikes flyg och sjöfart	8,9
Andra branscher	5,4
Arbetsmaskiner	2,8
Fluorerade gaser	0,8
El och fjärrvärme fossil	0,6
Uppvärmning ej biobränslen	0,7
Avfallsdeponier	0,5
Summa	42,9

Källa: Statistikmyndigheten SCB.

Utsläppen från dessa branscher uppgick till sammanlagt 42,9 miljoner ton under 2022. Resten av ekonomin släppte ut 11,2 miljoner ton, knappt 15 procent av de samlade svenska utsläppen under 1990. Genom att eliminera utsläppen från ovanstående branscher skulle man uppnå klimatmålen om utsläppen i resten av ekonomin låg kvar på samma nivå.

Hur mycket el behövs för att ställa om den befintliga ekonomin?

I detta avsnitt uppskattar vi hur mycket el som skulle gå åt för att eliminera utsläppen redovisade i tabell 7 under villkoret att företag fortsätter att bedriva sin verksamhet i samma omfattning som tidigare. Skattningarna baseras på tidigare litteratur och egna beräkningar. Beskrivningen av de olika branscherna bygger till stor del på Naturvårdsverket och Statens Energimyndighet (2022) som diskuterar industrins klimatomställning.

Metallindustrin är den industri som står för de största utsläppen av växthusgaser i Sverige. Av dessa släppte järn- och stålindustrin ut 5,7 miljoner ton under 2022. Majoriteten av utsläppen uppstår genom att kol används i den kemiska process som separerar järnet från syret i järnoxiden som utvinns från malmgruvorna. Huvudprodukten är råjärn, medan kolet och syret gemensamt bildar koldioxid som restprodukt.

En alternativ process är att använda väte för att binda syret i järnoxiden genom direktreduktion. Huvudprodukten är det som kallas järnsvamp medan vätet och syret gemensamt bildar vatten som restprodukt. Denna process kräver betydligt mer el än den traditionella metoden att producera järn. Huvudorsaken är att man först måste producera vätgas som behövs i den kemiska processen för att reducera järnoxid. En viktig metod är att spjälka vatten i väte och syre genom elektrolys. Om man använder fossilfri elproduktion i detta syfte får man en mer klimatvänlig metod för att producera stål som minskar utsläppen av växthusgaser med drygt 95 procent jämfört med nuvarande metod.¹

För att uppskatta energibehovet i samband med en sådan process-

1. Enligt företaget Stegras (före detta H2 Green Steel) webbplats <https://stegra.com/>.

omställning kan man utgå från den befintliga produktionen av råstål i Sverige som 2022 uppgick till 4,4 miljoner ton. I jämförelse planerar Stegra att framställa 5 miljoner ton stål från egentillverkad järnsvamp, när produktionen når full skala. Projektets förväntade årliga elförbrukning uppgår till 13–17 TWh.² Jämfört med järn- och stålindustrins nuvarande elförbrukning om ungefär 4 TWh per år, innebär ett projekt av denna omfattning en ökad elförbrukning i storleksordningen 9–13 TWh per år.³

Utvinning och förädling av andra metaller än järn släppte ut 0,8 miljoner ton växthusgaser under 2022, varav en tredjedel utgjorde processutsläpp från aluminiumsproduktion. Nya processer, koldioxidinfångning och ökad återvinning är några lösningar för att minska utsläppen. Elbehovet för denna omställning torde vara marginell jämfört med omställningen av järn- och stålindustrin.

Kemiindustrin omfattar produktion av kemikalier och läkemedel samt plast och gummi. Den största andelen utsläpp från kemiska industrier kommer från raffinaderier: 2,7 miljoner ton under 2022. Dessa utsläpp kan elimineras om fossila bränslen ersätts med gröna bränslen. Förbrukningen av el genom behandling av biomassa för att framställa biodrivmedel behöver inte skilja sig särskilt från det som går åt för att raffinera råolja (Börjesson med flera, 2016). Annorlunda är det för elektrobränslen, vilka huvudsakligen framställs med hjälp av elektrisk energi. Ett exempel som är relevant för Sverige är e-metanol, som produceras genom att koldioxid och väte bildar metanol i en katalytisk process.⁴ Det krävs ungefär 2 kWh el för att framställa 1 kWh elektrobränsle (Nikoleris och Nilsson, 2013).

Utsläppen från återstående kemiindustri kommer från några få anläggningar som framställer polymerer. Elektrifiering av dessa energikrävande processer, som i dag använder fossila bränslen, vore det viktigaste bidraget till att minska dessa utsläpp. Andra åtgärder är ökad återvinning av material, byte från fossila till biobaserade råvaror och

2. Se Montel Kraft-Affärers artikel »LKAB senarelägger vätgasplaner« i nr 21, 2024.

3. Statistik över produktion och elförbrukning är från Jernkontoret (<https://www.jernkontoret.se/sv/stalindustrin/branschfakta-och-statistik/produktion/>). Planerna om att producera fossilfritt stål i Sverige är betydligt mer ambitiösa, vilket vi återkommer till i nästa avsnitt.

4. Ett svenskt företag som bygger sin verksamhet på denna affärsidé är Liquid Wind (<https://www.liquidwind.com/svenska>).

koldioxidavskiljning. Enligt beräkningar från SKGS (2024) förväntas elförbrukningen öka till 6 TWh fram till 2035. Det framgår dock inte om det är tillräckligt för att eliminera dessa utsläpp.

Mineralindustrin (ej metaller) producerar i huvudsak cement, glas och kalk. Utsläppen uppstår till stor del därför att tillverkningen använder fossila bränslen. Hälften av utsläppen från tillverkningen av cement är däremot processutsläpp. Det finns tre huvudsakliga metoder för att minska industrins klimatpåverkan. Den första är att övergå till förnybara bränslen, den andra är att fånga in koldioxid och den tredje är ökad användning av aska för att minska behovet av cement till att producera betong.

All svensk cement produceras i två fabriker som ägs av Heidelberg Materials. Fabriken på Gotland producerar ungefär 2,5 miljoner ton medan den i Skövde producerar cirka 750 000 ton per år.⁵ Ågaren planerar en anläggning för att fånga in de samlade koldioxidutsläppen om 1,8 miljoner ton från fabriken på Gotland. Det årliga elbehovet beräknas till 1,5 TWh.⁶ En motsvarande anläggning i Skövde skulle således behöva ungefär 0,4 TWh. Att fånga in 2,3 miljoner ton med koldioxid från cementproduktion skulle därmed kräva ungefär 2 TWh el.

Massa- och pappersindustrin har till stor del fasat ut fossil energi i produktionen, men släppte under 2022 ändå ut 800 000 ton växthusgaser, det mesta i samband med förbränning. Dessutom släpper industrin ut 20 miljoner ton biogen koldioxid per år (Skogsindustrierna, 2024), det vill säga sådan koldioxid som inte anses ge något nettotillskott av växthusgaser till atmosfären och därför inte räknas in i EU:s system för utsläppsrätter. Ett sätt att klimatkompensera utsläppen från massa- och pappersindustrin vore att fånga in och lagra motsvarande mängd biogen koldioxid. Det skulle kräva ungefär 0,25 TWh el för att fånga in 800 000 ton om man utgår från beräkningar av Skogsindustrierna (2024).

Övrig industri består särskilt av gruvindustri, trävaruindustri och verkstadsindustri. Utsläppen från dessa kommer mestadels från förbränning av fossila bränslen. Alternativen för omställning är elektrifie-

5. Produktionsdata är hämtade från <https://www.cement.heidelbergmaterials.se/sv/produktion>.

6. Se företagets webbplats <https://www.sliteccs.se/sv/om-gotland-inte-far-mer-el-fore-2030>.

ring, övergång till biogas och infångning av koldioxid. Den officiella statistiken är inte tillräckligt detaljerad så att det går att observera energianvändningen för dessa industrier. Däremot kan man räkna ut energianvändningen om man känner till utsläppsnivåerna och gör antaganden om vilka typer av fossila bränslen som används. Övrig industri släppte ut 1,1 miljoner ton växthusgaser under 2022. Om vi tänker oss att dessa utsläpp i genomsnitt var desamma som för diesel, ger detta en beräknad energiförbrukning från fossila bränslen om 4 TWh.⁷ Om man grovt utgår från att hälften av denna energianvändning kan ersättas med dubbelt så effektiv elektrifiering och resten med hälften så effektiva elektrobränslen, krävs 5 TWh elektricitet för att ersätta de fossila bränslena med klimatvänliga alternativ.⁸

Transporter. Utsläppen av växthusgaser uppstår på grund av transporternas fossila drivmedel. Det finns två huvudsakliga lösningar för att minska dessa utsläpp. Den ena är att övergå till elektriska transportmedel. Den andra är att använda icke-fossila bränslen. Elektrifiering anses mest lämpat för att minska utsläppen av växthusgaser i vägtrafiken. Energimyndigheten (2023b) beräknar att denna elektrifiering kommer öka elanvändningen med ungefär 36 TWh. I detta scenario är personbilstrafiken, som utgör 99 procent av den icke-kommersiella vägtrafiken, nästan helt elektrifierad. Tung lastbilar, som representerar närmare två tredjedelar av den kommersiella vägtrafiken, är till 90 procent elektrifierad. Den resterande kommersiella vägtrafiken drivs till stor del av biodrivmedel. Återstående energianvändning från fossila bränslen skattar Energimyndigheten till 1 TWh.

Energiomställningen för flyg och sjöfart förväntas till liten grad bestå av elektrifiering. I stället ska ökad användning av olika typer icke-fossila bränslen minska utsläppen av växthusgaser. Påverkan på elsystemet blir indirekt, eftersom produktionen av dessa bränslen ökar den svenska elförbrukningen i större eller mindre grad beroende på vilken typ av bränsle det rör sig om, hur det produceras och i vilken utsträckning det produceras i Sverige.

EU (2023d) anser att den mest trovärdiga metoden för att minska

7. Enligt Naturvårdsverkets utsläppsfaktorer släpper en GWh diesel ut 270 ton koldioxidkvalenter, se <https://www.naturvardsverket.se/vagledning-och-stod/luft-och-klimat/berakna-klimatpaverkan/>.

8. Under våra förenklade antaganden blir elförbrukningen $1,25 = 2 \times 1/2 + 0,5 \times 1/2$ kWh för att ersätta 1 kWh fossila bränslen.

luftfartens utsläpp av växthusgaser på kort och mellanlång sikt är hållbara flygbränslen som kan blandas direkt med existerande flygbränslen och därför kan användas i befintliga flygplan. Bioflygbränslen framställs huvudsakligen från HEFA (*hydrotreated esters and fatty acids*), vilket inkluderar matolja och djurfetter. Den begränsade tillgången gör det dock nödvändigt att även utforska elektroflygbränslen (van Bavel och Vandu, 2024). Under 2022 använde inrikes och utrikes luftfart gemensamt 9 TWh energi i form av flygbränsle.⁹ Givet att det måste till 2 kWh el för att producera 1 kWh elektrobränsle, skulle det krävas cirka 18 TWh el för att helt ersätta dagens flygbränsle med elektroflygbränslen.¹⁰ EU (2023d) kräver ökande andelar hållbara flygbränslen över tid, med en minimiandel på 70 procent hållbara flygbränslen där åtminstone hälften ska vara elektrobränslen från och med 2050.

Baserat på EU-kommissionens förslag till maritimt förnybarhetsdirektiv (EU, 2021b) beräknar Fridell med flera (2022) att direkt el och olika former av elektrobränslen kommer stå för ungefär en fjärdedel av energiförbrukningen i ett scenario där sjöfarten har minskat sina utsläpp i enlighet med EU:s 55-procentpaket. Under 2022 använde inrikes och utrikes sjöfart 2 respektive 25 TWh energi, för det mesta genom att bränna diesel och eldningsolja. En fjärdedel skulle utgöra cirka 7 TWh elektrobränslen, vilket motsvarar en elförbrukning om cirka 14 TWh.¹¹ Notera dock att förbränning av metanol är ineffektivt jämfört med att konvertera energin genom en bränslecell. I motsättning till luftfarten torde bränsleceller vara lämpade för åtminstone viss sjöfart (Fridell med flera, 2022).

Andra branscher. Även för andra branscher än ovanstående kan man beräkna energianvändningen genom en indirekt metod baserad på utsläppen av växthusgaser. Utsläpp från arbetsmaskiner redovisas separat i statistiken. Dessa släppte ut 2,8 miljoner ton under 2022, mestadels för att de använder diesel som bränsle. Det ger en beräknad

9. Statistik över energianvändningen för 2022 är hämtad från Energimyndighetens statistikdatabas.

10. Framställningen av e-flygbränsle (även känt som Fischer-Tropsch-flygbränsle) är mer komplicerad än för e-metanol, bland annat eftersom energiinnehållet måste vara på samma nivå (43 MJ/kg) som för vanligt flygbränsle.

11. Statistik över energianvändningen för 2022 är hämtad från Energimyndighetens statistikdatabas.

dieselförbrukning om 10,4 TWh.¹² Om man utgår från att hälften av fordonsflottan elektrifieras medan resten övergår till elektrobränslen, krävs 1,25 kWh elektricitet för att ersätta 1 kWh diesel.¹³ Detta ger en elförbrukning om 13 TWh för att eliminera utsläppen från arbetsmaskinerna.

Fluorerade gaser (f-gaser) används som ersättning för ozonnedbrytande ämnen. F-gaser bidrar till klimatförändringarna eftersom de är kraftfullare växthusgaser än koldioxid. EU (2014) bedömer en utfasning av fluorkolväten som det mest effektiva sättet att minska utsläppen. Vi har dock inga uppgifter om hur denna omställning kommer att påverka elförbrukningen.

Det finns fortfarande vissa utsläpp i samband med att man bränner fossila bränslen för produktion av el och fjärrvärme. Att ersätta fossila bränslen med förnybar elproduktion eller biobränslen kommer inte att medföra någon nettoökning i elbehovet. Egen uppvärmning av bostäder och lokaler ger utsläpp genom förbränning av naturgas och oljeprodukter motsvarande 2,9 TWh energi.¹⁴ Ett byte till direktverkande el skulle öka elbehovet med 1–2 TWh.

Avfallssektorn är en annan viktig källa till utsläpp. Störst andel kommer från deponier för slutgiltig lagring av avfall. Dessa utgör den näst största källan till utsläpp av metan efter jordbrukssektorn. Samtidigt har dessa utsläpp minskat dramatiskt, med 87 procent mellan 1990 och 2022. De förväntas minska ytterligare, bland annat på grund av ökad materialåtervinning, metanåtervinning och ökad avfallsförbränning med energiutvinning.¹⁵ Utsläppsminskningarna från deponier torde inte leda till någon nettoökning i elförbrukningen, snarare tvärtom.

En summering av beräkningarna ovan ger cirka 110 TWh ökad elförbrukning. Av dessa avser 43 TWh tillverkning av elektrobränslen till

12. Utsläppsfaktorn för diesel är angiven i tidigare fotnot.

13. Elfordon är ungefär dubbelt så energieffektiva som fossilbaserade fordon medan elektrobränslen endast är hälften så effektiva. Detta ger en elförbrukning om $1,25 = 2 \times 1 / 2 + 0,5 \times 1 / 2$ kWh el för att ersätta 1 kWh diesel under våra antaganden om fördelningen av elfordon relativt till sådana som går på elektrobränslen.

14. Förbränning av naturgas medförde cirka 300 000 ton utsläpp, medan oljeprodukter gav utsläpp om cirka 400 000 ton. Naturgas och eldningsolja har utsläppsfaktor 203 respektive 268 kg/MWh. Omräknat till energi blir det 1,4 TWh naturgas och 1,5 TWh eldningsolja.

15. Se Naturvårdsverkets webbsida <https://www.naturvardsverket.se/data-och-statistik/klimat/vaxthusgaser-utslapp-fran-avfall/>.

flyg, sjöfart och arbetsmaskiner. Beroende på i vilken utsträckning de förnybara bränslena blir just elektrobränslen, och i vilken utsträckning de importeras, uppskattar vi att det skulle gå åt mellan 67 och 110 TWh el för att eliminera utsläppen i branscherna från tabell 7. Den totala elförbrukningen i Sverige 2023 var 124 TWh, vilket ger en elförbrukning i intervallet 191–234 TWh. Detta är i linje med elektrifieringsscenarier redovisade i Brännlund med flera (2022), Energimyndigheten (2023b) och Svenska kraftnät (2024b).

Beräkningarna ovan bygger på antagandet att strukturen i ekonomin förblir oförändrad, att de flesta av utsläppen elimineras från branscherna redovisade i tabell 7 och att utsläppen från alla andra branscher hålls konstanta. Men även i jordbruket och andra sektorer pågår åtgärder för att minska utsläppen. Jordbrukssektorn står för de största svenska utsläppen av metan och lustgas, som båda är starkare växthusgaser än koldioxid. Sektorns samlade utsläpp (exklusive anläggningsmaskiner) uppgick till 6,5 miljoner ton under 2022. En åtgärd är fodertillsatser och att öka djurens produktivitet för att minska utsläppen från fodersmältningen. En annan är förbättrad lagring av gödsel (Naturvårdsverket och Jordbruksverket, 2022). Sådana åtgärder torde minska utsläppen av växthusgaser med endast en marginell påverkan på elförbrukningen.

Prognoser över Sveriges framtida elförbrukning

Omställningen kommer att leda till en kraftig ökning av elförbrukningen i Sverige.¹⁶ Flera analyser bygger på prognoser med betydligt större elförbrukning än 191–234 TWh. Energimyndigheten (2023a) beskriver två scenarier över Sveriges energisystem baserade på en ekonomisk modell av Konjunkturinstitutet. Denna modell beräknar efterfrågan på el utifrån förädlingsvärdena för olika branscher och investeringarna som dessa ger upphov till. I scenariot med den högsta elförbrukningen använder Sverige 322 TWh el 2050. Svenska kraftnäts (2024b) analys över kraftsystemets utveckling fram till 2050 fokuserar på produktionssidan och behandlar förbrukningen mera rudimentärt. I det mest expansiva scenariot är elförbrukningen 344 TWh 2050. SKGS (2024)

16. Alla prognoser över elförbrukningen redovisade i detta avsnitt är beräknade exklusive nätförluster.

beräknar industrins elbehov utifrån ett mera kortsiktigt perspektiv baserat på enkätsvar från branscherna och industrin. De skattar att Sverige kommer använda 231 TWh till 2035.

Anledningen till att prognoserna ovan skiljer sig från våra beräkningar för befintlig ekonomi är att de förra räknar in storskaliga elintensiva nyetableringar. Det enskilt största projektet, förutom Stegra, är Hybritprojektet drivet som ett konsortium av gruvbolaget LKAB, stålproducenten SSAB och Vattenfall. Den fullskaliga verksamheten i detta projekt beräknas använda 70 TWh per år för att framställa fossilfritt järn.¹⁷ Sammantaget innebär Stegra och Hybritprojektet att elbehovet inom metallindustrin kan öka med 70 TWh, utöver vad som krävs för att elektrifiera befintlig verksamhet. Andra planerade vätgasprojekt rör framställning av elektrobränslen. SKGS (2024) beräknar raffinaderi- och elektrobränslebranschens ökade elbehov till drygt 27 TWh till 2035. Denna ökning ingår dock i våra beräkningar så till vida att elektrobränslen kan användas till att minska de inhemska utsläppen från fossila bränslen. Hela den förväntade ökningen i elförbrukning har dock inte att göra med vätgasproduktion. SKGS (2024) beräknar att teknikindustrins elbehov ökar med 7 TWh fram till 2035, främst genom tillverkning av batterier till fordonsbranschen. Även digitaliseringen påverkar elförbrukningen. Energimyndigheten (2023a) beräknar att datacenter och kryptobrytning använde ungefär 4,5 TWh under 2022, men anger att den framtida utvecklingen är svårbedömd. Elförbrukningen 2030 skattas därför till ungefär 5 TWh. Detta är sannolikt en underdrift till följd av den accelererande användningen av artificiell intelligens (AI) som är mycket energikrävande.

Om vi lägger till prognoserna över nyetableringar ovan (förutom elektrobränslen som vi redan har tagit höjd för) till våra tidigare beräkningar, får vi en förväntad elförbrukning om 311 TWh. Detta är något lägre än andras mest expansiva prognoser, men innebär ändå en ökning om drygt 150 procent jämfört med elförbrukningen 2023. Sammanfattningsvis är utfallsrummet för Sveriges framtida elförbrukning stort. Denna osäkerhet hänger särskilt samman med den framtida produktionen av vätgas i Sverige.

17. Se Vattenfalls pressmeddelande »Hybrit: Vätgaslager sänker kostnaden med upp till 40 procent« 16 oktober 2023.

Hur kommer framtidens efterfrågan på el att bero på elpriset?

Typiska analyser av elsystemet beaktar de ekonomiska incitamenten för investeringar i elproduktion utifrån olika bedömningar av det framtida elbehovet, men de tar inte hänsyn till hur efterfrågan påverkas av elpriset, exempelvis genom lönsamheten av investeringar i nya anläggningar. En stor del av den ökade elförbrukningen förväntas komma från tillverkning av grönt järn och stål samt elektrobränslen. Dessa branscher står för hela 126 TWh av ökningen om 187 TWh i vårt mest expansiva scenario. Resterande industri står endast för 25 TWh, eftersom elektrifieringen av transporter förväntas öka elanvändningen med 36 TWh.

Tillverkningen av grönt järn, stål och elektrobränslen bygger på en användning av stora mängder vätgas producerad genom elektrolys. Däremot är tillverkningen av dessa varor inte beroende av att vätgasen är producerad i Sverige. Den elintensiva industrins ökade elförbrukning kommer därför att bero på industrins kostnad för inhemskt producerad grön vätgas jämfört med importerad vätgas, och huruvida grönt järn, stål och elektrobränslen producerade i Sverige kan konkurrera på världsmarknaden. Energiomställningen blir mycket mer begränsad om den gröna vätgasen importeras eller om svensk industri inte är konkurrensmässig.

Den första frågan är hur mycket det kostar att producera grön vätgas i Sverige jämfört med i andra länder. Frågan är svår att besvara eftersom anläggningarna är få globalt och knappt finns i Sverige. Utifrån sammanställningen i Christensen (2020) över kostnaderna för olika komponenter kan man dock uppskatta enhetskostnaden för att producera vätgas exklusive kostnaderna för den förbrukade elen, se tabell 8. Produktionskostnaden mäts ofta i kronor per kilogram (kr/kg).

Ett högt kapacitetsutnyttjande sänker enhetskostnaden medan ett lågt kapacitetsutnyttjande medför att man producerar mer vätgas i perioder med lågt elpris ifall den samvarierar med den väderberoende elproduktionen. Tabell 9 visar den beräknade genomsnittliga elkostnaden för en anläggning som körs under timmarna med lägst elpris för varje elområde. Beräkningen bygger på att det krävs ungefär 50 kWh el för att tillverka ett kilo vätgas.

Priserna är mycket låga i alla elområden vid ett lågt kapacitetsutnytt-

Tabell 8 Beräknade enhetskostnader (kr/kg) exklusive el för att producera grön vätgas.

Kapacitetsutnyttjande (%)	20	50	80	100
Kostnader	36	14	9	7

Källa: Egna beräkningar baserade på Christensen (2020). I beräkningarna utgår vi ifrån en växelkurs om 10 kronor per USA-dollar. Uträkningarna är tillgängliga från författarna.

Tabell 9 Elkostnaden för vätgas (kr/kg) beroende på kapacitetsutnyttjandet i genomsnitt för hela perioden 2020–2023.

Kapacitetsutnyttjande (%)	20	50	80	100
SE1	4	8	13	21
SE2	4	8	13	22
SE3	5	12	23	36
SE4	6	16	29	43

Källa: Egna beräkningar baserade på prisdata från Nord Pool.

Tabell 10 Beräknad genomsnittskostnad (kr/kg) för att producera grön vätgas i Sverige.

Kapacitetsutnyttjande (%)	20	50	80	100
SE1	40	22	22	28
SE2	40	22	22	29
SE3	41	26	32	43
SE4	42	30	38	50

Källa: Egna beräkningar baserade på Christensen (2020) och prisdata från Nord Pool.

jande, men ökar markant vid ett högt kapacitetsutnyttjande. Genom att summera rutorna i tabellerna 8 och 9 får vi i tabell 10 fram kostnaderna för att producera grön vätgas i Sverige till de senaste årens elpriser.

I alla elområden uppstår de lägsta enhetskostnaderna till ett kapacitetsutnyttjande om 50–80 procent. Kostnaderna är något lägre i norra än i södra Sverige. Nätavgifter och kostnader för eventuella vätgaslager tillkommer.

I jämförelse anger Christensen (2020) en mediankostnad om 190 kr/kg och ett minimum om 40 kr/kg inom EU. För USA är mediankostnaden 106 kr/kg och lägsta kostnad 45 kr/kg. Baserat på dessa resultat förefaller det mer kostnadseffektivt att framställa grön vätgas i Sverige jämfört med att importera den från Europa eller USA. Huvudorsaken är de relativt låga elpriserna i Sverige. Kostnaden för att bygga och driva en vätgasanläggning i Sverige torde vara snarlik den i resten av Europa eller USA. Naturligtvis kan det vara billigare att producera grön vätgas på andra håll i världen. Den betydande transportkostnaden torde dock gynna lönsamheten av inhemsk produktion.

Det förefaller som om svensk industri ska kunna tillverka vätgas till låg kostnad jämfört med andra länder. Teknologierna för att producera järn, stål och elektrobränslen är globalt tillgängliga, så det verkar rimligt att kostnaden för att producera dessa varor inte blir högre än åtminstone i resten av EU eller i USA.¹⁸ Svensk industri har dessutom vissa konkurrensfördelar. Produktionen av direktreducerat järn blir billigare med malm som har särskilt höga andelar järn (Sundén, 2024). Malm med sådan kvalitet utvinns i dag endast i norra Sverige och på några få andra platser.¹⁹ Vad gäller elektrobränslen utgör biogen koldioxid den andra grundläggande insatsfaktorn utöver vätgas. Tillgången till biogen koldioxid torde vara relativt god i Sverige. En ytterligare fördel är tillgång till stora mängder vatten som inte behöver avsaltas. Den lokala tillgången till insatsfaktorer ger Sverige en komparativ fördel.

Industripolitiska faktorer kan däremot påverka den svenska indu-

18. Återvunnet skrot är det mest kostnadseffektiva sättet att framställa miljövänligt stål eftersom återvinning inte ger nettoutsläpp av växthusgaser från förädling av järnmalm. Däremot bedöms återvunnet stål inte räcka till för att täcka hela efterfrågan på grönt stål (Jernkontoret, 2024).

19. Se till exempel <https://www.midrex.com/tech-article/dr-grade-iron-ore-pellets-a-supply-overview/> för en lista över gruvor och fyndigheter.

strins lönsamhet. I USA kan företag få mellan 0,6 och 3 dollar i skatte-reduktion per kilo producerat grön vätgas (The White House, 2023). Med fullt ekonomiskt stöd och baserat på beräkningar av Christensen (2020) skulle mediankostnaden i USA bli 76 kr/kg och den lägsta kostnaden 15 kr/kg. Det skulle då bli svårt att konkurrera med den tyngst subventionerade och mest kostnadseffektiva produktionen av vätgas i USA.²⁰ Till högre vätgaskostnader och vid lägre industriellt stöd utomlands är de svenska förutsättningarna mer gynnsamma.

Även om grönt stål och elektrobränslen tillverkade i Sverige skulle vara konkurrensmässiga med liknande varor producerade utomlands, är det fortfarande osäkert om sådana investeringar är lönsamma. Grönt stål och gröna bränslen är dyrare att producera än vanligt stål och fossila bränslen. Därför måste slutkunderna vara villiga att betala mer för de gröna varianterna än för de konventionella varianterna. Representanter från industrin anger ökad betalningsvilja för hållbart producerat stål, särskilt från fordonsindustrin, som en källa till den ökade efterfrågan (Jernkontoret, 2024). Utifrån vissa affärsbeslut under 2024 ser efterfrågan ut att vara mer av en utmaning för elektrobränslen.²¹ Sundén (2024) är skeptisk till det gröna stålet baserat på argument om att det förväntade mervärdet är negativt jämfört med att sälja själva järnmalmen.

För resterande svensk industri är det än svårare att bedöma hur elkostnaderna påverkar den individuella lönsamheten av energiomställningen. Ett undantag är marknaden för cement. Här råder i det närmsta monopol tillstånd, då ett företag står för det mesta av produktionen i Sverige och cementmarknader huvudsakligen är nationella. Materialkostnaden utgör endast en liten del av kostnaden för de flesta bygg- och anläggningsprojekt (Naturvårdsverket och Statens Energimyndighet, 2022). Av dessa orsaker har cementindustrin stora möjligheter att vältra över ökade elkostnader på sina kunder. I så fall kommer klimatomställningen inom denna industri inte att vara särskilt känslig för elpriset.

20. Stålproducenten ArcelorMittal hävdar att de med full subvention kan producera vätgas motsvarande en kostnad om ungefär 11 kr/kg i sin stålfabrik i Texas, enligt en artikel i Affärsvärlden 13 juni 2024, se <https://www.affarsvarlden.se/artikel/staljatten-tror-inte-langre-pa-vatgas-skulle-skjuta-ut-oss-som-en-katapult>.

21. För svensk del lade energibolaget Ørsted ner ett projekt för e-metanol i Örnsköldsvik och Uniper ett projekt för att producera flygbränsle i Långele under 2024.

Elektrifieringen av personbilstrafiken torde endast i liten grad bero på elpriset. En personbil som drivs på el använder ungefär 2 kWh per mil. Om man kör 1 500 mil per år och elkostnaden ökar med 1 krona per kWh, innebär det en ökad kostnad på 3 000 kronor per år. Det är en begränsad extrautgift jämfört med andra bilkostnader. För eldrivna lastbilar har ändringar i elpriset mycket större inverkan på driftskostnaderna. Ökade lokala fraktkostnader minskar lönsamheten av ekonomisk verksamhet i Sverige, vilket kan begränsa möjligheterna att vältra över bränslekostnader på kunderna. Däremot måste inhemska vägtransporter till stor del laddas med svenskt el, vilket innebär att ökade elkostnader påverkar hela transportsektorn och därför inte utgör en konkurrensnackdel för enskilda speditorsfirmor. Elpriset bedöms därför ha viss påverkan på elektrifieringen för den kommersiella trafiken.

7. Lönsamhets- bedömningar av elproduktion

I DETTA KAPITEL studerar vi de ekonomiska förutsättningarna för olika typer av elproduktion. Vi diskuterar hur kostnaderna för de mest centrala teknologierna för svensk del har utvecklats över tid och hur de kan tänkas utvecklas i framtiden. Vi analyserar även de olika kraftslagens intjäningsförmåga för att bedöma deras lönsamhet baserad på elpriserna de senaste åren.

Vad kostar det att investera i elproduktion?

Som framgick av figur 4 består den svenska elproduktionen till största delen av vattenkraft och kärnkraft. Övrig värmekraft står för ungefär 10 procent, och sedan 2003 utgör vindkraft en ökande andel av elproduktionen. De senaste åren har det även tillkommit betydande energi från solkraft. Det är dessa kraftslag som förväntas försörja Sverige med el även i framtiden.

De olika kraftslagen kompletterar varandra, eftersom de varierar i planerbarhet, flexibilitet och uthållighet. Produktionen i en anläggning är *planerbar* om man i god tid i förväg, exempelvis dagen före, och med stor säkerhet kan säga hur mycket av den installerade kapaciteten som kommer vara tillgänglig under driftperioden. Exempel på planerbar elproduktion är vattenkraft och värmekraft inklusive kärnkraft. Elproduktion är *flexibel* om den kan ökas eller minskas med kort varsel, inom ramen av 15 minuter eller kortare, utan att det uppstår stora kostnader i samband med själva produktionsändringen; exempel är vattenkraft och gasturbiner. Värmekraft har *uthållig* elproduktion, eftersom sådana anläggningar kan upprätthålla samma produktionsnivå under lång tid. Vattenkraften har en särställning i den svenska elförsörjning-

en så till vida att den både är planerbar och mycket flexibel, vilket gör att den kan fungera som en buffert för att fånga upp annan variation i produktion och förbrukning. Sol- och vindkraft är sämre när det gäller planerbarhet, flexibilitet och uthållighet, men har fördelen att de är relativt billiga och lätta att bygga och driva.

Den genomsnittliga kostnaden i öre/kWh utgör standardmättet för att jämföra olika typer av elproduktion. Denna kostnad benämns ofta LCOE (*Levelized Cost of Energy*) och beräknas som summan av tre komponenter. Den första är den rörliga produktionskostnaden som endast uppstår när anläggningen producerar energi. För värmekraft utgör bränslekostnaden den huvudsakliga rörliga kostnaden. För sol- och vindkraft är den rörliga kostnaden noll. Den andra är den genomsnittliga administrations- och underhållskostnaden (O&M). Den beräknas som den fasta O&M-kostnaden per driftsperiod delat med det genomsnittliga kapacitetsutnyttjandet per driftsperiod. Den tredje komponenten är kapitalkostnaden. Den beräknas som det diskonterade nuvärdet av investeringskostnaden per driftsperiod delat med det genomsnittliga kapacitetsutnyttjandet per driftsperiod. Den genomsnittliga O&M- och kapitalkostnaden är lägre ju mera anläggningen används.¹

VATTENKRAFT

Sverige är ett glesbefolkat land med många fjäll. Det gäller i ännu högre grad för Norge och delvis även för Finland. Nederbörden i fjällen och fallhöjden bidrar till att vattenkraften dominerar elförsörjningen i Sverige och Norden; den står för ungefär 45 procent av den svenska tillförseln av el. Tillgången på magasinerat vatten styrs av nederbörden. På grund av det kalla klimatet lagras även en hel del nederbörd i form av snö och is under vintern. Den frysta nederbörden blir tillgänglig under vår och tidig sommar. Det skiftande vädret medför att tillgängligheten i vattenkraften varierar från år till år, vilket illustreras i figur 4.² Vattenkraftverk har en låg rörlig kostnad, men den begränsade vatten-

1. Sandén (2024) visar i detalj hur denna beräkning går till.

2. Under efterkrigstiden och fram till 1970-talet, då vattenkraftens andel av Sveriges elproduktion var upp till 95 procent och möjligheterna att importera el var färre, uppstod regelbundet elbrist under år med låg nederbörd (Blomgren, 2021; Holmberg, 2024a).

mängden måste användas ekonomiskt för att hushålla med resurserna.

Enligt Svensk Energis (2015) bedömning är den tekniska potentialen för ytterligare vattenkraft 30 TWh, där 24 TWh återfinns i Sveriges fyra skyddade nationalälvar (Torneälven, Kalixälven, Piteälven och Vindelälven) samt i andra vattendrag skyddade mot utbyggnad enligt miljöbalken (4 kap. 6 §). Potentialen att öka energiproduktionen i icke-skyddade älvar är enligt dessa beräkningar 6 TWh. Nya miljökrav på vattenkraften gör det dock svårt att öka energiutvinningen även i dessa älvar. Under 2022 startades en omfattande miljögranskning av vattenkraften som beräknas pågå i 20 år.³ Enligt den nationella planen för moderna miljövillkor (Regeringen, 2020) förväntas granskningen leda till en minskning av vattenkraften med 1,5 TWh. I december 2022 pausades omprövningen av vattenkraftverkens miljötillstånd, bland annat med hänvisning till energikrisen. I augusti 2024 presenterade Klimat- och näringsdepartementet promemorian »Bättre förutsättningar för vattenkraftens omprövning« (KN2024/OI642), som syftar till att i större utsträckning utnyttja det utrymme EU-rätten ger att säkra en hög och effektiv miljöanpassad vattenkraftsproduktion.

Det kan bli svårt att öka energiproduktionen, men effekten i befintliga vattenkraftverk kan höjas. Exempelvis planerar Vattenfall att från 2026 och in på 2030-talet höja maxeffekten i sina vattenkraftverk med närmare 10 procent.⁴ Effekthöjningar ökar flexibiliteten i elförsörjningen och underlättar för systemet att hantera den väderberoende sol- och vindkraften.

Det finns större möjligheter att bygga ut vattenkraften i Norge. Enligt regleringsmyndigheten Norges vassdrags- och energidirektorat (NVE) har ny vattenkraft LCOE på cirka 40 öre/kWh.⁵

Vattenkraftsprojekt är emellertid komplicerade, och risken är stor att de blir väsentligt dyrare än budgeterat. Tabell II anger reala kostnadsöverskridanden för olika typer av kraftprojekt jämfört med deras budgeterade kostnader i samband med investeringsbeslutet.

3. Ett stort antal älvar och vattendrag ska granskas. Tidplanen för varje vattendrag finns beskriven i Förordning (1998:1388) om vattenverksamheter: https://www.riksdagen.se/sv/dokument-och-lagar/dokument/svensk-forfattningssamling/forordning-19981388-om-vattenverksamheter_sfs-1998-1388/.

4. Se Vattenfalls pressmeddelande »Vattenfall planerar för ny vattenkraft i Sverige« 18 april 2023.

5. Estimaten anges på NVE:s webbsida <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/kostnader-for-kraftproduksjon/>.

Tabell 11 Kostnadsöverskridanden för olika typer av stora elkraftsprojekt. Kostnaden för olympiska spel finns med som jämförelse.

Projekt	Genomsnittlig kostnadsöverskridning (%)	Andel (%) av projekten där kostnaderna är minst 50 % över budget	Genomsnittlig kostnadsöverskridning för projekt som är minst 50 % över budget (%)
Kärnavfallslager	238	48	427
Olympiska spel	157	76	200
Kärnkraftverk	120	55	204
Vattenkraftverk med magasin	75	37	202
Övrig värmekraft (fossilbaserad)	16	14	109
Vindkraft	13	7	97
Elöverföring	8	4	166
Solkraft	1	2	50

Källa: Flyvbjerg och Gardner (2023).

KÄRNKRAFT

Kärnkraft producerar ungefär 30 procent av Sveriges elenergi. Då det är kostsamt att bygga ny planerbar fossilfri elproduktion, är det viktigt för Sveriges elförsörjning att den befintliga kärnkraften kan behållas så länge det är samhällsekonomiskt försvarbart. Fortum och Vattenfall meddelade i juni 2024 att de siktar på 80 års drifttid för reaktorerna i Forsmark och Ringhals. Uniper har därefter meddelat att de vill undersöka möjligheten att förlänga drifttiden i Oskarshamn 3. Vidare finns möjligheter att höja effekten i befintliga kärnkraftverk. Det är dock något osäkert i vilken utsträckning som livstidsförlängningarna är ekonomiskt och tekniskt genomförbara, bland annat beroende på anläggningarnas skick och tillgången på reservdelar. Energimyndigheten (2023b) gör prognosen att de tre äldsta kvarvarande reaktorerna skulle kunna stänga mellan 2040 och 2045, medan de tre yngsta reaktorerna kan vara i drift i 80 år. Svenska kraftnät (2024b) har scenarier där de tre äldsta reaktorerna stängs redan 2035–2036, efter 55 års drift, men studerar även möjligheten att alla nu kvarstående reaktorer är i drift i 80 år. Enligt IEA (2022) har investeringar som förlänger livstiden för existerande kärnkraftverk en LCOE på runt 40 öre/kWh.

Kostnaden för ny kärnkraft är svår att uppskatta. En anledning är att byggkostnaden varierar väldigt mycket beroende på hur framgångsrikt projektet är. Baserat på de nya reaktorerna i Vogtle, Georgia, som

togs i drift under 2023 respektive 2024, uppskattar Lazard⁶ (2024) LCOE för ny kärnkraft till cirka 1,8 kr/kWh i USA. NVE i Norge har uppskattat LCOE till cirka 1,6 kr/kWh.⁷ IEA (2022) gör en likartad bedömning för EU. Dessa LCOE-nivåer motsvarar ungefär det elpris som Storbritanniens regering garanterar Hinkley Point C i 30 år.⁸ Dillén (2024) samt Wakter och Stenegren (2024) gör en mer optimistisk uppskattning av kärnkraftens kostnader. De beräknar att LCOE för ny kärnkraft ligger på 1,1 kr/kWh i Sverige. Vattenfall har uppgett i media att ny kärnkraft kostar 93–117 öre/kWh.⁹ Dessa mer optimistiska kostnader är i linje med de uppskattningar som gjorts av U.S. Energy Information Administration (2022). Även Sandén (2024) konstaterar att osäkerheten är stor och uppskattar att LCOE för ny kärnkraft ligger i intervallet 1–2 kr per kWh.

Ett problem med kärnkraften är att det inte har byggts särskilt många reaktorer under 2000-talet, särskilt inte i USA och Västeuropa. De få reaktorer som byggts har i genomsnitt tagit 16 år att färdigställa och blivit mycket dyrare än beräknat. De stora förseningarna har orsakats bland annat av slarv med ritningar och byggande. Dessutom kan mindre korrigeringar i megaprojekt leda till stora förseningar och kostnadsökningar (Flyvbjerg och Gardner, 2023).¹⁰ Bland alla typer av megaprojekt är det kärnkraftsprojekt och slutförvar av kärnavfall som tillsammans med arrangemang av olympiska spel historiskt löpt störst risk att bli väsentligt dyrare än budget enligt tabell 11. Enligt en studie från Oxford Global Projects (2023), som utförts på uppdrag av Riksgälden, är kostnadsöverskridandena åtminstone 300 procent för 20 procent av de cirka 200 kärnkraftsprojekt som genomförts under de senaste 60 åren.

6. Lazard är en investmentbank och finansiell rådgivare till andra banker samt tillgångsförvaltare.

7. Estimatet anges på NVE:s webbsida <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/kostnader-for-kraftproduksjon/>.

8. Det garanterade elpriset räknas upp med inflationen och är 2024 ungefär uppe i 130 pund/MWh.

9. Dessa siffror har exempelvis rapporterats av Aftonbladet: <https://www.aftonbladet.se/nyheter/a/O8xqXw/sa-andrade-sig-regeringen-om-karnkraften>.

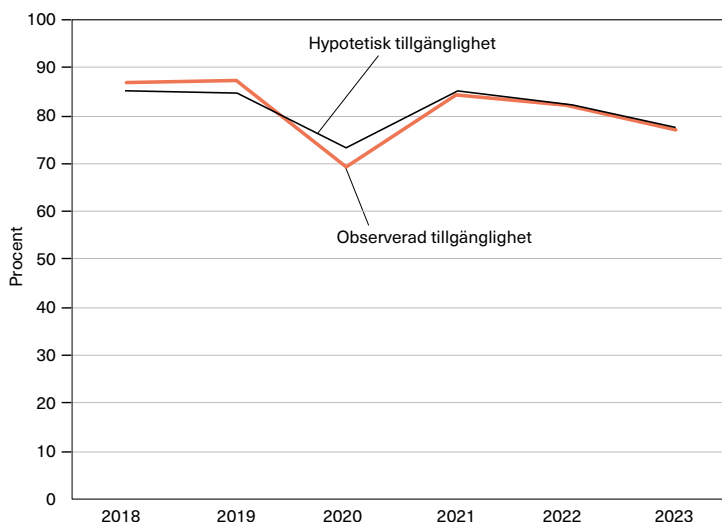
10. Ett exempel som brukar nämnas är att Storbritanniens säkerhetskrav avseende bredden på korridorer och dörrar i Hinkley Point C ledde till påtagliga fördröjningar och förseningar. De breda korridorerna ska underlätta utrymning vid en nödsituation, exempelvis om personer behöver bäras med bår.

MIT (2024) uppskattar att Westinghouses stora reaktor (AP1000) har ett LCOE på cirka 160 öre/kWh i dag. Rapporten anser dock att det borde vara möjligt att minska LCOE till knappt 70 öre/kWh om det skulle byggas 20 snarlika AP1000 reaktorer i USA framöver, särskilt med flera stora reaktorer på samma plats. Det handlar om kunskapsbyggnad, erfarenhet, utvecklade leverantörskedjor samt kompletta ritningar när bygget inleds, så att endast mindre justeringar behöver göras under projektets gång.

I Asien rapporteras det att kärnkraft kan byggas billigare än i EU. IEA (2022) uppskattar att kärnkraftverk kan byggas till ungefär halva kostnaden i Indien och Kina. Samtidigt finns det vissa tveksamheter kring de uppgifter som rapporteras från kärnkraftsprojekt i Asien (MIT, 2018). Många asiatiska länder har även ett annat säkerhetstänk och lägre arbetskostnader. Mest relevanta för EU är de reaktorer som har byggts av Korea Electric Power Corporation (KEPCO). De har i princip färdigställt fyra moderna reaktorer (APR-1400) i Sydkorea och fyra i Förenade Arabemiraten. I genomsnitt har byggtiden varit 9–10 år, alltså väsentligt snabbare än de reaktorer som har byggts i Västeuropa och USA under 2000-talet.

En anledning till de relativt korta byggtiderna och låga kostnaderna är en strävan efter att bygga många snarlika reaktorer på samma plats inom en relativt kort tidsrymd (DOE, 2024). Även andra kärnkraftsprojekt som har utformats på det viset har haft förhållandevis låga kostnader (MIT, 2018). Sydkorea har en stor befolkning på liten yta, vilket kan bidra till att de har ovanligt stora siter med upp till sex stora reaktorer. Siten Hanul planerar att öka antalet stora reaktorer till tio innan 2033. Det blir svårt för Sverige att utforma projekt av sådan skala och med så låg kostnadsnivå. Det diskuteras också huruvida Sydkoreas APR-1400-reaktor har mindre välutvecklade säkerhetssystem jämfört med moderna reaktorer från EDF (EPR) och Westinghouse (AP1000), se till exempel Blomgren (2024).

Kostnadsberäkningarna i Dillén (2024) utgår från en byggtid för ny kärnkraft på sju år och att en ny reaktor producerar 89 procent av tiden och har en drifttid om 60 år. Sju år är snabbt jämfört med moderna reaktors byggtider under 2000-talet. En så hög tillgänglighet som 89 procent vore antagligen inte kostnadseffektivt i Sverige. Det skulle innebära att reaktorn producerade med förlust under den ansevärd tiden då elpriset är lägre än reaktorns rörliga produktionskostnad. Ba-

Figur 16 Kärnkraftens tillgänglighet (i procent) i Sverige 2018–2023.

Not: I den simulerade modellen antar vi att en genomsnittlig reaktor gör uppehåll 15 procent av året på grund av underhåll och därtill undviker att producera alla dygn där genomsnittspriset understiger 7 öre/kWh. 7 öre/kWh motsvarar ungefär summan av bränslekostnaden och kärnavfallsavgiften (Dillén, 2024).
Källa: Egen bearbetning av prisdata från Nord Pool och produktionsdata från Svenska kraftnät.

serat på de senaste årens tillgänglighet i kärnkraften, redovisad i figur 16, förefaller ett kapacitetsutnyttjande om ungefär 80 procent mer realistiskt. Figur 16 visar även den hypotetiska tillgängligheten under antagandet att kärnkraften endast producerar när dygnspriset överstiger dess rörliga kostnad. I de lägena producerar kärnkraften för fullt, förutom i situationer med periodiskt underhåll. Det hypotetiska kapacitetsutnyttjandet ligger mycket nära det faktiska. Om kostnadsberäkningarna i Dillén (2024) justeras till en tillgänglighet om 80 procent och en byggtid på tio år, jämförbar med Sydkoreas moderna reaktorer, blir LCOE 1,32 kr/kWh.¹¹ Tillgängligheten kan minska ytterligare om volatiliteten i kraftsystemet skulle öka så att lägre priser uppstod oftare.

11. En drifttid om exempelvis 80 år skulle knappt ha en mätbar påverkan på LCOE för en ny reaktor då kostnaderna år 61–80 har ett nuvärde nära noll för en kalkylränta om 7 procent.

Det finns en förhoppning om att kostnaderna kan bli väsentligt lägre för små modulära reaktorer (SMR) än för stora reaktorer. Serietillverkning ger låg kostnad och kort byggtid per modul. Sol- och vindkraftparker byggs enligt den här principen, och de har relativt små problem med förseningar och fördringar, se tabell II. Vidare är SMR mindre arbetsintensiva när de installeras, vilket är gynnsamt om det är brist på kvalificerad personal eller arbetskostnaderna är höga, såsom i USA och Västeuropa (DOE, 2024). En ytterligare fördel med SMR är att flera små reaktorer är bättre än ett fåtal stora när man vill sprida ut produktionen jämnt över tiden. Det finns en tendens att priset går ner när en stor reaktor producerar, vilket minskar dess intjäningsförmåga. Att ersättningen minskar när produktionen i en enhet ökar kallas ibland för en kannibaliseringseffekt. Vidare minskar risken för investerarna och därmed kapitalkostnaden om de endast behöver ligga ute med pengar motsvarande 1–2 små reaktorer i stället för en stor reaktor. Sammantaget kommer dessa effekter att minska behovet av statliga lån och riskdelningsåtgärder, se kapitel 5. Vidare bör serietillverkning bidra till att risken för ritnings- och bygglarv minskar.

Ett potentiellt problem med SMR är att det kan krävas stora serier innan små reaktorer kan konkurrera med traditionella kärnkraftsreaktorer, knappt 100 enheter enligt huvudscenariot i Sandén (2024). Vidare skulle det enligt samma huvudscenario behöva byggas 10 000 SMR runt om i världen för att kostnaderna ska minska till cirka 50 öre/kWh: en nivå där det torde vara lönsamt att installera dem i Sverige. Dessa uppskattningar är dock mycket osäkra. I det allra mest optimistiska scenariot skulle SMR kunna bli lönsamma i Sverige redan efter 100 enheter. Det finns emellertid pessimistiska scenarier där de förblir olönsamma inom överskådlig tid. MIT (2024) har på kort sikt en mer optimistisk syn på SMR, men är mer pessimistiska på lång sikt. De jämför en SMR på 300 MW med API000 och drar slutsatsen att denna SMR skulle kunna konkurrera med en stor reaktor redan under 2030-talet. Det skulle behöva byggas ungefär 20 identiska SMR med en total effekt på 6 GW och motsvarande mängd API000 för att komma ned till ett LCOE på 100 öre/kWh för båda teknologierna. Å andra sidan blir det svårt för SMR att nå lägre än 100 öre/kWh. Anledningen är de höga drifts- och underhållskostnaderna. Enligt MIT (2024) blir det billigare att bygga API000 på lång sikt, från 2050 och framåt.

ÖVRIG VÄRMEKRAFT

Värmekraftverk omfattar all elproduktion som använder värme för att producera elenergi, inklusive kärnkraft. Detta avsnitt handlar om övrig värmekraft som ofta använder biomassa och avfall som bränsle och står för ungefär 10 procent av Sveriges elproduktion. Det råder viss osäkerhet kring vilka biobränslen som kommer anses vara hållbara enligt EU:s framtida regelverk. Hållbarhetskriterierna för bioenergi skärps i det uppdaterade förnybarhetsdirektivet (EU, 2023c) så att de hamnar mer i linje med biologiska mångfaldsmål. Samtidigt är det möjligt för värmekraftverk att byta bränsle till en mindre kostnad. I framtiden kan det exempelvis bli aktuellt med elektrobränslen och koldioxidinfångning. Koldioxiden kan lagras eller användas vid tillverkning av elektrobränslen. Koldioxidinfångning från biobränsle räknas som negativa utsläpp och kompenseras i enlighet med priset på utsläppsrätter.

Gasturbiner är värmekraft med kort aktivering som används till att parera kortsiktiga störningar i kraftsystemet. De ingår exempelvis i Svenska kraftnäts reserver. Gasturbiner har relativt låga investeringskostnader, vilket innebär att de kan vara lönsamma även om de endast körs under en kortare tid av året. Därmed är de bra komplement till sol- och vindkraft. För att hålla nere kostnaden för att lagra bränsle kan det vara fördelaktigt att placera gasturbiner nära hamnar, flygplatser och fabriker som tillverkar elektrobränslen, eller på andra platser där det kommer finnas stora lager av fossilfria bränslen. För värmekraftverk som ska köras under större delen av året är det mer lönsamt med kombikraftverk. De har en högre verkningsgrad men också en högre investeringskostnad. Kraftvärmeverk levererar både el och värme och kan därmed bli mer lönsamma. De är särskilt viktiga för el- och värmeförsörjning samt beredskapsåtgärder i Sveriges storstäder.¹²

Som framgår av tabell 12 sjunker nuvärdet av kostnaden per producerad kWh (LCOE) markant fram till att anläggningen används 20 procent av tiden. Vid högre utnyttjande får bränslekostnaderna större betydelse och då avtar LCOE i mindre utsträckning. Kapacitetsutnytt-

12. Beredskapsåtgärder är viktiga om det skulle uppstå omfattande störningar i kraftsystemet. Exempel på elberedskapsförmågor är möjligheten att starta upp kraftsystemet efter ett omfattande strömavbrott (dödnätsstart) och ö-driftsförmåga. Ö-drift innebär att ett begränsat område drivs som en »ö« med egen elproduktion, utan koppling till det övriga elnätet. Elberedskapsåtgärder beskrivs mer i detalj i följande länk: <https://www.svk.se/sakerhet-och-beredskap/elberedskap/>.

Tabell 12 LCOE (öre/kWh) för gasturbin och ett kombikraftverk med en verkningsgrad på 43 respektive 60 procent. Anläggningarna körs 5–100 procent av drifttimmarna.

Drifttimmar (%)	5	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Gasturbin	382	282	232	216	208	203	199	197	195	194	193
Kombikraftverk	584	358	245	207	188	177	170	164	161	157	155

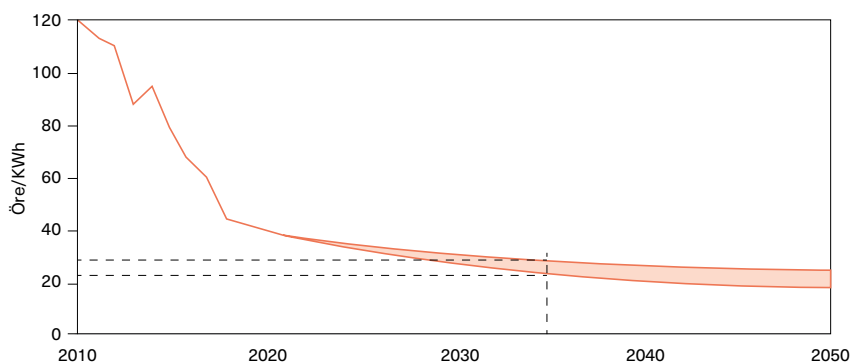
Not: Jämfört med Genrup (2024) har vi satt bränslepriset till 75 dollar/MWh, vilket ungefär är ett genomsnitt för de priser som Svenska kraftnät (2024b) anger för biogas och importerad vätgas under de kommande 20 åren. Utifrån tabell 10 kan man även beräkna hur mycket bränslet skulle kosta för en gasturbin som går på vätgas producerat i Sverige. Till exempel kostar det ungefär 26 kronor för att producera ett kilo vätgas i elområde 3 för en vätgasanläggning med kapacitetsutnyttjande om 50 procent. Ett kilo vätgas har ett energiinnehåll om 33 kWh. I så fall kostar det ungefär $790 = (26/33) \times 1000$ kronor att producera vätgas med ett energiinnehåll om 1 MWh, vilket ungefär svarar mot en bränslekostnad om 75 dollar/MWh.
Källa: Egna beräkningar baserade på Genrup (2024).

jandet behöver vara över 20 procent för att kombikraftverk ska bli mer lönsamma än gasturbiner. Utifrån den modell som använts för att estimerat LCOE för gasturbiner kan man beräkna att effekten från en gasturbin kostar cirka 880 kr/kW och år. Det innebär att det varje år kostar 880 kr/kW att ha en gasturbin stående i en kraftreserv. I Sverige har kostnaden ofta varit lägre än så, eftersom många av gasturbinerna i kraftreserverna tillverkades för länge sedan och investeringskostnaden är avskriven.

VINDKRAFT

De senaste åren har det skett en snabb utbyggnad av landbaserad vindkraft. Den producerade 34 TWh under 2023, och Energimyndigheten (2023b) uppskattar att den kommer att passera 50 TWh under 2026–2027, vilket ungefär motsvarar kärnkraftens elproduktion. Därutöver bedömer Energimyndigheten (2023b) att det finns potential för ytterligare 70 TWh landbaserad vindkraft och 60 TWh havsbaserad vindkraft. Sveriges betydande vindkraftspotential beror på den stora landytan i förhållande till befolkningsstorleken samt på den långa kustremsan. Motsvarande fördelar finns i Finland och Norge och delvis även i Danmark.

Lazard (2024) uppskattar LCOE till 51 öre/kWh för USA, medan Energimyndigheten (2023b) bedömer att landbaserad vindkraft kostar 30–50 öre/kWh i Sverige. NVE i Norge och Energistyrelsen i Danmark

Figur 17 Scenarier för utvecklingen av kostnaden (LCOE) för landbaserad vindkraftsel i Sverige.

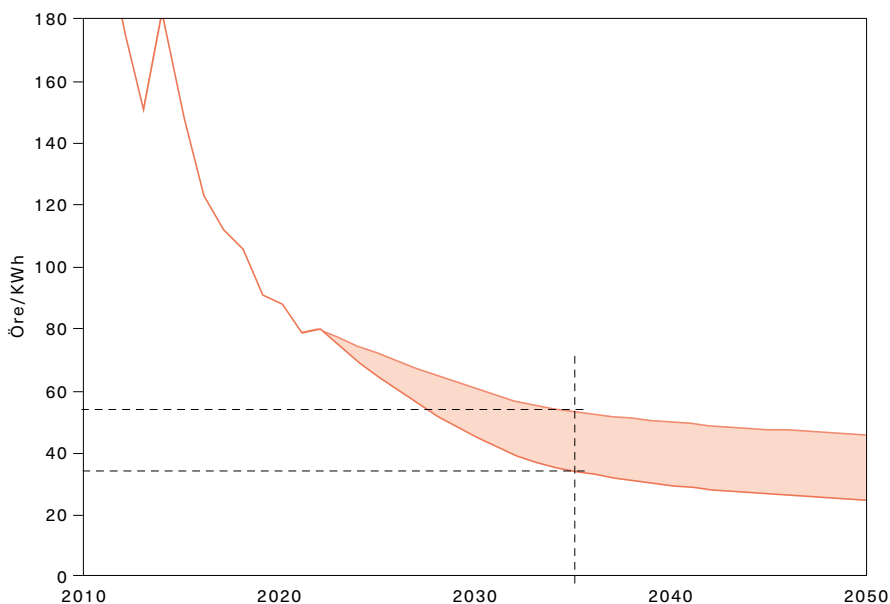
Not: Fältets övre kant utgör ett scenario med höga kostnader och fältets nedre kant ett med låga kostnader. Källor: Historiska kostnader baserade på data från IRENA. Prognoserna är från Sandén (2024).

uppskattar båda kostnaden till cirka 40 öre/kWh.¹³ Sandén (2024) gör en prognos av LCOE för vindkraft i Sverige, se figur 17. För landbaserad vindkraft i Sverige pekar scenarierna mot en kostnad på 23–29 öre/kWh 2035.

Energimyndigheten (2023b) uppskattar kostnaden för ny havsbaserad vindkraft till 50–65 öre/kWh (exklusive anslutningskostnader). Energistyrelsen i Danmark uppskattar kostnaden för havsbaserad vindkraft till cirka 60 öre/kWh, inklusive nätanslutning. NVE uppskattar den till 110 öre/kWh. Skillnaden beror på att havsbaserad vindkraft i Norge byggs på mycket djupare vatten och väsentligt längre från kusten.¹⁴ Uppskattningen i Sandén (2024) ligger runt 80 öre/kWh, se figur 18. Han uppskattar kostnadsintervallet för havsbaserad vindkraft till 34–54 öre/kWh för 2035, inklusive anslutning.

13. Estimaterna anges på NVE:s webbsida <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/kostnader-for-kraftproduksjon/> och i Energistyrelsens LCOE kalkylator <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/analyser/analyse-af-elproduktionsomkostninger>.

14. Som ett exempel indikerar budgivningen under 2024 att ett projekt vid Sørliche Nordsjø II kommer att kosta cirka 100 öre/kWh. Området ligger ungefär 20 mil från den norska kusten med ett vattendjup runt 60 meter.

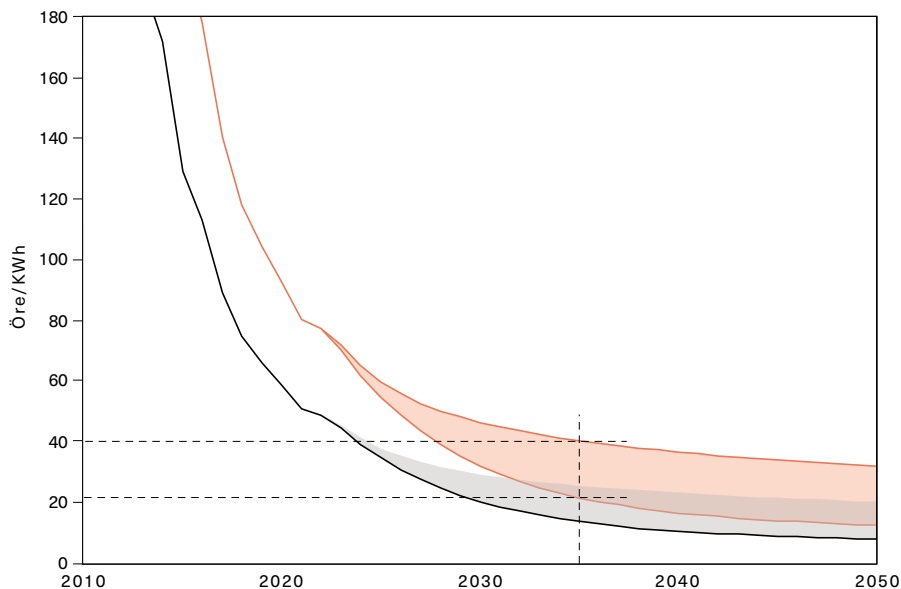
Figur 18 Scenarier för utvecklingen av kostnaden (LCOE) för havsbaserad vindkraftsel i Sverige.

Not: Fältets övre kant motsvarar ett scenario med höga kostnader och fältets nedre kant ett med låga kostnader
 Källor: Historiska kostnader baserade på data från IRENA. Prognoserna är från Sandén (2024).

SOLKRAFT

Även solkraft byggs ut i snabb takt i Sverige. Produktionen var ungefär 3 TWh under 2023 men förväntas öka till 9 TWh under 2027 (Energimyndigheten, 2023b). Lazard (2024) uppskattar LCOE till 62 öre/kWh för USA, medan Energimyndigheten (2023b) bedömer att storskalig solkraft som byggs på marken kostar 45–50 öre/kWh. Förutsättningarna är något bättre i Danmark, enligt Energistyrelsen, och något sämre i Norge, enligt NVE. I sin framtidsprognos uppskattar Sandén (2024) att kostnaden för solcellsparker kan hamna mellan 22 och 40 öre/kWh för 2035, se det röda fältet i figur 19. Det gråa fältet i figur 19 visar motsvarande scenarier för områden med en kapacitetsfaktor runt det globala medelvärdet, som södra Europa, östra USA och stora delar av Kina (Sandén, 2024). För dessa områden pekar denna prognos på

Figur 19 Scenarier för utvecklingen av kostnaden för solcellsel i Sverige (rödaktigt fält) och för områden med medelstor solinstrålning i världen (grått fält).



Not: Fältens övre kant motsvarar högkostnadsscenarioer och fältens nedre kant lågkostnadsscenarioer.
Källor: Historiska kostnader baserar sig på data från IRENA. Prognoserna är från Sandén (2024).

kostnader på 14–26 öre/kWh för 2035. Riktigt solrika områden, som sydvästra USA, Nordafrika och Australien, skulle kunna nå kostnader ner mot 10 öre/kWh.

Framöver kommer solkraft antagligen bli den klart billigaste energikällan globalt sett. Ett problem är att solkraften inte är lika effektiv i Sverige och andra länder som ligger längre ifrån ekvatorn och har en hög elförbrukning om vintern.

Lönsamheten av elproduktion

Genom att jämföra elproduktionens genomsnittskostnad (LCOE) med den förväntade genomsnittliga inkomsten kan man bedöma lönsamheten för olika teknologier. Den genomsnittliga inkomsten bestäms

inte nödvändigtvis av det genomsnittliga priset i det elområde där anläggningen befinner sig. En orsak är de olika kraftslagens produktionsprofiler. Figur 20 visar hur den beräknade genomsnittliga årliga inkomsten förhåller sig till det genomsnittliga elområdespriset för olika kraftslag.¹⁵ Det framgår att sol och vind i stor utsträckning säljer när el-

Figur 20 Beräknat årligt genomsnittspris per teknikslag relativt till dess genomsnittliga elområdespris i Sverige 2011–2023.



Källa: Egna beräkningar baserade på prisstatistik från Nord Pool och produktionsstatistik från Svenska kraftnät.

¹⁵ En komplikation är att ett teknikslag kan finnas i flera elområden. För ett sådant teknikslag beräknas för varje elområde hur teknikslagets genomsnittliga årliga inkomst förhåller sig till det genomsnittliga elområdespriset. Resultaten för de olika elområdena viktas därefter samman, så att en större vikt ges till de elområden där teknikslaget har en hög elproduktion.

priset är lågt på elbörsen. Ursprungsgarantier, utformning av bilaterala avtal samt inflexibilitet bidrar till att det kan vara lönsamt för sol- och vindkraft att även producera när priset är negativt. Detta är ineffektivt och förstärker kannibaliseringseffekten, men innebär även att de negativa priserna har haft jämförelsevis liten inverkan på tillgängligheten för sol- och vindkraftverk. Övrig värmekraft och vattenkraft säljer främst när elpriset är högt. Kärnkraft säljer ungefär till det genomsnittliga elområdespriset. Därtill kan intjäningen vara högre för produktion som är lokaliserad i elområde 3 och 4. Figur 20 bortser emellertid från lokaliseringseffekten och beaktar endast produktionsprofilen.

VATTENKRAFT

Ny storskalig vattenkraft vore antagligen företagsekonomiskt lönsam i alla elområden, baserat på kostnaderna i kapitel 7, priserna i tabell 3 och dess produktionsprofil. Den nuvarande lagstiftningen förhindrar emellertid i stor utsträckning en sådan utbyggnad. Med dagens regelverk är det främst aktuellt att öka effekten i befintlig produktion.

KÄRNKRAFT

Kärnkraften producerar nästan hela tiden, om det inte är uppehåll för underhåll eller bränslebyte, eller om elpriset är lågt över längre tid. Produktionsprofilen innebär att kärnkraftsel säljs ungefär till det genomsnittliga elområdespriset i elområde 3, där all kärnkraft är placerad. Detta är konsistent med figur 20. Det är möjligt att kärnkraftens produktion kommer bli mer flexibel i framtiden när elpriserna kan antas bli mer volatila. Detta skulle potentiellt kunna höja kärnkraftens intjäningsförmåga.¹⁶

Baserat på priserna i elområde 3 under de senaste fem åren (se tabell 3) borde effekthöjningar och livstidsförlängningar i befintlig kärnkraft vara företagsekonomiskt lönsamma. I dagsläget är ny kärnkraft inte företagsekonomiskt lönsam inom ett realistiskt intervall av LCOE, inte heller i elområde 4 där elpriserna är högst. Lönsamheten kan förändras

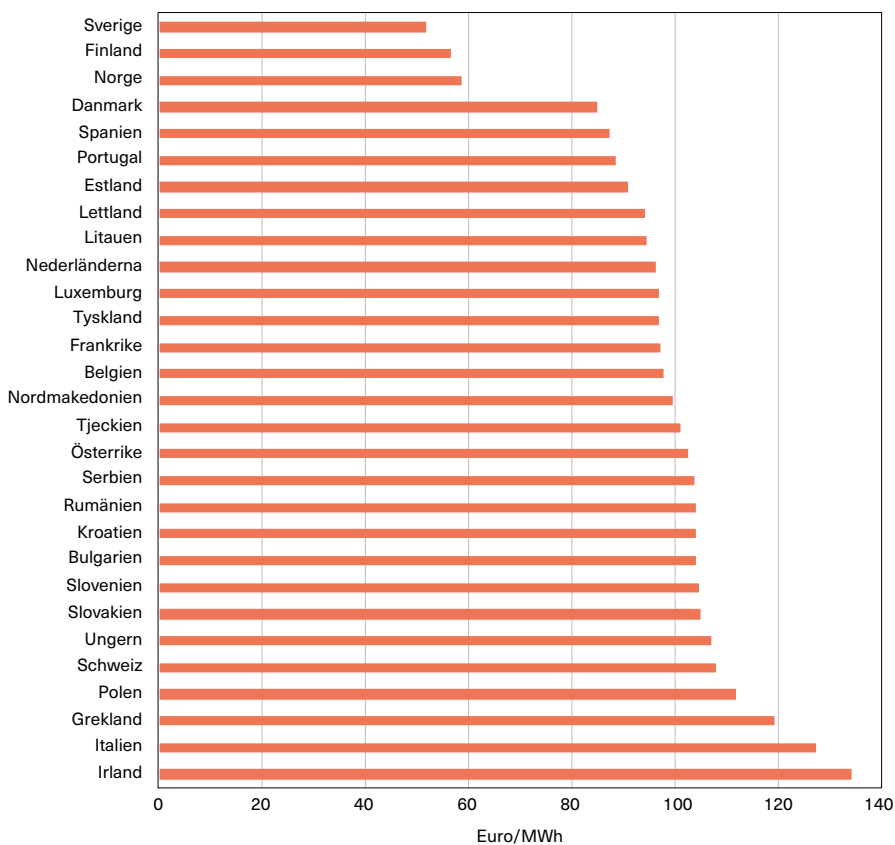
16. I Frankrike finns det reaktorer som snabbt ökar och snabbt minskar produktionen, vilket framgår av artikeln »Flexible operation of nuclear power plants ramps up« i Powermag 1 april 2019.

om tekniken utvecklas eller om byggandet av kärnkraft effektiviseras.

Elpriset i många EU-länder är väsentligt högre än i Sverige. Vidare behöver många EU-länder ersätta stora mängder fossilbaserad med fossilfri planerbar elproduktion. Om man utgår från elpriserna för 2023 i figur 2I och mer optimistiska LCOE-uppskattningar (Dillén, 2024; Wakter och Stenegren, 2024) är kärnkraften lönsam eller snudd på lönsam i Polen, Slovenien, Slovakien, Tjeckien och Ungern. De höga priserna bidrar säkerligen till att dessa fem länder har långt gångna planer på att satsa på ny kärnkraft. Vidare subventioneras konverteringar av kolkraftverk till SMR i Östeuropa av USA:s Phoenix projekt (DOE, 2024). Även Storbritannien, som satsar stort på ny kärnkraft, har höga elpriser och ett stort behov av att fasa ut fossilbaserad elproduktion.

Mikroreaktorer på upp till 50 MW torde vara särskilt intressanta på nischmarknader. Detta kan gälla isolerade platser i Alaska, Grönland och Kanada som saknar möjlighet att ansluta till ett större kraftsystem och där tillgången på solkraft är begränsad vintertid. Att fossilfri elförsörjning ska tryggas på isolerade platser är kanske en förklaring till att Kanada har valt att satsa på SMR med ambitionen att bli världsledande på denna teknik (Energimyndigheten, 2024).

Något som skulle kunna öka lönsamheten för kärnkraft är om det blir möjligt att tillvarata restvärme, så att den kan användas till industriella processer (exempelvis tillverkning av vätgas) eller som fjärrvärme. Finland och Polen är intresserade av en sådan lösning. Det kan delvis förklaras av att deras nuvarande fjärrvärme till stor del är fossilbaserad, vilket inte är fallet i Sverige (Energimyndigheten, 2024). Blomgren (2024) är dock skeptisk till att spillvattnet från svenska reaktorer kan komma till någon nytta. Spillvattnet som släpps ut från Sveriges reaktorer är ljummet, och elproduktionen måste minska för att öka temperaturen på spillvattnet. Det finns dock omständigheter där detta skulle kunna vara lönsamt. Exempelvis kan betalningsviljan för värme vara hög, och elpriset kan vara tillfälligt lågt. Enligt Sandén (2024) är värmeproduktion främst intressant för SMR, särskilt om värmen behöver ha en hög leveranssäkerhet. Flera SMR är en säkrare leverantör av värme än en stor reaktor. Dessutom är det få svenska industrier och fjärrvärmenät som har behov av de värmemängder som en stor reaktor potentiellt kan leverera.

Figur 21 Genomsnittliga spotpriser (euro/MWh) på den europeiska elbörsen 2023.

Not: Danmark, Italien, Norge och Sverige har flera elområden per land. I dessa länder har elområdespriserna viktats med elförbrukningen när det nationella genomsnittet har beräknats.

Källa: Bearbetning av data från Ember (<https://ember-energy.org/>).

ÖVRIG VÄRMEKRAFT

Övrig värmekraft aktiveras främst när priset är högt. Enligt figur 21 säljer den el till ett pris som ligger cirka 35 procent över elområdespriset. Delvis förklaras detta av att en stor del av den övriga värmekraften är kraftvärmeverk som främst körs vintertid. En fördel med övrig värmekraft är att den kan placeras där behoven är som störst, exempelvis i Sveriges storstäder eller i elområde 4. I tabell 13 redovisas det genomsnittliga försäljningspriset i elområde 4 för en anläggning som körs från 5 upp till 100 procent av tiden och under timmar med högst elpris.

Jämfört med LCOE-beräkningarna i tabell 12 framstår det inte som lönsamt att investera i gasturbiner och kombikraftverk i dag. Men gasturbiner kan bli mer lönsamma i framtiden när priserna förväntas bli mer volatila. Dessutom förväntas priserna för biogas och vätgas minska (Svenska kraftnät, 2024b).

Precis som för kärnkraft kan övrig värmekraft potentiellt öka sina intäkter genom att även leverera fjärrvärme och värme till industrin. Värmelager kan användas för att spara energi under ett par dagar eller veckor, vilket är billigare än att lagra el. När elpriset är lågt kan kraftvärmens fokusera på att leverera lagrad värme till konsumenterna, vilket möjliggör en ökning av elproduktionen under kalla vinterdagar.¹⁷ Lagret bidrar även till att höja leveranssäkerheten för värme. Fördelarna

Tabell 13 Genomsnittligt försäljningspris (öre/kWh) i elområde 4 för en anläggning som körs från 5 till 100 procent av alla drifttimmar. Beräkningar för 2020–2023.

Drifttimmar (%)	5	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
2020	81	69	58	52	47	42	39	36	33	30	27
2021	290	235	181	153	136	123	113	104	97	89	82
2022	577	502	405	348	308	276	248	223	199	179	162
2023	209	187	162	146	134	122	111	100	91	82	74
Genomsnitt 2020–2023	289	248	201	175	156	141	128	116	105	95	86

Källa: Egna beräkningar baserade på Nord Pool-data.

17. Mälarenergi har byggt ett stort värmelager i Västerås som kan lagra 13 GWh fjärrvärme, se <https://www.malarenergi.se/om-malarenergi/framtidens-samhalle/vara-anlaggningar/energilagrar/>.

med ett värmelager förstärks om vatten även kan värmas upp av elpannor och värmepumpar (Unger med flera, 2023) när elpriset är lågt.

Utifrån tabell II förefaller projektriskerna för fossilfria gasturbiner och kombikraftverk vara små jämfört med kärnkraft.¹⁸ Vidare har gasturbiner och kombikraftverk en kort ekonomisk avskrivningstid om cirka 20 år.¹⁹ En ytterligare fördel med gasturbiner är att de kan byggas på kort tid. Det finns även små mobila gasturbiner som kan installeras på ett par veckor, vilket är en fördel om det skulle uppstå akut brist på planerbar elproduktion (Holmberg och Tangerås, 2022).²⁰

VINDKRAFT

Landbaserad vindkraft har en kostnadsfördel med en lägre LCOE jämfört med alla andra kraftslag. Däremot minskar lönsamheten genom den positiva samvariationen mellan vindkraftverkens elproduktion, något som medför att elpriset blir lågt när vindkraften producerar mycket och högt när den producerar lite. Denna kannibalisering av företagets intäkter framgår av figur 21, särskilt sedan 2020 då elen från vindkraft har sålts till ett pris som ligger ungefär 20 procent under elområdespriset. Även om detta beaktas har den genomsnittliga ersättningen till landbaserad vindkraft varit i storleksordningen 60 och 70 öre/kWh i elområde 3 respektive elområde 4 under 2020-talet. Detta bör vara mer än tillräckligt för den landbaserade vindkraft som byggs i dag. Det är dock svårare för vindkraften i elområde 1 och 2 där ersättningen ligger på drygt 30 öre/kWh, om kannibaliseringseffekten beaktas. Från figur 21 inser vi även att den vindkraft som började byggas före 2018, när LCOE var väsentligt högre, kan ha problem med lönsamheten.²¹

18. Tabell II visar investeringsriskerna för fossilbaserad värmekraft. Man kan förvänta sig att dessa ökar för värmekraftverk som använder nya bränslen, såsom vätgas och elektrobränslen, vilket kräver delvis ny teknik.

19. Det är främst gasturbinen som har en relativt kort livslängd. Livslängden i övriga delar av ett kombikraftverk är ofta längre. Det är vanligtvis möjligt att byta ut hela eller delar av gasturbinen och därefter fortsätta driften efter 20 år.

20. Tillståndsprocesser och anslutning till nätet kan ta längre tid, men om det skulle vara ett nödläge så bör det även vara möjligt att snabba på dessa moment.

21. Detta och låga elpriser i Norrland kan vara en förklaring till lönsamhetsproblemen för vindkraft omtalade i debattartiklar, till exempel <https://www.affarsvarlden.se/kronika/hur-stor-andel-av-vindkraften-gar-med-forlust>.

Havsbaserad vindkraft har en lägre kannibaliseringsfaktor och högre tillgänglighet, men väsentligt högre investerings- och anslutningskostnad än landbaserad vindkraft. I dagsläget har havsbaserad vindkraft en LCOE om 60–80 öre/kWh (inklusive nätanslutning). Under de senaste fem åren har den genomsnittliga ersättningen varit under 80 öre/kWh i alla elområden, vilket indikerar att havsbaserad vindkraft inte är lönsam i dagsläget. Detta är konsistent med Vattenfalls beslut att pausa projektet vid Kriegers flak.²² Prognosen i figur 18 antyder att havsbaserad vindkraft skulle kunna bli lönsam om cirka 10 år för elpriser runt 50 öre/kWh. Eventuellt skulle Kriegers flak-projektet vara lönsamt redan i dag, om det vore möjligt för Vattenfall att dra kablar till Danmark eller Tyskland där elpriset är väsentligt högre än i elområde 4.²³ Energinet med flera (2009) har skissat på en lösning där all vindkraft vid Kriegers flak sammankopplas så att alla verk har anslutningar till Danmark, Sverige och Tyskland. Danmark och Tyskland har genomfört en sådan sammankoppling.²⁴

Ett problem med vindkraften är att den behöver stora arealer och upplevs störande av omgivningen. Många kommuner, särskilt i södra Sverige, säger nej till ny vindkraft både på land och längs kusten. Det har bidragit till att många nya vindkraftverk har byggts i Norrland där elpriserna är väsentligt lägre. Men även där tycks det ha blivit vanligare med avslag. Första halvåret 2024 beviljades inga ansökningar för landbaserad vindkraft (Westander Klimat och Energi, 2024). Hösten 2024 avvisade regeringen tretton projekt för havsbaserad vindkraft i Östersjön med hänvisning till att de skulle ha negativ inverkan på Sveriges försvarsförmåga.²⁵

Ett annat problem med vindkraften är att det ibland går längre perioder, flera dagar och kanske ett par veckor, med svag vind. Vidare kan det vara vindstilla samtidigt inom ett stort område. Det innebär

22. Se Vattenfalls pressmeddelande »Vattenfall pausar det havsbaserade vindkraftsprojektet Svenska Kriegers Flak« 2 september 2024.

23. Kriegers flak ligger cirka 3 mil söder om Trelleborg. Det är ungefär samma avstånd till Danmark och Tyskland som redan har byggt havsbaserad vindkraft där.

24. Sammankopplingen av danska och tyska vindkraftverk vid Kriegers flak beskrivs i följande länk: <https://www.50hertz.com/en/Grid/Griddevelopment/Concludedprojects/CombinedGridSolution>.

25. Se regeringens pressmeddelande »Avslag på 13 havsbaserade vindkraftparker i Östersjön« 4 november 2024.

att en storskalig utbyggnad av vindkraften kan behöva någon form av medellångsiktigt lager eller uthållig efterfrågefleksibilitet. En fördel är att det tenderar att blåsa mer vintertid, så vindkraften minskar behovet av säsongslager (Sandén, 2024).

SOLKRAFT

Utbyggnadspotentialen av solkraft är närmast obegränsad. Dessutom har studier visat att sol- och vindel är goda komplement (Sandén, 2024). När det är högtryck och solen lyser som mest, blåser det som minst och tvärt om. Enligt figur 21 har dock en kannibaliseringseffekt för solkraft blivit allt tydligare på sistone. Den storskaliga utbyggnaden av solkraft i Sverige och i Kontinentaleuropa under senare år har minskat lönsamheten eftersom elpriset blir lågt när solen skiner. I förlängningen kan det uppstå ett stort produktionsöverskott på dagtid som skapar ett behov av korttidslager för att tillvarata den producerade energin, vilket man har sett i Kalifornien. Även i Sverige byggs solparker allt oftare med viss batterikapacitet.

Små mängder solkraft som producerar dagtid förbättrar balansen mellan produktion och förbrukning i elsystemet. I varma länder nära ekvatorn är elförbrukningen oftast högst under sommaren, när det behövs mycket luftkonditionering. I Sverige är dock elförbrukningen som högst vintertid när solen skiner som minst. En storskalig utbyggnad av solkraft i Sverige skulle öka behovet av säsongslager som kan lagra energi under flera månader.

Till följd av elpriserna de senaste åren har ny solkraft i södra Sverige varit lönsam med en LCOE om 50 öre/kWh, även om kannibaliseringseffekten beaktas. Lönsamheten för ny solkraft kan öka ifall de projicerade kostnadsminskningarna fortsätter och LCOE sjunker till 40 öre/kWh eller lägre. Å andra sidan finns en risk att solkraft i Sverige konkurreras ut av effektivare solkraft i Kontinentaleuropa på en mer integrerad marknad (Göransson och Johnsson, 2023).

Energilager

Ett energilager är en anläggning med förmågan att flytta energiproduktion över tid. Ett vattenmagasin fungerar som ett energilager. Detta gäller både på kort och längre sikt, i vissa fall mellan säsonger. Effekthöjningarna i vattenkraften kommer att öka alla dessa förmågor. Men vattenkraftens kapacitet kan inte öka i takt med att den övriga elproduktionen expanderar och blir mer volatil. Därmed kommer behovet av renodlade energilager att öka i framtiden. Dessa utgör ingen egentlig elproduktion, eftersom de inte ger ett nettotillskott av energi. Dock är de viktiga för utvecklingen av ett tillförlitligt elsystem. Tabell 14 Olika energilager och deras tekniska egenskaper. listar olika typer av energilager och deras prestanda.

Pumpkraftverk är vattenkraftverk som pumpar upp vatten till ett övre magasin när priset är lågt och släpper ut vattnet till ett lägre magasin när priset är högt. I dag är tre mindre pumpkraftverk i drift i Sverige. Tidigare fanns också ett större pumpkraftverk vid sjön Storjuktan. Det finns planer på att återställa denna anläggning och även att bygga om nedlagda gruvor till pumpkraftverk. Fördelar med pumpkraftverk är att de kan lagra stora mängder energi och har en relativt god verkningsgrad. Vidare kan de vid behov lagra vatten under flera dagar. Dessutom är det möjligt för pumpkraftverk att bidra med de systemtjänster som vattenkraften levererar. Dock är de dyra att bygga, och de ekonomiska riskerna för vattenkraftverk med magasin förefaller betydande enligt tabell 11. Det kan också vara svårt att hitta lämpliga platser att bygga dem på.

Svängmassan i ett svänghjul lagrar rotationsenergi som bidrar till

Tabell 14 Olika energilager och deras tekniska egenskaper.

	Responstid (i sekunder)	Verkningsgrad (%) från el tillbaka till el
Svänghjul	0,001	90
Batteri (litium)	0,1	85–95
Pumpkraftverk	10	70–85
Vätgas – bränslecell	10–600	25–35
Vätgas – gasturbin	1000	30–40

Källa: Svenska kraftnät (2021b).

att stabilisera frekvensen på mycket kort sikt (inom millisekunder). Synkronkompensatorn är en sorts svänghjul som tidigare användes i Sveriges kraftsystem, men som numera är vanligare utomlands. Något förenklat är det en generator som körs på tomgång. Exempelvis skulle de stora generatorerna i Sveriges nedlagda kärnkraftverk kunna användas som synkronkompensatorer (Holmberg och Tangerås, 2023a; Blomgren, 2024).²⁶

Mängden batterier i Sveriges elsystem har ökat snabbt. I början av 2024 uppskattades den installerade batterikapaciteten i det svenska elsystemet till cirka 560 MW, fördelat på 360 MW för hembatterier, 100 MW för batterilager i fastigheter och industrier samt 100 MW för storskaliga batteriparker.²⁷ Batterikapaciteten uppskattas fyrdubblas till 2 200 MW under 2024, vilket motsvarar effekten i två stora kärnkraftsreaktorer.²⁸

I dag används storskaliga batterier främst till att sälja systemtjänster till Svenska kraftnät. Att lagra solceller i hybridparker där man kombinerar solkraft med batterikapacitet har blivit vanligare under senare år (Bodecker Partners, 2024). Batterier används även till att lagra el på platser med begränsad importkapacitet, vilket exempelvis bidrar till att nätinvesteringar kan skjutas upp (Bodecker Partners, 2024). Batterier kan också användas till att reglera spänningen i nätet, till elberedskap och till arbitragehandel.²⁹ Alla dessa fördelar ska vägas mot kostnaden för själva batterierna. En viktig anledning till att de har byggts ut i snabb takt är att batterikostnaderna har minskat med ungefär 80 procent på tio år, vilket illustreras i figur 22. BloombergNEF gör prognosen att kostnaden för batterimoduler kan nå 80 dollar/kWh 2030.³⁰ I Sverige kostar det cirka 4 000 kr/kWh att köpa ett komplett batterisystem som har förmåga att ladda ur maxeffekten under en timme (Bodecker

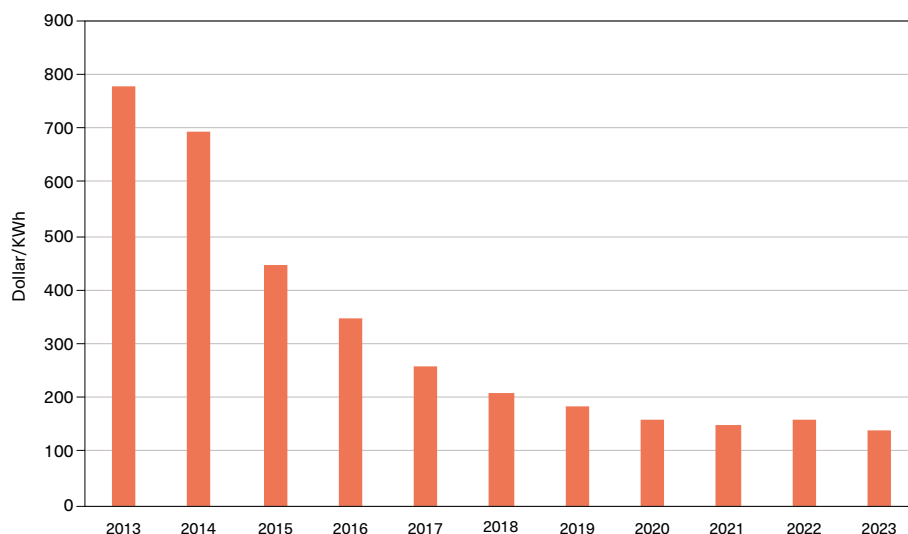
26. Utöver energilagringen bidrar synkronkompensatorn med samma systemtjänster som planerbar elproduktion bidrar med, vilket vi återkommer till i kapitel 8.

27. Informationen baseras på nyhetsartikeln »Batterier förändrar svensk elmarknad« från Energinyheter.se.

28. Per den 1 oktober 2024 hade den installerade effekten för storskaliga batterier redan ökat till 530 MW, se svk.se/aktorsportalen/bidra-med-reserver/behov-av-reserver-nu-och-i-framtiden/utbud-pa-marknaderna-for-reserver/.

29. Arbitragehandel innebär att traders köper el på en marknad och säljer till ett högre pris på en annan marknad.

30. Se artikeln <https://about.bnef.com/blog/lithium-ion-battery-pack-prices-hit-record-low-of-139-kwh/>.

Figur 22 Kostnad (dollar/kWh) mätt i 2023 års priser för moduler med litiumbatterier 2013–2023.

Not: Priserna är ett genomsnitt över olika tillämpningar.

Källa: <https://about.bnef.com/blog/lithium-ion-battery-pack-prices-hit-record-low-of-139-kwh/>.

Partners, 2024).³¹ Lazard (2024) diskonterar de totala kostnaderna under batteriets livslängd och uppskattar att ett sådant batterisystem kostar cirka 1000 kronor per kW och år i USA, vilket ungefär motsvarar kostnaden för effekten från en gasturbin.

Därtill kommer den stora energilagringsresursen i elbilarnas batterier. Vehicle-to-grid (V2G) tekniken innebär att bilbatterier som är anslutna för laddning både kan ta emot och leverera ström till kraftnätet. Mobility Sweden uppskattar att Sverige kommer att ha 400 000 elbilar i slutet på 2024.³² I ett framtida scenario där Sverige kan tänkas

31. Priserna gäller för maj 2024. Batterikostnaden har fallit snabbt i Kina. Där var det under april 2024 möjligt att köpa kompletta batterisystem för 90 dollar/kWh (Bodecker Partners, 2024). Ett komplett batterisystem inkluderar även kringutrustning, såsom transformator och kraftelektronik.

32. Detta beskrivs i artikeln »Mobility Sweden släpper bilprognos för 2024 – andelen elbilar minskar med 35 procent«, alltomelbil.se, 2 januari 2024.

ha 3,8 miljoner elbilar beräknas alla dessa elbilar ha en batterikapacitet på drygt 114 GWh (NEPP, 2019). Jämfört med de batterier som installerats i kraftsystemet är detta en mycket stor potentiell lagringsresurs som i teorin skulle räcka till för att försörja alla Sveriges konsumenter med el under några timmar.

Vätgas är en annan typ av energilager eftersom man kan tillverka vätgas av el och därefter producera el med vätgas eller med elektrobränslen som använder vätgas som råvara. Sådan energiomvandling har en låg verkningsgrad om 25–40 procent. Den kan ändå vara effektiv när elpriset är riktigt högt, och bränslepris och verkningsgrad spelar mindre roll. Enligt våra beräkningar är en sådan energiomvandling en bit ifrån att vara lönsam i elområde 4. Vi har i tidigare avsnitt funnit att gasturbiner i elområde 4 inte är lönsamma för ett bränslepris om 75 dollar/MWh. Vätgas har energiinnehållet 33 kWh/kg, så enligt tabell 10 blir priset för vätgas som produceras i elområde 4 högre, cirka 90 dollar/MWh. Med ökad volatilitet på marknaden kan det bli lönsamt att omvandla billigt el till vätgas när elpriset är lågt, lagra vätgasen och därefter omvandla den tillbaka till el när elpriset är högt.

Vätgaslager bidrar även till ökad flexibilitet i efterfrågan på el. Fördelen med vätgas och elektrobränslen är att de är energirika och kan lagras i flera månader. De kan därmed användas som säsongslager och som lager på medellång sikt.

På kort sikt finns det antagligen större potential med lager som kan lagra värme i ett par veckor. Danmark har stora mängder värmepumpar och värmelager i sitt kraftsystem. Värmepumparna körs främst när elpriset är lågt, vilket bidrar till att jämna ut elpriset. Till viss del finns detta även i Sverige, men utvecklingen här motverkas av skatten på el som används till uppvärmning. Sveriges elskatt är oberoende av elpriset, så jämfört med Danmark blir det mycket dyrare att använda el till uppvärmning vid låga priser på elbörsen. Vidare bidrar varmvatten och varmluft som lagras i bostäder och fastigheter till ökad efterfrågeflexibilitet för el (Power Circle, 2022).

Sammanfattning och diskussion

Vår bedömning är att det är mest kostnadseffektivt att bygga ut landbaserad vindkraft i Sverige. Kapacitetsökningar i befintlig kärnkraft och vattenkraft bedöms också vara relativt billiga. Med dagens regelverk

är det troligt att produktionen i Sveriges vattenkraftverk kommer att minska något. Vi förordar därför att regeringen utreder möjligheterna att öka vattenkraftens elproduktion utan att miljöbelastningen ökar.

Våra beräkningar indikerar att ny storskalig solkraft i södra Sverige torde vara marknadsmässigt lönsam. På en välintegrerad elmarknad kan dock solkraft i södra Sverige få problem med att konkurrera med effektivare solkraft på kontinenten. Regeringen förordar att Sverige minskar subventionen till solkraft som ägs av privatpersoner och mikroproducenter.³³ Utan att ha analyserat frågan i detalj tror vi att det kan vara en bra idé.

Havsbaserad vindkraft har potential att bli lönsam i Sverige under 2030-talet. Det kan ske tidigare för parker som har möjlighet att koppla ihop sig med utländska vindkraftsparker till havs. Fossilfria gasturbiner som endast körs när elpriset är högt är ett bra komplement till variabel förnybar elproduktion. De har god potential att bli lönsamma inom en snar framtid. De har en kort avskrivningstid (20 år) och lämpar sig som en överbryggningslösning tills det eventuellt finns bättre planerbara alternativ.

I övrigt är ny fossilfri värmekraft, inklusive kärnkraft, betydligt längre ifrån att bli lönsam. Lönsamheten skulle potentiellt kunna öka om sådana anläggningar även säljer värme till fjärrvärmekunder och industrin. Detta alternativ är dock mindre relevant för stora reaktorer. Värmekraft i Sveriges städer kan även bidra med beredskapstjänster.

I ljuset av att ny kärnkraft i dagsläget sannolikt inte är lönsam i Sveriges kraftsystem, bör Sveriges strategi vara att avvakta kärnkraftens utveckling, och under tiden satsa på forskning och utveckling inom kärnkraftsområdet samt planera för en eventuell utbyggnad av ny kärnkraft. Helst bör nya reaktorer ha identisk design, gärna snarlik en design som har byggts framgångsrikt inom EU. I allmänhet behöver megaprojekt en lång planeringstid om de ska bli framgångsrika. En utdragen planeringstid är inte särskilt kostsam. Det viktiga är att byggtiden blir kort när investeringsbeslutet väl har tagits (Flyvbjerg och Gardner, 2023).

Ett regelverk, gärna harmoniserat med övriga EU, som möjliggör bättre omhändertagande av kärnkraftens ånga och spillvatten, skul-

33. Se regeringens pressmeddelande »Förändrade skattesubventioner för solceller« 17 september 2024.

Tabell 15 Estimerad genomsnittskostnad (LCOE) för olika kraftslag, inklusive anslutningsavgifter.

Kraftslag	LCOE (öre/kWh)
Landbaserad vindkraft	30–50
Vattenkraft	~40
Livstidsförlängning kärnkraft	~40
Solkraft	45–50
Havsbaserad vindkraft	60–80
Kärnkraft	90–180
Fossilfritt kombikraftverk	~150

Källa: Egna beräkningar.

le kunna öka kärnkraftens lönsamhet. EU behöver även harmonisera regelverket så att det blir möjligt att bygga långa serier med likartade reaktorer inom unionen. Kostnaderna för kärnavfallet skulle minska om man kunde utnyttja skalfördelar genom internationell handel med kärnavfall.³⁴ Det skulle eventuellt vara kostnadseffektivt att starta med några små reaktorer för att skapa nödvändig lokal kompetens.³⁵ Sverige bör dock undvika att villkora statligt stöd med krav på användning av svenska underleverantörer. Sådana villkor har fördyrat kärnkraftsprojekt på annat håll i Europa. Genomsnittskostnaden för olika investeringar i elproduktion sammanfattas i tabell 15.

En snabb ökning av batterier som ansluts till kraftsystemet ger goda möjligheter att balansera dygnsvariationer i variabel förnybar elproduktion. Värmelager, vätgaslager och pumpkraft kan lagra energi under flera dagar. I dagsläget motverkar elskatten att värmepumpar körs när elpriset är lågt. Sverige skulle antagligen få väsentligt fler värmelager och ökad flexibilitet i kraftsystemet om elskatten vore mindre snedvridande. Vi förordar att regeringen ser över elskatten. Exempelvis kan den avskaffas vid negativa priser på elbörsen eller avskaffas inom fjärrvärmesektorn. Alternativt kan elskatten ändras så att det blir en proportionerlig skatt.

34. Kärntekniklagen 1984:3 §5A förbjuder sådan handel.

35. Under 1950- och 1960-talen byggde Sverige först några experimentreaktorer och två små reaktorer på 10 MW och 100 MW. Dessa projekt skapade svensk kompetens innan man började utbyggnaden av storskalig kommersiell kärnkraft (Holmberg, 2024a; Högselius och Kaijser, 2007).

8. Systemtjänster och nättariffer

ELPRODUKTION GENERERAR FRÄMST intäkter från elbörsen och eventuella stödsystem. Men det finns även andra värden och kostnader i elsystemet som kan påverka investeringars samhällsekonomiska lönsamhet, vilket behandlas i detta kapitel.

Elbörsen är huvudsakligen designad för att uppnå en effektiv elförsörjning, men den har en förenklad syn på kraftsystemet. Den bortser i stor utsträckning från flaskhalsar inom ett elområde. Dessutom bortser den från att spänningen behöver vara på en godtagbar nivå i varje transmissionsledning. Vidare räcker det inte med att hålla produktion och förbrukning i balans i genomsnitt under en driftsperiod, vilket är elbörsens och reglerkraftmarknadens uppgift. Systemet behöver vara i kontinuerlig balans så att nätfrekvensen hålls nära 50 Hz. Dessutom kan det av politiska skäl vara önskvärt att tillgängligheten på el är högre än vad som är effektivt.

Svenska kraftnät har det nationella systemansvaret för elförsörjningen. För att utföra sitt uppdrag kan de investera i nätkomponenter som exempelvis reglerar spänningen eller styr om effektflödet i nätet. De upphandlar även systemtjänster och påverkar marknadsaktörernas agerande genom sina tariffer.

Åtgärder som minskar risken för elbrist

Oftast är produktionen och nätkapaciteten tillräckliga för att möta efterfrågan så att spotmarknaden ger ett marknadsklarande pris för varje elområde. Men ibland uppstår bristsituationer där utbudet inte räcker till. Om produktionsreserver inte är tillgängliga kommer elen att ransoneras, vilket innebär att kunderna får dela på den kapacitet

som finns tillgänglig på marknaden. Priset sätts till maximalpriset på elbörsen, som är drygt 40 kr/kWh.

För att bedöma risken för resursbrist kan man utgå från kostnaden för gasturbiner och batterier, vilka kostar cirka 1000 kr/kW installerad effekt och år (se kapitel 7). En sådan investering blir lönsam om marknaden förväntar att elpriset slår i pristaket om 40 kr/kWh minst 25 timmar per år. Det innebär att förväntad ransonering på spotmarknaden uppstår maximalt 25 timmar per år. Enligt Energimarknadsinspektionen (2021) är det mycket billigare att investera i förbrukningsreduktion, vilket bidrar till att denna risk blir väsentligt lägre. Ett problem är att antalet konsumenter som har en låg kostnad för förbrukningsreduktion är begränsad, vilket framgår av Energimarknadsinspektionens (2021) analys. Å andra sidan bör efterfrågan bli mer flexibel när fler hushåll får möjlighet att välja timprisavtal och styrningen av elförbrukningen automatiseras i högre grad (Holmberg och Tangerås, 2023a). Det kan dock inte uteslutas att risken för resursbrist ökar på en marknad med stora mängder sol- och vindkraft.¹

Resursbrist kan även inträffa på en välfungerande elmarknad. Normalt sett är det inte effektivt att investera i så mycket elproduktion att risken för resursbrist är noll. Det är inte lönsamt att bygga kraftverk som endast används någon enstaka timme per år, om ens det. Därför är det samhällsekonomiskt effektivt att bristsituationer uppstår ibland.²

Bristsituationer kan innebära politiska kostnader, vilket gör att dessa undviks i största möjliga mån. Många länder har regler som tvingar myndigheterna att agera om sådana situationer uppstår mer än några enstaka timmar per år. I november 2022 tog regeringen beslut om en tillförlitlighetsnorm i Sverige. Den innebär att en bristsituation får uppstå maximalt en timme per år i snitt. Det är en sträng norm. Övriga EU-länder tillåter bristsituationer på 2–15 timmar per år.³ En risk

1. Det är i linje med bedömningen i Dillén (2024). Holmberg och Ritz (2021), Holmberg och Tangerås (2023d) samt Holmberg (2024a) visar att risken för elbrist är oberoende av elproduktionens sammansättning, om den potentiella kapaciteten är obegränsad för varje alternativ som bidrar till minskad risk för elbrist. Detta är ett rimligt antagande för batterier och gasturbiner, men antagligen ett sämre antagande för investeringar i förbrukningsreduktion.

2. Ingen produktion är helt pålitlig. Det skulle behövas en oändlig mängd produktionskapacitet för att säkerställa att elbrist aldrig någonsin uppstår.

3. ENTSO-E skriver om detta i sin rapport European Resource Adequacy Assessment 2022.

med Sveriges stränga norm är att grannländerna kan åka snålskjuts på Sveriges höga tillförlitlighet. Men givet att Sverige har en sträng norm bör den uppfyllas på ett sätt som är så effektivt som möjligt.

Ett tänkbart sätt att uppfylla normen vore att höja pristaket på spotmarknaden så att investeringar i elproduktion och flexibilitet blir mer lönsamma. Även detta skulle innebära politiska kostnader, eftersom elkonsumenterna då kan kräva att politikerna agerar om elpriserna blir extremt höga. Vidare har Europas spotmarknader samma pristak på hela marknaden, vilket innebär att Sverige inte kan anpassa taket efter landets individuella val av tillgänglighetsnorm. Svenska kraftnät får därför kompensera på annat vis för att öka lönsamheten av elproduktion. De har särskilt upphandlat en effektreserv för att minska risken för elbrist under vinterhalvåret. Effektreserven har satts i beredskap några gånger under de senaste tio åren, men har inte aktiverats för svensk räkning under den tiden (Holmberg, 2024a).

Lag 2003:436 ger Svenska kraftnät uppdraget att upphandla en effektreserv. Lagen gäller fram till 16 mars 2025. Regeringen har föreslagit att den ska förlängas. Svenska kraftnät (2023a) förordar också en förlängning men önskar att den i framtiden byts ut mot en centraliserad kapacitetsmarknad. Det skulle innebära att Svenska kraftnät upphandlar den kapacitet som ska finnas tillgänglig på marknaden. I teorin ger en kapacitetsmarknad och en effektreserv samma investeringar, och kostnaden blir densamma för konsumenterna. De är därmed lika effektiva (Holmberg och Ritz, 2021; Holmberg och Tangerås, 2023d). Effektreserven är en enklare lösning, men priset når pristaket varje gång som effektreserven behövs. Det vill säga konsumenterna utsätts för volatila priser som ibland blir extremt höga. En kapacitetsmarknad syftar till att stabilisera intäkter och utgifter för marknadsaktörer. Å andra sidan är det en komplicerad marknadsdesign som varit svårt att få att fungera i praktiken. Detta visar erfarenhet bland annat från USA (Aagaard och Kleit, 2022; Holmberg och Tangerås, 2023a, 2023d).⁴ Ett grundläggande problem är att en kapacitetsmarknad inte kan ge producenter incitament att vara tillgängliga vid rätt tidpunkt utan att

4. Holmberg och Tangerås har skrivit ett remissvar som i detalj diskuterar problemen med Svenska kraftnäts föreslagna kapacitetsmarknad: <https://www.regeringen.se/contentassets/631c246c82904d9d8ffeb783a041724c/institutet-for-naringslivsforskning.pdf>.

samtidigt höja deras konkursrisk om de inte uppfyller sina åtaganden vad gäller tillgänglighet.

Ett alternativ till effektreserv och andra kapacitetsmekanismer vore en särskild nättariff vid tidpunkter när elförbrukningen är hög eller produktionskapaciteten låg.⁵ En sådan tariff skulle göra det extra dyrt att konsumera el och extra förmånligt att producera el under dessa perioder. Detta skulle göra det mindre lönsamt med produktion och förbrukning som bidrar till ökad risk för elbrist, vilket är resurseffektivt i länder som har valt en sträng tillförlitlighetsnorm. Vidare kan denna tariff leda till mindre volatila elräkningar för hushållen jämfört med effektreserven, beroende på hur tariffen utformas.

Åtgärder som upprätthåller balansen i elsystemet

Balanstjänsterna ser till att produktion och förbrukning är i balans så att systemet håller en nätfrekvens nära 50 Hz. Nätfrekvensen är densamma inom varje synkront område, där generatorerna i den planerbara elproduktionen snurrar i takt. Därför är det ett gemensamt ansvar för systemoperatörerna inom området att upphandla och aktivera resurser så att elsystemet hela tiden kan hållas i balans.⁶ Det nordiska synkrona området består av Finland, Norge, Själland och Sverige.⁷

Rotationsenergin i den synkrona elproduktionens svängmassa är ett energilager som automatiskt och snabbt dämpar ytterst kortvariga obalanser i kraftsystemet (Holmberg och Tangerås, 2023a). Därtill upphandlar Svenska kraftnät särskilda balansresurser med olika aktiveringstider. En av dessa är syntetisk svängmassa som substitut för vanlig svängmassa.⁸ De handlar även upp en störningsreserv för att hantera särskilt stora obalanser. Svängmassan och dessa två systemtjänster är intressanta eftersom det finns ineffektiviteter i hur de hanteras. Samti-

5. Detta påminner om den knapphetsprissättning som används på vissa amerikanska elmarknader (N-SIDE, 2022).

6. Olika synkrona områden förbinds med likströmskablar, vilket innebär att nätfrekvensen kan skilja sig något åt i båda ändar av kabeln. Den nominella nätfrekvensen är 50 Hz i hela Europa.

7. Jylland ingår i Kontinentaleuropas synkrona område.

8. Vi använder begreppet syntetisk svängmassa av pedagogiska skäl. Begreppet är något missvisande eftersom dessa resurser har något annorlunda egenskaper än konventionell svängmassa. Svenska kraftnät förordar det bredare begreppet snabb frekvensstyrning (Eriksson med flera, 2018).

digst noterar vi att deras kostnad är relativt låg jämfört med den totala kostnaden för de upphandlade balansjänsterna, vilket framgår av figur 23 och tabell 16. Svenska kraftnät (2021a) ger en detaljerad beskrivning av alla balansjänster som de upphandlar.

ÖKADE UPPHANDLINGSKOSTNADER FÖR BALANSKRAFT

Hur mycket balanskapacitet som ska upphandlas i varje nordiskt land bestäms delvis av en schablonmässig fördelningsnyckel. Kostnaderna för balanskraften har ökat kraftigt i Sverige, vilket illustreras i figur 23. En anledning är att den upphandlade volymen har ökat, vilket kan förklaras av följande fyra faktorer (Holmberg, 2024a):

1. 2019/2020 togs beslut om en ny fördelningsnyckel som ökade Sveriges andel i Norden.
2. 2021 tog Norge stora likströmskablar i bruk vilka ökade behovet av nordisk balanskapacitet som kan balansera plötsliga fel i kablarna.
3. Nordens systemoperatörer har ansträngt sig för att förbättra frekvenskvaliteten under de senaste åren.
4. Nedlagd kärnkraft har ökat behovet av syntetisk svängmassa.

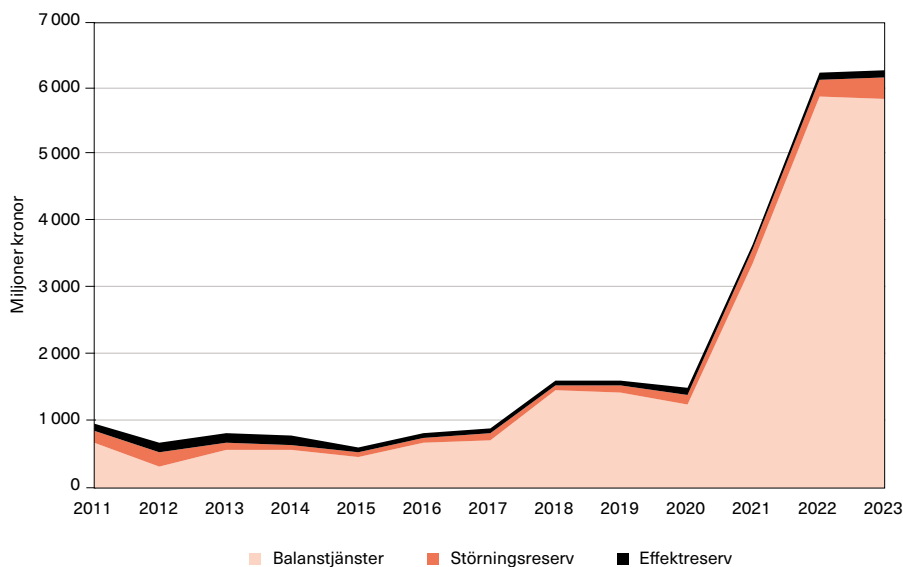
Vidare har snittpriset för balanskraft ungefär fördubblats. Holmberg (2024a) anger fyra förklaringar:

1. Elpriserna har ökat i allmänhet, särskilt under energikrisen 2022.
2. Prissättningen har ändrats på vissa balansmarknader så att den har blivit mer marknadsmässig.⁹
3. Vindkraften har varit dålig på att erbjuda tjänster på balansmarknaderna, särskilt nedreglering.¹⁰
4. Investeringarna i balanskraft har inte riktigt hunnit med det ökade behovet av balanskraft.

9. Numera ersätts balansjänster enligt ett marknadspris. Tidigare var ersättningen diskriminerande för vissa balansjänster så till vida att de som begärde en lägre ersättning fick sämre betalt. Holmberg och Tangerås (2023a) menar att övergången ökar risken för höga priser.

10. Vindkraften har blivit bättre på att erbjuda flera balansjänster, enligt artikeln »Vindkraft nu aktiv på nästan alla stödtjänst-marknader« i Montel Kraft-Affärer nr 22, 2024.

Figur 23 Kostnaden (miljoner kronor) i Sverige för balanstjänster (exklusive reglerkraftmarknaden), störningsreserv och effektreserv 2011–2023.



Källa: Sammanställning av data från Svenska kraftnät.

Brist på balanskraft kan även ha bidragit till bristfällig konkurrens i upphandlingarna. Man kan misstänka att marknadspriset för balanstjänsterna med bred marginal överstigit kostnaderna för många av de som erbjudit balanstjänster. I så fall utgjorde endast en mindre del av de 6 miljarder kronor som Svenska kraftnät betalade för balanstjänster under 2022 och 2023 reella systemkostnader, medan resten var en inkomstöverföring från övriga marknadsaktörer till de som sålde balanstjänster. En sådan överföring kan vara ett fördelningspolitiskt problem, men den är inte nödvändigtvis en nettokostnad för samhället. Hur som helst torde dessa övervinster vara övergående eftersom de leder till inträde på marknaden.

Mycket tyder på att priserna kan minska kraftigt framöver. Detta gäller särskilt för de snabbaste balanstjänsterna (inklusive syntetisk svängmassa), där batterier har börjat användas i stor skala. För dessa reserver kan priserna minska med 80–90 procent under de kommande

åren när utbyggnaden av nya batterier och andra balansresurser hinner ikapp efterfrågan.¹¹ En sådan kraftig nedgång skulle även innebära att Sveriges priser på balansmarknaderna konvergerade mot de väsentligt lägre priserna i jämförbara länder som Finland och Storbritannien (Bodecker Partners, 2024). År 2026 beräknas Sverige ansluta till en EU-gemensam marknad för vissa balanstjänster, vilket förväntas minska balanskostnaderna.¹²

SNEDVRIDNINGAR I HANTERINGEN AV BALANSKRAFT

Som nämndes ovan har den ökade mängden sol- och vindkraft bidragit till ett försämrat utbud av balansresurser liksom höjda priser på balanstjänster.¹³ Likväl finns det inga uppenbara marknadsmisslyckanden för de tjänster som sol- och vindkraften varit dåliga på att leverera. De som levererar dessa stödtjänster får betalt enligt ett marknadspris. Ett problem för samhällseffektiviteten är dock att de som orsakar obalanser inom en driftsperiod inte behöver betala för denna störning. Problemet kommer att minska påtagligt när längden på driftsperioden kortas från 60 till 15 minuter. Denna förändring införs stegvis och har redan påbörjats på vissa delar av elmarknaden.

Enligt Söder (2022) har den ökade mängden sol- och vindkraft än så länge inte varit direkt drivande i det ökade behovet av balanstjänster. Detta kan dock ändras i framtiden om mängden sol- och vindkraft fortsätter öka kraftigt, och kanske särskilt om parkerna blir större. Holmberg (2024a) gör den mycket grova uppskattningen att om sol- och vindkraft fortsätter expandera kraftigt, så att den totala

11. Montel Kraft-Affärer nr 9, 2024, har skrivit om detta i artikeln »Batteriaktörer tittar bortom guldrushen för FCR«.

12. Svenska kraftnät skriver mer om detta i följande länk: <https://www.svk.se/utveckling-av-kraftsystemet/systemansvar--elmarknad/ny-nordisk-balanseringsmodell-nbm/anslutning-till-europeiska-marknadsplattformar/>.

13. Det begränsade utbudet av nedreglering från vindkraft beror inte enbart på tekniken, utan främst på utformningen av deras långsiktiga leveransavtal. Detta problem har marknaden delvis lyckats lösa på egen hand. När det gäller utbudet av (syntetisk) svängmassa så utvecklar Nordens systemoperatörer en ny produkt, dynamisk FFR, som bland annat riktar sig mot vindkraftverkens (asynkrona) rotationsenergi. Se Inbjudan att delta i utvecklingen av tekniska krav för Dynamisk FFR: <https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/balansansvar/2024/inbjudan-att-delta-i-utvecklingen-av-tekniska-krav-for-dynamisk-ffr/>.

årliga förnybara elproduktionen blir uppemot 240 TWh, bör de betala cirka 1 öre per producerad kWh som kompensation för de störningar som ökar behovet av balanskraft.

De största störningarna i Sveriges kraftsystem uppstår när kärnkraftsreaktorer plötsligt snabbstoppas, exempelvis på grund av oväntade fel. Detta sker sällan, kanske någon enstaka gång per år. För att bibehålla kraftbalansen behövs då backup som snabbt kan ersätta den effekt som en stor reaktor levererar. Snabbstopp i Sveriges största reaktor Oskarshamn 3 är dimensionerande för flera av de balansreserver som upphandlas i Norden, inklusive behovet av rotationsenergi. Det innebär att behovet av reserver ibland minskar när Oskarshamn 3 minskar produktionen. Vidare kan storskalig produktion som körs på full effekt medföra att systemoperatören kan behöva minska importkapaciteten till ett elområde så att det blir möjligt att vid behov importera balanstjänster från andra elområden (Holmberg, 2024a).

En annan snedvridning är att kärnkraft och annan planerbar elproduktion bidrar med svängmassa som de inte får betalt för. Svenska kraftnät (2021a) förordar att producenter får betalt för sin svängmassa

Tabell 16 Värdet (miljoner kronor) av levererad svängmassa för olika produktionsslag samt syntetisk svängmassa.

	Vattenkraft	Övrig värmekraft	Kärnkraft	Syntetisk svängmassa
2021	502	23	620	81
2022	584	26	704	58
2023	94	4	134	17

Källa: Bearbetning av data från Svenska kraftnät.

Tabell 17 Värdet av levererad svängmassa per producerad energimängd (öre/kWh) för olika produktionsslag.

	Vattenkraft	Övrig värmekraft	Kärnkraft
2021	0,68	0,28	1,20
2022	0,84	0,33	1,41
2023	0,14	0,06	0,29

Källa: Bearbetning av data från Svenska kraftnät.

betingat på att förändringen införs gemensamt för hela Norden. Tabell 16 och tabell 17 visar beräknade värden av den planerbara elproduktionens svängmassa, om den skulle värderas enligt marknadspriset på syntetisk svängmassa. Till exempel var svängmassan i Sveriges kärnkraftverk värd cirka 0,3 öre/kWh under 2023, om värdet slås ut på kärnkraftens årliga energiproduktion.¹⁴ Under merparten av året är det överskott på svängmassa i Nordens kraftsystem. I det läget upphandlas ingen syntetisk svängmassa, och värdet sätts till noll. Brist på svängmassa uppstår främst under sommaren när delar av den planerbara elproduktionen är avstängd på grund av underhåll eller låga elpriser. Under dessa perioder har vattenkraftens totala bidrag till kraftsystemets svängmassa varit nästan lika stort som för kärnkraften. Samtidigt är vattenkraftens energiproduktion större, så per levererad kWh är kärnkraftens bidrag till svängmassan större. Bidragen från övrig värmekraft och syntetisk svängmassa är små i jämförelse. Olkiluoto 3 som startade reguljär produktion under 2023 har bidragit till att bristen på svängmassa minskat i Norden och att värdet av svängmassan minskade drastiskt under 2023 jämfört med 2021–2022.

Åtgärder som effektiviserar nätutnyttjandet

Inom ett elsystem är det viktigt att prissignalerna styr både ny elproduktion och elförbrukning till lämpliga platser för att säkerställa effektiv användning av resurser. Det finns olika lokaliseringssignaler som främjar denna resursfördelning. En är indelningen av Sverige i fyra elområden. Vidare bidrar Svenska kraftnäts nättariffer till att ny elproduktion och elförbrukning fördelas effektivt inom ett elområde. Elområdespriserna ger tillskott till värmekraft (inklusive kärnkraft) placerad relativt nära förbrukarna i södra Sverige. Därtill gynnar nättarifferna produktion i södra Sverige. Tillskottet kan bli extra stort för övrig värmekraft som kan placeras i anslutningspunkter där underskottet på el är särskilt stort, exempelvis inne i storstäder. Tariffer kan även användas för att kompensera aktörer som hjälper till med att reglera spänningen i nätet. Elområdespriser och tariffer bidrar till att nätet används mer ef-

14. Holmberg (2024a) uppskattar värdet till cirka 0,6 öre/kWh, men hans uppskattning var mer schablonmässig. Han tog exempelvis inte hänsyn till att brist på svängmassa normalt uppstår när en ansevärd andel av Sveriges planerbara elproduktion är otillgänglig.

fektivt, särskilt på lång sikt. Det finns även andra åtgärder som Svenska kraftnät vidtar för att öka nätutnyttjandet.

TARIFFER OCH ELOMRÅDEN

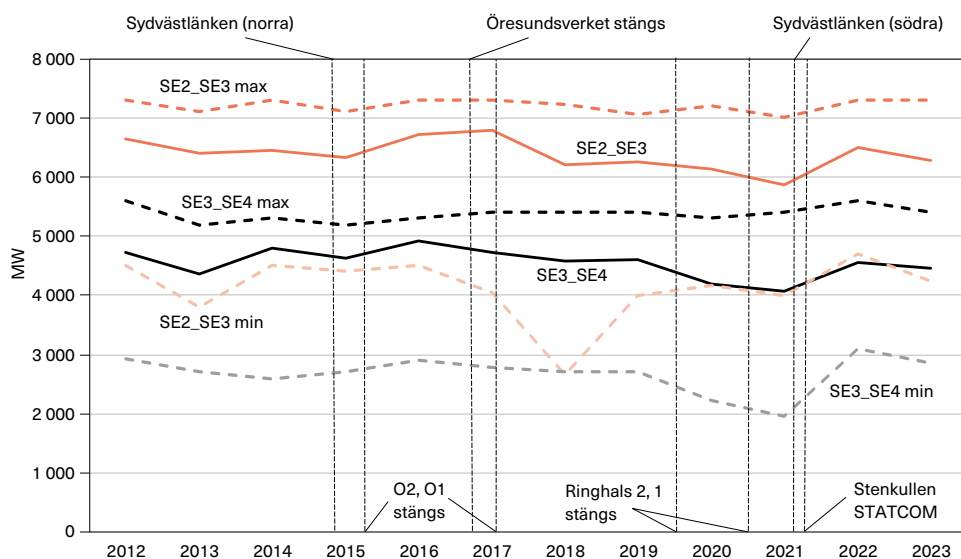
Elbörsen utgår ifrån att elöverföringen kan ske utan förluster i nätet, vilka i stället blir en kostnad för Svenska kraftnät som äger transmissionsnätet där förlusterna uppstår. Kostnaderna tar de igen på sina nättariffer. Dessa är utformade så att produktion som befinner sig på större avstånd från förbrukningen betalar en högre tariff, med motiveringen att nätförlusterna ökar med avståndet (Thema, 2019). Denna tariffkonstruktion är ganska unik inom Europa (Eicke med flera, 2020). Det finns möjlighet att vidareutveckla nättarifferna. Lokala flaskhalsar skulle hanteras mer effektivt om elproduktion som placeras i områden med risk för lokal elbrist får en lägre tariff (Holmberg och Tangerås, 2021). Mer allmänt vore det effektivt om all elproduktion och elförbrukning som bidrar till att flaskhalsar i nätet kan undvikas kompenseras via nättariffen, även när anläggningen påverkar flaskhalsar som ligger långt bort. Svenska kraftnät arbetar med att senast januari 2027 ändra nättarifferna i denna riktning enligt de nya forskrifterna från Energimarknadsinspektionens (2022c).

Vidare kan elområdena behöva uppdateras med hänsyn till förändringar i handelsflödena och elproduktionens lokalisering. Till exempel har nya öst-västliga flöden genom Svealand uppstått genom minskad elproduktion på Västkusten, främst på grund av nedstängningar i Ringhals, samt ökad elexport från Norge till Storbritannien och Tyskland (Holmberg och Tangerås, 2023b; Holmberg, 2024a; Karlsson, 2022). Dessa nya flöden liksom risk för elbrist i Stockholm har bidragit till att Svenska kraftnät och ACER (2022) har övervägt att ändra på Sveriges elområden. Fyra olika alternativ ska utvärderas. Alla förslagen skulle innebära att ett nytt elområde införs i östra Sverige, runt Stockholm.

UTNYTTJANDET AV BEFINTLIGT NÄT

Av figur 24 framgår att överföringsförmågan i Sveriges elnät har sjunkit när produktion lagts ned i södra Sverige. Samtidigt har Svenska kraftnät vidtagit motverkande åtgärder. Dock visar figuren att den genomsnittliga kapaciteten påtagligt försämrades även under 2023.

Figur 24 Genomsnittlig överföringskapacitet mellan Sveriges elområden 2 och 3 respektive 3 och 4 åren 2012–2023 samt hur den har påverkats av förstärkningar i nätet (Sydvästlänken och nätkomponent i Stenkullen) och nedlagd produktion i södra Sverige (Oskarshamn 1 och 2, Ringhals 1 och 2 samt Öresundsverket i Malmö).



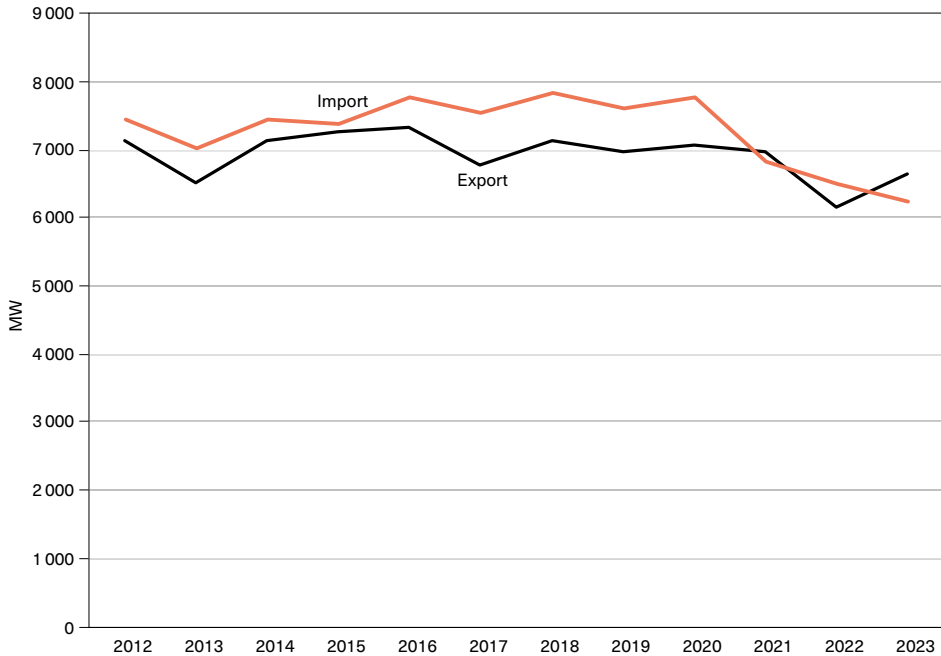
Not: De streckade linjerna anger de lägsta och högsta överföringskapaciteter som observerats under året.
Källa: Egen bearbetning av Nord Pool-data.

Enligt uppgifter från Svenska kraftnät kan detta delvis förklaras av nätunderhåll.

Figur 25 visar den genomsnittliga överföringskapaciteten till våra grannländer under samma period. De öst-väsliga flödena har bidragit till att Sverige har minskat importkapaciteten från Finland och exportkapaciteten till Norge under 2020-talet. Vidare har Finland minskat importkapaciteten från Sverige i samband med att Olkiluoto 3 startade (Holmberg, 2024a).

Svenska kraftnät har möjlighet att med olika åtgärder förbättra överföringsförmågan i befintligt nät. En sådan metod är Dynamic Line Rating. Metoden innebär att överföringen av el tillåts öka när det är kallt ute, vilket minskar risken för överhettning när ledningarna belastas hårt (Holmberg och Tangerås, 2021). I Italien har systemoperatören

Figur 25 Genomsnittlig överföringskapacitet till våra grannländer inom Nord Pool-området 2012–2023.



Källa: Egen bearbetning av Nord Pool-data. Export- och importkapaciteten exkluderar förbindelserna till Polen och Tyskland, eftersom Nord Pool-data saknas eller är ofullständiga för dessa länder under den studerade perioden.

ökat överföringsförmågan med bättre prognosverktyg (Holmberg, 2024b). Det finns även möjligheter att installera nätkomponenter som styr om flödena i nätet för att undvika flaskhalsar.

Flödesbaserad kapacitetsberäkning innebär att systemoperatörerna i Norden samverkar när tillgänglig nätkapacitet beräknas i elsystemet.¹⁵ Vidare får spotmarknaden mer detaljerad information om kraftsystemets begränsningar. Metoden infördes i oktober 2024, med en för-

¹⁵ Flödesbaserad kapacitetsberäkning beskrivs i följande länk: <https://www.svk.se/bra-att-veta-for-allmanheten/okad-cloverforing-med-ny-metod/>.

väntad ökning om 10 procent i den överföringskapacitet som finns tillgänglig på spotmarknaden.¹⁶ Allokeringen av produktion och förbrukning förväntas därför blir mer effektiv. Åtgärden ska bidra till en utjämning av spotpriserna i norra Europa. Det innebär i så fall högre spotpriser i Sverige. Elpriserna förväntas stiga mer i norra Sverige än i södra, och kan eventuellt minska i elområde 4.

Nedstängningen av reaktorerna i Oskarshamn och Ringhals försämrade förmågan att reglera spänningen i södra Sverige, vilket ytterligare minskade överföringsförmågan (Karlsson, 2022). Svenska kraftnät löste delvis detta med en ny nätkomponent (STATCOM), som är specialiserad på att reglera spänningen (Holmberg och Tangerås, 2023a).

All elproduktion är skyldig att bidra med spänningsreglering om den systemansvarige kräver detta. Svenska kraftnäts ambition är att all ny elproduktion ska bidra till spänningsreglering framöver. Tidigare var det vanligare att detta krav inte ställdes exempelvis för vindkraft, framför allt om den var ansluten till distributions- och regionnät (Holmberg, 2024a). Det finns även planer på att via nättariffen kompensera de aktörer som hjälper till med att reglera spänningen i nätet (Svenska kraftnät, 2021a).

Svenska kraftnät bygger dessutom nya kraftledningar för att minska flaskhalsarna i nätet. Sydvästlänken är en ny likströmskabel som ökat överföringsförmågan mellan elområde 3 och 4, vilket framgår av figur 24. Sydvästlänken bidrar även med spänningsreglering. Senare i kapitlet diskuterar vi ytterligare projekt som ökar överföringsförmågan i Sveriges elnät.

Avhjälpan av åtgärder

Marknadens prissignaler och tariffer är inte alltid tillräckliga för att alla detaljer i kraftsystemet ska fungera. Ibland händer det att någon kraftledning riskerar att överlastas eller att spänningen i någon knutpunkt riskerar att hamna utanför det tillåtna intervallet. Det kan också vara så att kraftsystemet inte är tillräckligt robust för att hantera ett större

16. Det kommer antagligen dröja flera år innan flödesbaserad kapacitetsberäkning eventuellt införs på intradagsmarknaden. Den överföringsförmåga som tilldelas intradagsmarknaden blir därmed lägre (Hamon och Ravi, 2023). Det innebär att det kan bli svårare än i dag att justera produktion och förbrukning under intradagshandeln.

plötsligt fel. Svenska kraftnät kan använda avhjäljande åtgärder för att lösa den här typen av problem, vilket innebär att de byter ut produktion med mindre önskvärda egenskaper mot produktion med mer önskvärda egenskaper. Byten inom ett elområde kallas omdirigering, medan byten över en elområdesgräns kallas mothandel.

Energiomställning, urbanisering och ökad marknadsintegration har inneburit att elnätet i flera av EU:s länder numera används på ett sätt som det inte var riktigt byggt för. Ett mer stressat kraftsystem ökar behovet av avhjäljande åtgärder. I Sverige och våra nordiska grannländer är kostnaden för omdirigering och mothandel jämförelsevis låg. I Sverige var den beräknade kostnaden cirka 0,3 öre per konsumerad kWh under 2022 (Holmberg, 2024b). Vissa länder har mycket höga kostnader för avhjäljande åtgärder. I Irland och i Tyskland var exempelvis kostnaderna för omdirigering 5–20 öre per konsumerad kWh under 2022 (Holmberg, 2024b). En anledning är att dessa två länder endast har ett elområde per land. En annan anledning till att kostnaderna för omdirigering är särskilt höga i Irland är att deras kraftsystem inte är redo för att ta emot all förnybar elproduktion från sol- och vindkraft; 10 procent av deras förnybara elproduktion spills och kommer inte till någon användning. En bidragande orsak är att i vissa europeiska länder har transmissionsnätets ägare blivit ålagda att ansluta ny elproduktion och elförbrukning innan de hunnit öka överföringskapaciteten i nätet. Tanken är att detta ska skynda på energiomställningen, men risken ökar för att lokala flaskhalsar uppstår.

Utvecklingen av elnätet

Svenska kraftnät beslutar om investeringar i det inhemska transmissionsnätet och i internationella överföringsförbindelser, bland annat utifrån en samhällsekonomisk lönsamhetsbedömning och huvudsakligen utifrån beräknade effekter inom Sverige (Svenska kraftnät, 2021b). I bedömningen ingår exempelvis de ekonomiska konsekvenserna för elkonsumenter och elproducenter, Svenska kraftnäts flaskhalsintäkter, leveranssäkerhet och nätförluster. Projekten formuleras i tioårsplaner, den för perioden 2024–2033 beskrivs i Svenska kraftnät (2023b).

Vissa av projekten syftar till att ersätta och uppgradera ledningar som har nått sin tekniska livslängd, medan andra ska öka kapaciteten i elnätet. Prioriterade projekt är att ta bort flaskhalsarna i Stockholms-

området och att minska belastningen på elnätet i öst-västlig riktning. Ett investeringspaket som kallas NordSyd ska öka nätkapaciteten mellan norra och södra Sverige. Ett av målen är att den installerade överföringskapaciteten mellan elområde 2 och 3 ska öka från dagens 7 300 till över 10 000 MW. Dessa projekt har en lång planeringshorisont som sträcker sig 10–15 år framåt i tiden. Enligt dessa planer torde de flesta nuvarande flaskhalsarna vara åtgärdade inom 10–20 år.

Det finns även utvecklade planer på nya överföringsförbindelser för att öka marknadsintegrationen på europeisk nivå: Den ena är Aurora Line mellan elområde 1 och Finland. Den andra är Hansa Powerbridge mellan elområde 4 och Tyskland.¹⁷ Sådana internationella projekt måste godkännas av regeringen. Aurora Line blev godkänd under 2023, men regeringen avvisade Hansa Powerbridge under 2024. Det angivna skälet för det senare beslutet var att en sådan sammankoppling riskerade leda till högre priser och en mer instabil elmarknad i Sverige.¹⁸

Den generella utbyggnaden och förstärkningarna av nätet bekostas av de nättariffer som Svenska kraftnät har rätt att ta ut från sina kunder och av flaskhalsintäkterna. Därutöver gäller huvudprincipen att Svenska kraftnät tar en särskild nätanslutningsavgift från nya anläggningar eftersom dessa måste bekosta de nätkostnader de ger upphov till. Det gäller även så kallade djupa kostnader som avser nödvändiga nätförstärkningar långt in i nätet (Thema, 2019). Denna princip har gällt i högre grad i Sverige än i andra europeiska länder (Eicke med flera, 2020).

I mars 2024 meddelade Svenska kraftnät att anslutningsavgifterna kommer att ändras.¹⁹ Kostnader för nätförstärkningar som är till nytta för flera olika anslutande parter ska i större utsträckning spridas

17. Se <https://www.fingrid.fi/en/grid/construction/aurora-line/> för en beskrivning av Aurora Line och <https://www.svk.se/hansapowerbridge> för en beskrivning av Hansa Powerbridge. Aurora Line ska öka överföringskapaciteten med 900 MW från Finland till Sverige och med 800 MW i motsatt riktning. Hansa Powerbridge ska kunna överföra 700 MW i varje riktning.

18. Se regeringens pressmeddelande »Regeringen avslår ansökan om tillstånd för ny elledning till Tyskland« 14 juni 2024. Regeringen menar att Tysklands elmarknad fungerar ineffektivt, eftersom landet inte är indelat i elområden. Vidare vill regeringen att utbyggnaden av exporterande kablar bör pausas tills priserna blivit jämnare inom Sverige.

19. Se pressmeddelandet »Ny princip för anslutningsavgift tydliggör ansvar för kostnader«, <https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/allmanna-nyheter/2024/ny-princip-for-anslutningsavgift-tydliggor-ansvar-for-kostnader/>.

över kundkollektivet. Tanken är att förändringen ska skapa ökad förutsägbarhet för berörda parter. En förändring i den riktningen har även förordats av Thema (2019). Detta kan vara effektivt om en nätförstärkning har karaktären av en kollektiv vara. Men det kan leda till överinvestering om en part är ansvarig för hela kostnaden men inte behöver betala för den.

Svenska kraftnät har föreslagit att transmissionsnätet byggs ut så att det blir möjligt att ansluta havsbaserad vindkraft till sex knutpunkter i havet. De har tidigare bedömt att en utbyggnad som möjliggör en anslutning upp till 40 TWh vindkraft skulle kosta 32–40 miljarder kronor.²⁰ De anser även att en relativt stor mängd kan anslutas i södra Sverige utan några större förstärkningar i nätet på land, eftersom det där finns ett effektunderskott och därmed god tillgång till inmatningskapacitet (Svenska kraftnät, 2021b). Baserat på dessa uppskattningar skulle anslutningsavgiften uppgå till ungefär 9 öre/kWh.²¹ Den tidigare regeringens ändringar i Svenska kraftnäts instruktioner (Förordning 2007:1119) innebar att anslutningsavgiften för ny havsbaserad vindkraft skulle minska ordentligt. Dessa ändrades sedan tillbaka av den nuvarande regeringen.

Det är inte bara i transmissionsnätet som överföringskapaciteten ökar. Även förstärkningar av region- och lokalnäten behövs för att genomföra energiomställningen. Detta gäller inte minst elektrifieringen av vägtransporter som är beroende av att det finns laddningsinfrastruktur längs vägarna. Även här bör huvudprincipen vara att sådana anläggningar ska stå för de kostnader som de ger upphov till. Elektrifieringen av vägtransporter riskerar försenas eller fördyras ifall nätutbyggnaden inte blir tillräckligt omfattande eller om den blir mycket kostsam.

20. Se pressmeddelandet »Svenska kraftnät bygger ut transmissionsnätet till havs«, <https://via.tt.se/pressmeddelande/3325128/svenska-kraftnat-bygger-ut-transmissionsnätet-till-havs?publisherId=3235391>.

21. Beräkningen bygger på en investeringskostnad om 50 miljarder kronor för att ansluta 40 TWh årlig produktion. Vindkraftens livslängd är 25 år och diskonteringsräntan för nätinvesteringen är 5 procent.

Diskussion

Sveriges tariffer och anslutningskostnader är välutvecklade jämfört med många andra EU-länders. Arbetet fortsätter med införandet av förfinade nättariffer senast 2027 (Energimarknadsinspektionen, 2022c). Sådana förbättringar skulle exempelvis kunna öka lönsamheten av värmekraft och annan planerbar elproduktion i storstadsregioner med risk för elbrist. Vår bedömning är dock att övriga investeringar i elproduktion inte kommer att påverkas i någon större utsträckning.

Samredovisningsprincipen som förordas i ellagen motverkar möjligheterna till geografiskt finkorniga nättariffer eftersom nätföretag måste tillämpa samma tariffer för alla närbelägna redovisningsenheter (Energimarknadsinspektionen, 2012). En tanke med regleringen är att den ska skydda landsbygden mot höga nätkostnader. Utifrån ett effektivitetsperspektiv vore det önskvärt att samredovisningsprincipen inte omfattar de delar av nättariffen som bidrar till att lokala flaskhalsar kan undvikas.

Systemtjänsterna kan utvecklas så att planerbar elproduktion får betalt för den svängmassa som de bidrar med. En sådan förändring skulle även minska risken för att brist på svängmassa uppstår. I dagsläget handlar det om att planerbar elproduktion borde få 0,1–0,3 öre extra per kWh som de producerar. Det är främst kärnkraft som förlorar på den uteblivna betalningen. Å andra sidan borde de betala för de störningar som de orsakar. Exempelvis borde de bekosta en betydande andel av störningsreserven. Den kostnaden är i dagsläget i ungefär samma storleksordning som kärnkraftens uteblivna intäkter från svängmassan.

Nya produktions- eller förbrukningsenheter vars kapacitet överstiger 1 400 MW, och därmed blir dimensionerande för Nordens balansbehov (Holmberg, 2024a), bör på egen hand bekosta balanskraft motsvarande överskridandet. Motsvarande princip tillämpas på Olkiluoto 3 i Finland (Holmberg, 2024a).

För att minska behovet av balanskraft och att begränsa överföringskapaciteten kan Svenska kraftnät återinföra en avhjälpande åtgärd (se s. 114–115), där de vid behov minskar elproduktionen i kärnkraftsreaktorerna och ökar den i annan elproduktion (Svenska kraftnät, 2019; Holmberg, 2024a).²² De inblandade aktörerna kompenseras för even-

22. Notera att kärnkraftsreaktorer bidrar med samma rotationsenergi även om elpro-

tuella förluster. Åtgärden kan exempelvis användas när priset på syntetisk svängmassa är högt och priset på elbörsen lågt, så att åtgärdens samhällsnytta blir positiv.

Även sol- och vindkraft bör betala för de störningar som de orsakar. På en framtida elmarknad skulle det kunna handla om i storleksordningen 1 öre/kWh för vindkraft. Holmberg och Tangerås (2023a) förordar att elmarknadens utgångspunkt bör vara att levererad och konsumerad effekt är konstant under en driftsperiod. Det borde införas en straffavgift för de aktörer som levererar, eller konsumerar, en ojämn effekt under driftsperioden. Denna straffavgift bör bidra till finansieringen av balansmarknaderna.

Villkorade anslutningsavtal kan användas för att snabba på energiomställningen. Det innebär att förbrukning och produktion kan ansluta innan nätägaren är helt säker på att nätkapaciteten kommer att räcka till. Om kapaciteten inte räcker till så har systemoperatören under en övergångsperiod rätt att i stressade lägen koppla bort nyligen anslutna anläggningar (Holmberg, 2024b).

duktionen skulle minska. Åtgärden kan även användas för andra enheter (produktion eller förbrukning) som har en maxeffekt över 1 400 MW.

9. Simuleringsresultat av en begränsad energiomställning

BERÄKNINGARNA I KAPITEL 9 jämför historiska elpriser med uppskattade kostnader för elproduktion för att ge en bild av om produktionen har varit tillräckligt lönsam de senare åren för att täcka sin totala kostnad. Beräkningarna säger även något om lönsamheten av investeringar i marginell ny elproduktion baserat på elpriserna de senaste åren, eftersom en liten ökning av elproduktionen inte nämnvärt påverkar elpriset. Men energiomställningen handlar om stora ökningsar i elproduktionen och efterfrågan på el som var och en kommer att ha stor påverkan på elpriset. Syftet med detta kapitel är att studera vad som händer på marknaden när både elproduktionen och elförbrukningen ökar i stor omfattning. I vilken utsträckning kan elmarknaden på egen hand åstadkomma en energiomställning som uppfyller de svenska klimatpolitiska målen?

För att undersöka frågan använder vi en simuleringsmodell över det nordiska elsystemet. Modellen utgår från antaganden om den framtida efterfrågan på el i varje elområde, hur mycket produktionskapacitet som finns installerad av olika teknologier i varje elområde, vad det kostar att producera elen och hur stor överföringskapaciteten är mellan de olika elområdena. Eftersom det finns både vattenkraft, vindkraft och solkraft i systemet bygger modellen även på antaganden om magasininflöden samt vind- och solkraftens tillgänglighet timme för timme. Dessa siffror bygger på historiska data över det nordiska elsystemet från 2018.¹

1. Simuleringsmodellen är utvecklad av Siddiqui (2024) som även beskriver modellen i detalj. Där hittar man också simuleringarna som studeras i denna rapport samt känslighetsanalyser. Scenariot som beskrivs i föreliggande kapitel och ytterligare scenarier i underlagsrapporten är framtagna i samråd med Afzal Siddiqui.

Utifrån antaganden ovan anger marknadsaktörerna efterfråge- och utbudskurvor för varje elområde och timme. Därefter fungerar modellen precis som en elbörs genom att beräkna spotpriser, förbrukning och produktion av el för varje elområde och timme. Villkoren är att förbrukningen och tillförseln av el måste vara i balans varje timme och att flödet i elnätet måste överensstämma med nätets flödesbegränsningar. Lösningen sammanfaller med utfallet på en marknad med fullständig konkurrens där alla aktörer tar alla priser för givna när de fattar beslut.

Modellen är användbar för att studera lönsamheten av olika typer av elproduktion och elförbrukning eftersom den beräknar det ekonomiska värdet av att ändra anläggningars installerade kapacitet i varje elområde. Det ekonomiska värdet av ny kapacitet kan vara skilt från det genomsnittliga elpriset därför att viss elproduktion producerar mer när elpriset är högt (övrig värmekraft) eller när elpriset är lågt (vindkraft). I vissa andra modeller, som vi ska återkomma till, bestäms investeringarna inom modellen. Det finns två anledningar till vår förenklade ansats. För det första råder stor osäkerhet kring kostnaderna för vissa typer av elproduktion och värdena av olika industrianläggningar. För det andra finns etableringshinder som innebär att kapacitet inte nödvändigtvis kommer att allokeras där den har störst ekonomiskt värde för investerarna.

Vi presenterar resultaten från en modellsimulering av en begränsad omställning som bygger på de branschmässiga ökningarna i elförbrukningen som vi beräknade i kapitel . Industrin ökar elförbrukningen med 31 TWh, medan elektrifieringen av vägtrafiken ökar elanvändningen med 36 TWh jämfört med elförbrukningen 2023. Omställningen är begränsad i betydelsen att vi i ett första skede bortser från inhemsk produktion av elektrobränslen för luft och sjöfart. Modellen simulerar inte något specifikt år, men vi tänker oss att det är någon gång under 2030-talet. Modellen har betydande ökning i produktion och användande av el jämfört med i dag, medan kapaciteten i elnätet inte ökar i någon större omfattning.

Modellantaganden

Simuleringen utgår från antaganden om elförbrukningen, elproduktionen och kapaciteten i elnätet.

ELFÖRBRUKNINGEN

Modellen har tre typer av elförbrukning. För det första finns en allmän efterfrågan i ekonomin med en priskänslighet som medför att elförbrukningen sjunker under drifttimmar med högt elpris och ökar i timmar med lågt elpris. Denna formulering fångar upp kortsiktig flexibilitet där elförbrukning flyttas till timmar med lågt pris och även har utträngningseffekter där den totala efterfrågan på el sjunker när elpriset ökar. Den priskänsliga efterfrågan är kalibrerad för att matcha det historiska sambandet mellan priser och förbrukning.

För det andra finns en elintensiv industri med konstant elförbrukning per timme. Vi låter industrin öka elförbrukningen om 31 TWh jämfört med 2023 års nivå. Hur vi fördelar denna ökning mellan de olika elområdena återspeglar industrins historiska förbrukningsmönster och information om projekt med betydande konsekvenser för den framtida elförbrukningen. I elområde 1 antar vi att industrin ökar elförbrukningen med 14,3 TWh, något som främst återspeglar en omläggning av järn- och stålindustrin. Ökningen i industrins elförbrukning begränsar vi till 1,1 TWh i elområde 2. Vi antar även en stor ökning om 14 TWh av industrins elförbrukning i elområde 3 där det finns omfattande kemi-, mineral- samt massa- och pappersindustri. Industrins resterande ökning om 1,6 TWh förlägger vi till elområde 4.

För det tredje innebär elektrifieringen av vägtransporterna ökad elförbrukning om 36 TWh jämfört med 2023. Den ökade elförbrukningen från elektrifierade transporter fördelar vi mellan de olika elområdena relativt till elförbrukningen i privatbostäder under 2023. Denna fördelning återspeglar ett antagande om att elkonsumtionen är proportionerlig med befolkningstätheten. Med dessa antaganden blir den årliga ökningen av elförbrukningen enligt tabell 18.

I princip kan elfordon fungera som energilager så till vida att laddning vid en tidpunkt ökar elförbrukningen medan eventuell urladdning vid en annan tidpunkt ökar tillskottet av el till systemet. Möjligheten för lastbilar och bussar att bidra med ledig batterikapacitet till

Tabell 18 Simulerad ökad elförbrukning (TWh) vid en begränsad energiomställning.

	SE1	SE2	SE3	SE4	Sverige
Industri	14,3	1,1	14,0	1,6	31,0
Vägtransporter	1,7	3,2	23,9	7,2	36,0
Totalt	16,0	4,3	37,9	8,8	67,0

Källa: Egna beräkningar.

elnätet är emellertid mycket begränsad till följd av ett högt kapacitetsutnyttjande av dessa fordon under arbetstid och av att mycket av den kommersiella vägtrafiken sker under dagtid. Vi antar därför att denna batterikapacitet används i fordonstrafiken från och med 06:00 till och med 19:00 varje dygn och att de laddas till hundra procent från och med 20:00 till och med 05:00 nästföljande dygn med lika andelar för varje timme. Enligt Energimyndighetens beräkningar kommer den kommersiella vägtrafiken att stå för ungefär 15 TWh av den totala ökningen av elförbrukningen till följd av elektrifieringen av transporter.² För enkelhets skull antar vi att även personbilstrafiken laddas på samma sätt. Detta innebär en undervärdering av flexibiliteten i förbrukningen eftersom personbilar står stilla det mesta av tiden och därför teoretiskt kan bidra med stor batterikapacitet. Vi återkommer till detta i diskussionen nedan.

ELPRODUKTIONEN

Modellen har tre typer av elproduktion. Den variabla förnybara elproduktionen, förkortat VRE, består av land- och havsbaserad vindkraft samt solkraft, vars tillgänglighet fluktuerar över tid inom varje elområde. Hela den variabla förnybara elproduktionens tillgängliga kapacitet erbjuds till marknaden så länge spotpriset är större eller lika med noll eftersom dessa anläggningar inte producerar till någon rörlig kostnad. Vi antar att den landbaserade vindkraften ökar med 9,4 TWh i elområde 1 och med 9,9 TWh i elområde 2 jämfört med 2023. I elområde 3 och 4 är det större behov av lokal ny elproduktion. Vi låter vindkraften i elområde 3 öka med 40,9 TWh och med 9,8 TWh i elområde 4.

2. Denna uppgift angavs efter förfrågan till Energimyndigheten.

Värmekraften består främst av kärnkraft, fjärrvärme och olika typer av gasturbiner och är planerbar. Varje anläggning har en rörlig kostnad som påverkar huruvida det är lönsamt att producera en viss timme eller inte. Förutom för själva bränslet tillkommer kostnaden för utsläppsrätter för anläggningar som använder fossila bränslen. Bränslekostnaderna sätts på den internationellt relevanta nivån för 2023 (Siddiqui, 2024), och priset för utsläppsrätter sätts till drygt 83 euro per ton, vilket motsvarade genomsnittet för 2023, se figur 8.

Vattenkraften är planerbar men begränsas av sin maximala och minimala magasinkapacitet, inflöde, och restriktioner på hur mycket man kan öka eller minska produktionen från en drifttimme till nästa. Det är i modellen inte tillåtet att spilla vatten.

Solkraft, havsbaserad vindkraft, värmekraft och vattenkraftens produktionskapacitet i Sverige sätts till 2023 års nivå. Detsamma görs med all produktionskapacitet i de andra nordiska länderna.

TRANSMISSIONSNÄTET

Förstärkningar av det inhemska elnätet är planerade, särskilt för att öka överföringskapaciteten mellan elområde 2 och 3. Detta gäller även överföringskapaciteten till utlandet. Vi antar dock att endast Aurora Line kommer att färdigställas inom ramen för vår simulering. Nätkapaciteten ökar således med 800 MW från elområde 1 till Finland och med 900 MW i den andra riktningen. Vi antar ingen annan utbyggnad av elnätet mellan eller inom de nordiska länderna. För att sluta modellen hålls handelsvolymerna till den europeiska kontinenten kvar på samma nivå som under 2018. Modellen bortser även från nätförluster, alternativt kan man anta att en viss del av elflödet med den utomnordiska marknaden i realiteten består av nätförluster. Det finns inga begränsningar i nätkapaciteten inom elområdena i modellen.

Resultat

Tabell 19 visar resultaten av simuleringen med ovan angivna inputvärden. Den första kolumnen redovisar de simulerade genomsnittspriserna, och den andra kolumnen de genomsnittliga spotpriserna under 2023 för vardera av de fyra svenska elområdena. De genomsnittliga elpriserna för de svenska elområdena ligger något över nivåerna för

Tabell 19 Simulering av en begränsad energiomställning.

	Priser (öre/kWh)		VRE-produktion (TWh)	
	Simulering	Utfall 2023	Simulering	Utfall 2023
Sverige			107,4	37,4
SE1	52	46	15,1	5,7
SE2	46	46	23,9	14,0
SE3	65	59	51,9	11,0
SE4	73	74	16,5	6,7

Not: VRE står för variabel förnybar elproduktion.

Källor: Statistikmyndigheten SCB, Nord Pool och Siddiqui (2024).

2023. Den tredje kolumnen i tabellen anger den simulerade variabla elproduktionen (land- och havsbaserad vindkraft samt solkraft), medan den sista kolumnen visar hur mycket dessa kraftslag producerade under 2023 för varje svenskt elområde.

Den simulerade lösningen bygger på antagandet att ny elförbrukning om 67 TWh tillkommer i systemet och att produktionen i den landbaserade vindkraften ökar i ungefär samma utsträckning. Men dessa investeringar kommer endast till stånd på marknaden om de är företagsekonomiskt lönsamma.

Det genomsnittliga elpriset ligger i stort sett över den genomsnittliga kostnaden om 30–50 öre/kWh för landbaserad vindkraft redovisad i tabell 15. Det genomsnittliga priset återspeglar dock inte lönsamheten i att investera i landbaserad vindkraft inom elområdet eftersom den höga elproduktionen när det blåser mycket driver ner elpriserna. Enligt beräkningarna i modellen innebär kannibaliseringseffekten att landbaserad vindkraft ersätts med i genomsnitt 25 öre/kWh i elområde 1 och 28 öre/kWh i elområde 2. Längre söderut är investeringarna mer lönsamma. Ersättningen uppgår till 38 öre/kWh i elområde 3 och 40 öre/kWh i elområde 4. Jämfört med bedömningarna av kostnaderna för ny vindkraft, är den landbaserade vindkraften lönsam i elområde 3 och elområde 4 till dagens kostnader, medan de är lönsamma i elområde 1 och elområde 2 om prognoserna om kostnadsminskningar slår igenom. Kapacitetsökningar i befintlig kärnkraft vore lönsamma till de genomsnittliga priserna i tabell 19 om man räknar med en genomsnittskostnad om 40 öre/kWh för sådana uppgraderingar. I simuleringen hålls dock kärnkraften konstant.

Tabell 20 Simulerad genomsnittskostnad (kr/kg) för att producera grön vätgas i Sverige.

Kapacitetsutnyttjande (%)	20	50	80	100
SE1	54	35	31	31
SE2	47	31	28	28
SE3	51	34	31	37
SE4	50	33	32	40

Källa: Egna beräkningar baserade på Christensen (2020) och simulerade elpriser.

Investeringar i annan ny produktion tycks olönsam till de simulerade priserna, vilket är konsistent med att vi hållit sådan produktionskapacitet konstant. Solkraft och viss fossilfri värmekraft är dock endast marginellt olönsamma i elområde 4. Det finns även kostnadsscenarioer där ny solkraft blir lönsam i södra Sverige.

När det gäller lönsamheten i att investera i nya förbrukningsanläggningar är vår bild att elintensiv industri kan ha en betalningsvilja för terminskontrakt för el kring 40–50 öre/kWh.³

Tabell 20 visar en beräkning av genomsnittskostnaden för att producera grön vätgas i Sverige baserad på de simulerade elpriserna. I jämförelse bygger analysen i kapitel 6 på historiska elpriser.

Utifrån en jämförelse med kostnaderna i resten av Europa och USA, se kapitel 6, förefaller det lönsamt att producera elektrobränslen till marknadsmässiga villkor särskilt till ett kapacitetsutnyttjande om 50 procent eller högre. Elektrobränslen skulle kunna stå för en del av ökningen i elförbrukning om investeringar i andra elintensiva anläggningar inte genomförs.

Sammanfattningsvis är ersättningarna till olika typer av elproduktion förenliga med en marknadsmässig energiomställning som vilar på storskalig utbyggnad av landbaserad vindkraft, och där utbyggnaden av elintensiv industri verkar lönsam till de genomsnittliga elpriserna och på marknaden.

3. I en simulering utförd av Konjunkturinstitutet (2024) är det lönsamt att byta från konventionell till fossilfri tillverkning av järn och stål vid ett elpris om 55 öre/kWh i ett scenario där priset på utsläppsrätter ligger på 100 euro per ton. I vår simulering är utsläppspriset satt till 83 euro per ton.

Jämförelse med andra studier av den nordiska elmarknaden

Vår simulering antyder att en energiomställning som bygger på omfattande utbyggnad av landbaserad vindkraft kan vara marknadsmässig. Detta sammanfaller med resultat från andra studier av den svenska energiomställningen.

Göransson och Johnsson (2023) undersöker energiomställningen inom ramen för en investeringsmodell för den nordeuropeiska elmarknaden. Utgångspunkten för deras simulering är en ökad elförbrukning om drygt 100 TWh. Göransson och Johnsson (2023) antar en mycket mer omfattande produktion av fossilfritt stål där industrin använder 50 TWh el, vilket är väsentligt mer än i vår simulering. Precis som i vår modell ger deras simulerade marknadslösning mestadels ny landbaserad vindkraft. Viss havsbaserad vindkraft och solkraft kompletterar bilden. Det finns två grundläggande skillnader. I deras lösning har Sverige omfattande import om nästan 50 TWh el, medan Sverige är nettoexportör i vår modell. Den andra skillnaden är att energilagring i form av vätgas, värme och el genom batterier ger substantiell lagringskapacitet i det nordiska systemet hos Göransson och Johnsson (2023). Energilagring i vår simulering tar sig uttryck i att 36 TWh av den ökade elförbrukningen sker i låglasttimmar genom laddning av elfordon. Dessutom tillkommer flexibilitet från att hushållens och andra små konsumenters efterfrågan på el har viss priskänslighet. Göransson och Johnsson (2023) antar att denna förbrukning är helt okänslig för ändringar i elpriset.

En annan relevant studie är den av Svenska kraftnät (2024b) som presenterar fyra scenarier för det nordeuropeiska kraftsystemet. I scenariot som de kallar »småskaligt förnybart« (SF), uppgår elförbrukningen till 194 TWh medan den totala elproduktionen är 233 TWh, vilket är jämförbart med vår simulering. Däremot är all kärnkraft nedlagd i SF-scenariot så att hela produktionen täcks av vattenkraft och väderberoende elproduktion. De simulerade årliga genomsnittspriserna i SF-scenariot varierar från 46 öre/kWh i elområde 1 till 58 öre/kWh i elområde 4 och är därför något lägre än våra simuleringsresultat.

En tredje studie är den av Energimyndigheten (2023b) som studerar två scenarier för Sveriges energisystem. I scenariot »lägre elektrifiering« uppgår elförbrukningen till 240 TWh medan den totala

elproduktionen är 257 TWh, alltså högre än i vår simulering. Det mesta av elen som tillkommer är landbaserad vindkraft kompletterad med annan väderberoende elproduktion. Även viss kraftvärme tillkommer. Energimyndigheten (2023b) anger dock inga simulerade elpriser. Därför går det inte att jämföra med vår simulering eller studierna ovan.

Diskussion

Ett orosmoment med ett system som har stora mängder väderberoende elproduktion är volatiliteten i priserna och risken för elbrist. Standardavvikelsen är ett vanligt statistiskt mått på hur mycket elpriset avviker från medelvärdet. Under 2023 uppgick denna till 39 öre/kWh både i elområde 1 och elområde 2. Standardavvikelsen var 51 öre/kWh i elområde 3 och 58 öre/kWh i elområde 4. De simulerade standardavvikelserna är jämförelsevis lägre, 19 öre/kWh i elområde 1, 24 öre/kWh i elområde 2, 45 öre/kWh i elområde 3 och 56 öre/kWh i elområde 4. Modellen underskattar volatiliteten i priserna, särskilt i norra Sverige, genom att överskatta hur mycket vattenkraften anpassar sig till fluktuationer i vindkraften. En orsak är att vindkraftsproduktionen är känd på förhand i simuleringen men okänd i verkligheten.⁴

En elförsörjning som bygger på stora mängder väderberoende elproduktion har utmaningar som man inte nödvändigtvis kan fånga upp med simuleringar baserade på historiska väderdata. En viktig fråga är vad som händer med elförsörjningen under långa perioder med lite vind och solkraft. Detta kan exempelvis hända under kalla vintermånader. Göransson och Johnsson (2023) visar hur långsiktiga energilager kan vara en ekonomiskt tänkbar lösning på elbristen i samband med långsiktiga bortfall av väderberoende elproduktion. En annan möjlighet vore gasturbiner och annan värmekraft lämpade för att köras under begränsad tid. Sådana teknologier är marginellt lönsamma i elområde 4 i simuleringen som presenterades i tabell 19. En tredje möjlighet är naturligtvis att industriverksamheter temporärt förmås att minska elförbrukningen i sådana lägen, till exempel genom elpriserna, särskilda nättariffer eller villkorade avtal.

4. Överdriven flexibilitet är en vanlig svaghet i simuleringsmodeller. En replikering av marknadsutfallet för 2023 ger simulerade standardavvikelserna om 29 öre/kWh i elområde 3 och 46 öre/kWh i elområde 4 (Siddiqui, 2024). Utbyggnad av vindkraft leder alltså till ökad prisvolatilitet inom ramen för simuleringsmodellen.

Simuleringsresultaten bygger på att den landbaserade vindkraften ökar i alla elområden. En del investeringar är redan beslutade. Svensk Vindenergi (2024) beräknar att projekt som har lagt beställningar på turbiner och som planerar att driftsättas senast 2026 kommer att bidra med cirka 8 TWh gemensamt i elområde 1 och elområde 2. Vindkraften måste då öka med ytterligare 11 TWh i dessa två elområden för att nå upp till de simulerade nivåerna. Detta verkar möjligt utifrån den historiska utbyggnaden i norra Sverige. Situationen är mer utmanande i södra Sverige. Enligt Svensk Vindenergi (2024) planeras 2,7 TWh landbaserad vindkraft i elområde 3 och endast 0,4 TWh i elområde 4 till 2026.

Om inte väsentliga nya projekt och tillstånd för landbaserad vindkraft tillkommer i södra Sverige, framstår modellsimuleringarna om tillskott med 38,2 TWh i elområde 3 och 9,4 TWh i elområde 4 som utmanande i ljuset av den faktiska utvecklingen. Eventuellt kan utbyggnad av solkraft täcka upp för en del av det potentiella bortfallet av vindkraft. Vidare kommer den första nätförstärkningen mellan elområde 2 och elområde 3 att vara på plats redan 2027, vilket inte beaktas i simuleringarna. Det är även möjligt att exporten av el minskar och att delar av energiomställningen senareläggs några år till dess att kostnaderna för annan elproduktion som havsbaserad vindkraft eventuellt har sjunkit tillräckligt så att marknaden har råd att betala den.

En mer omfattande energiomställning än i det scenario som vi studerade ovan bygger på större tillverkning av fossilfritt stål och produktion av elektrobränslen. För att sådana etableringar ska kunna genomföras baserat på variabel elproduktion behövs sannolikt stor anpassningsbarhet från dessa anläggningar till fluktuationer i tillgången på el. Efter som elförbrukningen från dessa anläggningar till stor del skulle röra produktion av vätgas, innebar sådan flexibilitet anpassningsbar produktion av vätgas. En lösning för elektrobränslen är helt flexibel produktion av vätgas och bränslen. En annan och universell lösning vore vätgaslager. Datorhallar utgör en tredje potentiell källa till storskalig ökning av elförbrukningen. Deras elförbrukning kommer sannolikt att vara mycket flexibel till följd av att data i ett integrerat nätverk mycket snabbt kan omdirigeras till datorhallar lokaliserade i elområden eller länder med tillfälligt hög tillgång på el. Om denna potential realiserar kommer datorhallar att ha mycket flexibel elförbrukning.

Simuleringarna i denna rapport bygger på antagandet att efterfrågan

på el och produktionskapaciteten i de andra nordiska länderna hålls konstanta samt att handeln med den europeiska kontinenten inte påverkas av den svenska energiomställningen. Simuleringen indikerar att flaskhalsarna i elnätet är så betydande att stora ökningar av efterfrågan på el i stor utsträckning måste täckas av lokalt ökad elproduktion för att elpriserna ska ligga på en sådan nivå att investeringarna blir lönsamma för industri och elproducenter. Ett scenario med en energiomställning i alla nordiska länder och motsvarande ökning av lokal elproduktion skulle inte nödvändigtvis ge väsentligt annorlunda resultat för Sveriges del än den simulering vi redovisar. En indikation på detta är att elpriserna i grannländerna inte påverkas i särskilt hög grad av den simulerade svenska energiomställningen (Siddiqui, 2024).

Svenska kraftnät har tidigare planerat en ny överföringsförbindelse till Tyskland som skulle öka integrationen med den europeiska kontinenten. Projektet har emellertid stoppats av regeringen, se diskussionen i kapitel 8. Eftersom Sverige i modellberäkningarna är nettoexportör till kontinenten, skulle ökad marknadsintegration driva upp de svenska elpriserna. Detta skulle stimulera investeringar i ny elproduktion, men även minska den svenska elförbrukningen. Den totala effekten på den svenska ekonomin skulle dock bli positiv eftersom producenterna skulle tjäna mer än vad konsumenterna skulle förlora (Holmberg och Tangerås, 2023b).

Göransson och Johnsson (2023) simulerar konsekvenserna av en ökning med upp till 5 000 MW i överföringskapaciteten med utlandet. Ökad kapacitet har små konsekvenser för de svenska elpriserna och för elproduktionen. Mest anmärkningsvärt är att solkraften närmast försvinner från det svenska elsystemet. Gällande marknadsintegration vore det även intressant att studera konsekvenserna av en indelning av Tyskland i elområden. Överskottet av elproduktion i norra Tyskland skulle då säljas till ett jämförelsevis lågt pris och bland annat exporteras till de nordiska grannländerna. En sådan prisförändring skulle driva på energiomställningen i Sverige (och norra Tyskland) och minska behovet av ny elproduktion, särskilt i södra Sverige.

10. Utmaningar för investeringar i en hållbar energiomställning

EN FÖRUTSÄTTNING FÖR ett samhällsekonomiskt effektivt elsystem är att varje anläggning dels bekostar alla störningar den orsakar i såväl elsystemet som omgivningen, dels får intäkter som motsvarar den energi och de tjänster som den levererar till systemet och omgivningen. I ett sådant system råder det samhällsekonomiskt optimal balans mellan ekologisk hållbarhet, tillförlitlighet och kostnadsminimering i resursanvändningen. Ekonomiska förluster uppstår om insatsfaktorer är felprissatta eller om konkurrensen inte fungerar så att produktionsbeslut eller investeringar i ny produktion är snedvridna. I kapitlets första del diskuteras marknadsproblem som står i vägen för en samhällsekonomiskt optimal elförsörjning.

Lösningar kan handla om att angripa orsaken till dessa *marknadsmisslyckanden* eller om att införa åtgärder för att korrigera snedvridna incitament. Enligt klassisk ekonomisk teori kan i vissa specialfall samhällsnyttan minska när marknadsmisslyckanden åtgärdas inom en sektor ifall dessa återfinns även i andra sektorer (Lipsey och Lancaster, 1956). Trots denna teoretiska invändning utgår vår diskussion från det faktum att man på sikt ökar effektiviteten i den samlade ekonomin genom att undanröja marknadsmisslyckanden i en sektor i taget.

Vissa kan förlora på en samhällsekonomiskt effektiv energiomställning, till exempel för att elpriset går upp eller blir mer volatilt. *Fördelningsproblem* kan motivera energipolitiska ingrepp för att motverka marknadens konsekvenser, även om ingreppen minskar samhällets totala välfärd. I kapitlets andra del diskuteras potentiella politiska utmaningar relaterade till energiomställningens konsekvenser och därmed omställningens industriella och sociala hållbarhet.

Marknadsmislyckanden

När det gäller energiomställningen snedvrider marknadsmislyckanden investeringar i ny elproduktion. Det kan investeras för lite, eller det kan bli för mycket av en sorts elproduktion jämfört med en annan.

I detta avsnitt behandlar vi friktioner på kapitalmarknaden som kan försvåra finansiering av projekt, koldioxidläckage som snedvrider den globala konkurrensen, koordinationsproblem vid stora projekt, utnyttjande av marknadsmakt som leder till underinvesteringar samt störningar för närboende och läroeffekter som ger upphov till externaliteter.

FRIKTIONER PÅ KAPITALMARKNADEN FÖRSVÅRAR FINANSIERING AV PROJEKT

Ett viktigt syfte med de kortsiktiga elmarknaderna (spot, intradag och reglerkraft) är att skapa förutsättningar för effektiv elförsörjning givet befintlig produktionskapacitet, nätkapacitet och efterfrågan på el. På längre sikt är en välfungerande terminsmarknad viktig för att få till stånd investeringar i produktionskapacitet och elförbrukning.

Långsiktiga terminsavtal för att sälja el ökar säkerheten i att investera i produktion genom att man kan förutse inkomsterna från en anläggning lång tid framöver. Sverige har haft en välutvecklad terminsmarknad för investeringar i vindkraft genom PPA-avtal som vi beskrev i kapitel 4.¹ Trots detta kan det finnas friktioner på kapitalmarknaderna som gör det svårt att skriva långsiktiga terminskontrakt för vindkraft eller annan produktion, något som skulle begränsa omställningen.

Olika anläggningars individuella egenskaper återspeglas i PPA-avtalens många olika utformningar. Men avsaknaden av standardisering ökar avtalens transaktionskostnader. Marknaden begränsas också av få köpare (Ambec med flera, 2023). EU:s elmarknadsreform, som godkändes i maj 2024, syftar bland annat till att utveckla de finansiella marknaderna genom att standardisera PPA-avtal och öppna för att staten tar på sig en del av affärsrisken som sådana avtal kan innebära.²

1. På den europeiska (inkluderat Storbritannien) PPA-marknaden kontraherades 16,2 GW för ny elproduktion under 2023, vilket innebar en ökning om 37 procent jämfört med 2018 (Pexapark, 2024).

2. Se <https://www.consilium.europa.eu/en/policies/electricity-market-reform/> för en beskrivning av elmarknadsreformen.

Motpartsrisiker

Risken finns att motparten går i konkurs eller inte klarar av att fullfölja avtalet av andra orsaker. Denna risk förstärks om parterna inte har full insyn i motpartens ekonomiska ställning. Snedvridningar till följd av att motpartsrisiker inte prissätts korrekt kan vara en anledning för staten att underlätta för företagen att långsiktigt prissäkra nya anläggningar. Misstron mot att marknaden på egen hand förmår lösa problem med motpartsrisiker är en orsak till att Ambec med flera (2023) förespråkar att staten ska ta en mer aktiv roll på finansmarknaden genom att utfärda *Contracts for Differences* (CfD), som vi beskrev i kapitel 5, där producenter garanteras ett fast pris för viss del av sin elproduktion. Dessa är vanliga för havsbaserad vindkraft och används även för kärnkraftverket Hinkley Point C i Storbritannien. Utredningen om finansiering av kärnkraft föreslår att staten ska garantera anläggningarnas inkomster genom CfD:er (Dillén, 2024).

Det är svårt att kvantifiera effektivitetsförlusterna som motpartsrisiker eventuellt ger upphov till. Det innebär också att det är svårt att bedöma hur stort statligt stöd som eventuellt är samhällsekonomiskt motiverat, om något sådant alls skulle vara berättigat. Ett system där staten står bakom en utbredd upphandling av CfD:er kan medföra risker för överinvesteringar i produktion och undergräva marknadsdrivna lösningar. I Sverige har marknaden under längre perioder visat sig kapabel att utveckla finansiella lösningar. Energikrisen var ett undantag. Nu finns även tecken på att ökad konkursrisk för vindkraftparker och nya elintensiva företag försvårar handeln med PPA-avtal. I lägen där det finns uppenbara och omfattande problem inom den finansiella handeln, vilka kan leda till kollaps, kan staten tillfälligt behöva gripa in. En möjlighet kan vara att erbjuda kreditgarantier till de som behöver låna pengar för att uppfylla de säkerhetsmarginaler som de finansiella handelsplattformerna kräver av sina kunder. Svenska staten utfärdade sådana kreditgarantier under energikrisen 2022.

Politiska och regulatoriska risker

Politiska beslut ändrar ibland spelreglerna på elmarknaden, exempelvis genom att gynna viss elproduktion framför annan. Det finns många sådana exempel i Sverige och Europa, bland annat vad gäller stöd till förnybar elproduktion och politiken kring kärnkraft som vi beskrev i kapitel 5. Politisk risk skiljer sig från vanlig marknadsrisk genom att för-

ändringar i energipolitiken kan vara svåra att förutspå och kvantifiera, vilket kan komplicera finansieringen av vissa projekt.

Ett besläktat problem är att regelverket i sig kan vara oförutsägbart och skapa regulatorisk risk. Detta har bland annat varit fallet med inkomstregleringen av elnätet som vi beskrev i kapitel 4. Energimarknadsinspektionens beslut att ändra kalkylräntan mellan varje tillsynsperiod har till exempel skapat osäkerhet kring lönsamheten att investera i region- och lokalnät.

Utländska investerare skyddas i viss mån från politisk risk genom energistadgefördraget som exempelvis kan ge rätt till ersättning om staten lägger ner elproduktion (Horn, 2021). Motsvarande skydd skulle kunna införas för svenska investerare (Holmberg och Tangerås, 2020). Ett sämre alternativ vore ökat statligt ägande genom att staten lånar ut pengar till eller har ett direkt ägarintresse i projektet (Fridolfsson och Tangerås, 2015). Särskilt försvårar offentligt ägande den ekonomiska styrningen av verksamheten då de som egentligen äger företaget (nuvarande och framtida invånare) inte kan utöva direkt ägarkontroll (Lundgren med flera, 2013).

Finansiering av megaprojekt

Stordriftsfördelar innebär att större anläggningar producerar till lägre enhetskostnad än mindre anläggningar. Det tydligaste och mest relevanta exemplet för Sveriges energiförsörjning är kärnkraften där stordriftsfördelarna har bidragit till att moderna reaktorer har större kapacitet än tidigare generationer.

Ett problem med att bygga mycket stora enheter är att det kan vara svårt för enskilda bolag att säkra nödvändigt kapital för att finansiera nya projekt. Ett relaterat problem är att om ett megaprojekt misslyckas finns det en risk att den investerande parten går i konkurs. Detta drabbade exempelvis Westinghouse Electric, som skulle leverera två reaktorer till Georgia och två till South Carolina. En konsekvens av konkursen är att de två reaktorerna i South Carolina kommer att rivas, trots att de är nästan halvfärdiga. Även det franska bolaget AREVA som byggde Olkiluoto 3 i Finland var nära att gå i konkurs.³

3. AREVA räddades av franska staten. EU godkände det franska statsstödet och restruktureringen av AREVA, som bland annat innebar att AREVA lovade att fokusera på kärnbränslehantering och inte leverera fler reaktorer, se https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/document/print/en/ip_17_36/IP_17_36_EN.pdf.

Om Sverige ska bygga ny kärnkraft behövs ett nytt slutförvar för kärnavfall, anser Dillén (2024). Och eftersom den fasta kostnaden för ett slutförvar är stor, finns det påtagliga stordriftsfördelar i ett sådant projekt. Därmed blir det mest effektivt att bygga en stor anläggning som kan förvara avfall från flera stora nya reaktorer i Sverige. Det är en anledning till att Dillén (2024) förordar att staten bör hjälpa till med att finansiera 4–5 stora reaktorer, eller motsvarande volym mindre reaktorer.

Slutförvarskostnaden per reaktor är svårbedömd. Det beror på att den totala kostnaden för ett nytt slutförvar är mycket osäker (se Tabell II Kostnadsöverskridanden för olika typer av stora elkraftsprojekt. Kostnaden för olympiska spel finns med som jämförelse. II) och att man inte vet hur många nya reaktorer som kommer att byggas i Sverige. Osäkerheten skulle minska om det blev möjligt för svensk kärnkraft att köpa sig in i slutförvar i andra EU-länder eller att Sverige erbjöd andra EU-länder att mot betalning slutförvara sitt kärnavfall i Sverige. En sådan handel med avfall minskar stordriftsproblematiken förknippad med ett slutförvar och minskar därmed lönsamhetsproblematiken med att bygga enstaka och även små reaktorer i Sverige.

Ovanstående svårigheter samt problemen med motpartsrisiker motiverar förslaget i Dillén (2024) om att eventuella kärnkraftsprojekt ska kunna låna av staten. Utredningen föreslår även att projekt ska få förmånliga statliga lån som ger kärnkraften lägre ränta än annan elproduktion. Detta kan resultera i ineffektiva investeringar och även en ineffektiv användning eller missbruk av kapital. Exempelvis finns risken att kärnkraftverk byggs trots att de är dyrare än vad som är samhällsekonomiskt effektivt, eller att kapitalet används på sätt som inte har med kärnkraftsprojektet att göra.⁴ Det senare är svårt för en utomstående att övervaka och reglera till följd av projektens tekniska komplexitet och omfattning.

Konkursproblematiken för stora projekt kan i viss mån motivera en riskdelningsmekanism, som i Dillén (2024). Men mekanismen som föreslås försämrar incitamenten att bygga snabbt och effektivt. Vidare

4. Ett remissvar på Dillén (2024) från Institutet för Näringslivsforskning (IFN) beskriver de här problemen i större detalj och ger även förslag på hur de kan dämpas: https://www.ifn.se/media/krpga20q/remiss-svar_karnkraft_ifn_10kt_2024_slutversion.pdf.

finns även här risken för manipulation. Projektbolaget kan exempelvis tänkas skicka överskott till andra bolag inom samma koncern genom internprissättning.⁵ Det vore bättre om en riskdelningsmekanism främst beaktade faktorer som bolaget inte självt kan påverka, som ränta, inflation, allmän lönenivå och skatter.

Sammanfattningsvis utgör osäkerheter kring de olika projektens lönsamhet en utmaning för att få till stånd ny elproduktion. Detta betyder inte att statens roll ska vara att kompensera företagen för all eller kanske ens någon affärsrisk. I stället borde statens huvudsakliga uppgift vara att verka för att minska snedvridningarna på kapitalmarknaden. Att överta motpartsrisk innebär till exempel att staten tar risken i företagens ställe. Risken försvinner inte utan kan tvärtom öka när företag skyddas från konsekvenserna av dåliga beslut. Staten måste vara varsam med att kompensera för osäkerhet. Oftast är det önskvärt att låta kapitalmarknaden hantera affärsrisk. En lösning för att öka effektiviteten på finansmarknaden är en utbyggnad av överföringsnätet. Ökad marknadsintegration innebär att lokal osäkerhet blir mindre betydelsefull för lönsamheten av enskilda projekt.

KOLDIOXIDLÄCKAGE LEDER TILL STRUKTUROMVANDLING

EU har en mer ambitiös klimatpolitik än många andra regioner. Det kan bidra till att europeiska företag får högre kostnader än konkurrenter i exempelvis Asien och Amerika. Risken finns att europeiska företag lägger ner verksamhet eller flyttar den utanför Europa. Ju dyrare det är för dem att ställa om sin verksamhet, desto mer attraktivt blir nedläggning eller omlokalisering. Klimatpolitiken blir mindre effektiv om minskade utsläpp i Europa motsvaras av högre utsläpp utanför Europa. Vidare innebär en strukturomvandling en betydande omfördelning av

5. Internprissättning används på transaktioner inom en koncern, till exempel varor, tjänster och interna lån. Om man vill minska överskottet för ett bolag inom koncernen får det köpa dyrt och sälja billigt inom koncernen. Förfarandet används bland annat av vindkraftsprojekt som vill undvika att betala bolagsskatt i Sverige, se <https://www.affarsvarlden.se/kronika/en-miljard-av-vindkraftens-pengar-hamnar-i-luxemburg>. Principerna för internprissättning är reglerade, men deras efterlevnad är särskilt svår att övervaka för projekt som innehåller många avancerade specialkomponenter och för vilka marknadspris saknas, vilket exempelvis är fallet för kärnkraft.

inkomst från europeiska invånare till andra regioner. EU:s klimattullar, som vi beskrev i kapitel 5, dämpar dessa problem.

Ett annat sätt att motverka negativa konsekvenser av klimatpolitiken är att subventionera produktionen av fossilfri el för att sänka kostnaderna för utsläppsminskningar i energiintensiva industrier och därigenom öka deras globala konkurrenskraft. Detta är en linje som USA delvis följer med sin Inflation Reduction Act, IRA (The White House, 2023). Ett eventuellt ekonomiskt stöd bör utformas så att det minimerar kostnaderna för att uppnå de planerade ökningarna i ny elproduktion. Huvudprincipen bör vara ett icke-diskriminerande (teknikneutralt) stödsystem, vilket innebär att elproduktion varken gynnas eller missgynnas om den annars uppfyller de uppställda kraven från stödsystemet. Det finns många sätt att utforma ett sådant system. Elcertifikaten var grundläggande för att öka investeringarna i förnybar elproduktion i Sverige, se diskussionen i kapitel 5. Däremot är det osäkert om just elcertifikat är förenliga med EU:s nya direktiv och förordningar rörande den framtida elmarknaden.

För att undvika ineffektiv undanträngning bör stöd utdelas till såväl gammal som ny elproduktion som uppfyller stödsystemets villkor avseende exempelvis fossilfrihet, flexibilitet och uthållighet. Detta ökar dock kostnaderna för de som ska finansiera det. Vidare vore det mer effektivt om stöd till elproduktion beslutades på EU-nivå och var likartade inom hela EU. Eventuella stöd bör ske inom ramen för ett gemensamt system, där projekt i olika delar av unionen konkurrerar på lika villkor.

Generellt löser man problem som är gemensamma för EU mer effektivt på europeisk nivå och med harmoniserade regler i stället för med nationella initiativ. Till exempel kommer Sveriges klimatpolitiska målsättning om klimatneutralitet till 2045 att ha begränsad effekt givet EU:s mål om klimatneutralitet till 2050. Utsläppsminskningarna i perioden 2045–2050 från de svenska sektorer som ingår i EU:s utsläppsmarknad kommer att neutraliseras av ökade utsläpp av industrier i andra medlemsstater. De samlade kostnaderna för att minska utsläppen kommer däremot att öka.⁶ Nationella åtgärder på elmarknaden som syftar till att skydda inhemsk industri ökar medlemsländernas samlade

6. Lundgren med flera (2013) avhandlar det begränsade värdet av kommunala extrasteg inom klimatpolitiken.

kostnad för klimatomställningen genom att europeiska länder bedriver ineffektiv industripolitik gentemot varandra.

PROBLEM ATT KOORDINERA INVESTERINGAR PÅ ELMARKNADEN

Vissa planerade projekt kan vara så stora att de endast är genomförbara i sin helhet om omfattande investeringar även görs i andra delar av marknaden. Om de ambitiösa planerna för produktion av järnsvamp och grönt stål ska verkställas i sin helhet, förutsätter de att elproduktionen och elnätet byggs ut i en sådan skala att det finns tillräcklig el till konkurrenskraftiga priser för projektet. Ny storskalig produktion blir endast lönsam om det finns tillräcklig betalningsvilja på efterfrågesidan för att täcka kostnaden för att bygga anläggningen och ansluta den till nätet. Viss nätutbyggnad är endast samhällsekonomiskt motiverad om det tillkommer ny storskalig elförbrukning eller produktion som utnyttjar kapaciteten i förbindelserna. Felande koordination mellan investeringar i produktion, förbrukning och överföringskapacitet kan försvåra omställningen om nödvändiga investeringar uteblir eller om elsystemet hamnar i obalans (Covataru och von der Fehr, 2024).

Svenska kraftnät (2023a) förordar att en centraliserad kapacitetsmarknad ska bestämma var ny elproduktion ska placeras och i vilken omfattning. Centraliserad utbyggnad av elproduktion och elnät skulle underlätta för industrin att bedöma den lokala försörjningssituationen. Ett problem med ett centralt planerat system är att ny industri förläggs där elen finns tillgänglig i stället för där den är samhällsekonomiskt effektiv. Marknadsbeslut torde enligt vår uppfattning vara mer lämpade för att lösa koordinationsproblem, särskilt eftersom den framtida efterfrågan på el är så osäker.

Producenter och elintensiv industri kan koordinera utbyggnaden av elförbrukning och produktion genom långsiktiga kontrakt för fysisk leverans eller genom direkt samarbete mellan företagen. Så länge industrins betalningsvilja för el överstiger kostnaden för att producera och ansluta den, finns det ekonomiska förutsättningar för parterna att komma överens på marknadsmässiga grunder. Sådana avtal och samarbeten är vanliga på elmarknaden. Till exempel har Stegra och Statkraft tecknat ett långsiktigt leveransavtal om el. Hybrid är ett samarbete mellan å ena sidan LKAB och SSAB, som ska använda elen, och å andra

sidan Vattenfall, som producerar elen och bygger ut regionnätet för att föra fram den. Vidare finns det ofta möjlighet att genomföra stora projekt i mindre steg, vilket underlättar koordineringen. Mer effektiva tillståndsprocesser kan bidra till att nät, produktion och förbrukning byggs ut snabbare, vilket minskar koordinationsproblemen.

I motsats till investeringar i produktion och förbrukning finns små ekonomiska risker för Svenska kraftnät att investera i nätkapacitet. Orsaken är inkomstregleringen vi beskrev i kapitel 4 som garanterar en fast avkastning på det investerade kapitalet genom de avgifter som Svenska kraftnät har rätt att ta ut från alla aktörer som är anslutna till transmissionsnätet. I realiteten innebär detta att planerade investeringar i ny elproduktion och elförbrukning kommer att anpassa sig till Svenska kraftnäts utbyggnadsplaner. Allmänt leder marknadsintegration till minskade koordinationsproblem mellan andra marknadsaktörer då det inte blir lika viktigt att bygga ut lokal produktion och förbrukning i samma takt.

Koordinationsproblemen kan vara större på lägre spänningsnivåer i nätet. En utmaning vid utbyggnaden av region- och lokalnäten är att vissa laddstationer för vägtransporter är komplementära så till vida att man behöver ett helt nätverk utspritt över flera region- eller lokalnät för att enskilda laddstationer ska vara lönsamma. Sådana problem talar för en övergripande planering av laddstationer.⁷

UTNYTTJANDE AV MARKNADSMAKT SNEDVRIDER MARKNADEN

Producenter har ekonomiskt intresse av att sälja sin kapacitet till överpris på elmarknaden. De kan även tjäna på att hålla tillbaka investeringar i ny kapacitet eller lägga ner kapacitet i förtid för att göra övervinster på sin återstående produktion. Utnyttjande av marknadsaktörskap skapar samhällsekonomiska förluster, eftersom överpriser innebär att elförbrukningen på lång sikt blir för låg. Exempelvis kan marknadsaktörskap bromsa energiomställningen. Elen produceras dessutom till en för hög kostnad om stora producenter använder sin marknadsaktörskap för att hålla tillbaka eller lägga ner kostnadseffektiv produktionskapacitet.

7. Vad gäller utbyggnaden av region- och lokalnät hänvisar vi till Energimyndigheten (2023c) eftersom detta tema ligger något utanför ramen för vår rapport.

En nödvändig förutsättning för marknadsdikt är ett koncentrerat ägande som begränsar konkurrensen på kort sikt, tillsammans med inträdesbarriärer som försvårar för nya aktörer att etablera sig på marknaden på lång sikt. På den nordiska elmarknaden äger ett fåtal bolag det mesta av elproduktionen (Tangerås, 2023). Flaskhalsar i elnätet skapar ibland prisområden med särskilt hög lokal ägarkoncentration. Forskningen förkastar generellt hypotesen om fullständig konkurrens på den nordiska elmarknaden (Tangerås, 2023). Samtidigt tycks de ekonomiska effekterna av eventuellt utövad marknadsdikt ha varit små så till vida att prispåslagen i regel uppskattats till 4 procent eller lägre för den nordiska marknaden som helhet.⁸

År 2015 beslutade Vattenfall att lägga ner Ringhals 1 och 2. Senare samma år bestämde sig dåvarande ägaren Eon för att stänga Oskarshamn 1 och 2 på grund av lönsamhetsproblem, se kapitel 5. Man kan dock inte utesluta att marknadsdikt påverkade nedläggningsbesluten. Att lägga ner kärnkraft i förtid ökade lönsamheten av återstående produktion genom högre elpriser.

Utnyttjande av kortsiktig marknadsdikt (givet den befintliga kapaciteten) kan strida mot EU:s regelverk. Det gäller emellertid inte investeringar i ny kapacitet. En lösning vore att minska inträdesbarriärerna på elmarknaden. En annan lösning vore ökad marknadsintegration för att minska lokal marknadsdikt. Ökad inhemsk nätkapacitet kommer att bidra till detta, men även ökad överföringskapacitet med utlandet skulle öka konkurrensen på elmarknaden. Man kan även tänka sig större ingrepp, som till exempel krav på att stora elproducenter måste sälja en större andel av sin produktion i förväg på termin. Därigenom tjänar de mindre på att driva upp priset på spotmarknaden. Forskning har visat att terminshandel på så vis förbättrar konkurrensen på spotmarknaden (Wolak, 2000, 2007). Det har visat sig svårt att lösa upp samägandet av kärnkraften. Eventuella nya reaktorer bör därför helst inte samägas av producenter (Fridolfsson och Tangerås, 2015). För att minska problemet med storskalig produktion som läggs ner i förtid kan man införa ett krav om att större produktionsenheter måste läggas ut till försäljning och endast får stängas om bud saknas från seriösa

8. Fokus har än så länge legat på utnyttjande av marknadsdikt bland producenter. I framtiden kan marknadsdikten öka på konsumentens sida. Detta gäller till exempel om konsumenter kontrollerar stora energilagrar som de kan använda till att påverka elpriserna.

aktörer. Man kan jämföra med Tyskland där myndigheter har rätt att förbjuda nedstängning av produktion som anses vara systemrelevant.⁹

STÖRNINGAR FÖR NÄRBOENDE ÖKAR KOSTNADEN FÖR ELPRODUKTION

Enligt vår analys är en fortsatt utbyggnad av landbaserad vindkraft effektiv utifrån ett elmarknadsperspektiv. Men vindkraft skapar lokala störningar för de närboende, vilket minskar den lokala acceptansen. Många kommuner använder sin lagstadgade vetorätt och säger nej till ny landbaserad och kustnära havsbaserad vindkraft. Vindkraftsetableringar ger förvisso några fördelar för kommunerna. Vanligen är tarifferna i transmissionsnätet lägre för konsumenter i kommuner som är nettoproducenter av el, eftersom närproducerad el bidrar till minskade nätförluster. Fördelarna för kommunen kan bli större när Svenska kraftnät reformerar nättarifferna och gör dem mer detaljerade, vilket beskrevs i kapitel 9.¹⁰ Det är även möjligt att tarifferna och hur de beräknas av Svenska kraftnät behöver bli mer transparenta, så att det blir tydligare för kommunerna hur mycket de kan tjäna på närproducerad el. Dessutom har vindkraftsetableringar positiv effekt på den lokala arbetsmarknaden (Arnberg, 2023). Likväl är det ett problem att vindkraftskommuner inte får ta tillräcklig del av de ekonomiska fördelarna med vindkraft. Det bidrar till att kommuner tenderar att utnyttja sin vetorätt för ofta. Det kan därför behövas en kompensation till kommuner och närboende för att få dem mer positivt inställda till vindkraft. Förhoppningen är att motståndet i så fall minskar, tillståndsprocessen blir effektivare och att samhällsekonomiskt lönsamma investeringar kommer till stånd.

Det finns potentiella problem med att särbehandla vindkraften i lagstiftningen. En farhåga är att tillståndsprocesserna och skattelagstiftningen kan komma att kompliceras för projekt som innehåller olika

9. Bundesnetzagentur har en lista med kraftverk som anses vara systemrelevanta enligt paragraf 13b EnWG, vilken reglerar nedstängning av elproduktion i Tyskland: Kraftwerksliste, https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/systemrelevante_kw/Liste_systemr_kw.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

10. Samredovisningsprincipen motverkar ökad finkornighet. Vi lyfte det problemet och hur det kan hanteras i kapitel 9.

tekniker om lagen behandlar dem olika. Vidare finns risken att lagen får en oönskad inverkan på teknikvalen. Regelverket behöver därför bli mer teknikneutralt.

En ny åtgärd som finns med i regeringens budgetproposition för 2025 är att kommunerna framöver får ett bidrag från staten som motsvarar intäkten från vindkraftens fastighetsskatt.¹¹ På motsvarande sätt borde lagstiftningen ses över för all infrastruktur och industriell verksamhet som orsakar störningar. I södra Sverige uppskattas kostnaden för att kompensera närboende för störningar samt kostnaden för regeringens bidrag till kommunerna till sammanlagt 2 öre per producerad kWh vindkraft.¹² Från dessa resultat och beräkningar i kapitel 7 borde vindkraften vara tillräckligt lönsam för att själv kunna finansiera kompensation till närboende och kommuner. Det skulle vara mer samhällsekonomiskt effektivt om det kraftslag som orsakar störningar får betala för det.

Från utredningen *Värdet av vinden* (Liljeberg, 2023) vill vi särskilt lyfta fram ett annat förslag för att ta hänsyn till lokala effekter. Den som äger en bostadsfastighet intill ny landbaserad vindkraft ska under vissa förutsättningar ha rätt att få fastigheten inlöst av projektägaren till fastighetens beräknade marknadsvärde i avsaknad av vindkraft. Denna rättighet skyddar bostadsägaren från nettoförlust. Mekanismen ger endast investeringar om det ekonomiska värdet för projektägaren överstiger bostadsägarens olägenheter av investeringen. Bostadsägaren behöver inte utnyttja rättigheten, men får endast kompensation genom att välja inlösen. En fördel är att mekanismen bygger på avtal mellan de berörda parterna och inte på prisreglerad kompensation. Förslaget skulle även kunna tillämpas på lokala störningar från annan elproduktion, kraftledning, transformatorstationer och industriell verksamhet.

För havsbaserad vindkraft som ej räknas som kustnära beslutar regeringen om tillstånd. Även här kan störningar uppstå som orsakar samhällsekonomiska kostnader. Vissa projekt nekas tillstånd av miljöhänsyn. Även försvarsförmågan kan påverkas negativt av havsbaserad

11. Se regeringens pressmeddelande »Satsningar på elektrifiering och grön omställning« 9 september 2024.

12. Erik Lundin skriver om detta i en debattartikel i Dagens industri: <https://www.di.se/debatt/oka-den-lokala-acceptansen-for-vindkraft-genom-lagstadgad-kompensation-till-narboende/>.

vindkraft. Detta föranledde regeringen att avslå 13 planerade havsvindparker i Östersjön i november 2024.¹³ För att minska ett eventuellt problem med underinvesteringar vore en möjlig väg framöver att havsbaserad vindkraft betalar en avgift för de extra investeringar som är nödvändiga för att säkerställa försvarsförmågan.

LÄROEFFEKTER SKAPAR POSITIVA EXTERNALITETER

Läroeffekter innebär att varje ny anläggning för produktion av el bidrar till att motsvarande anläggning kan byggas billigare nästa gång (Sandén, 2024). Delvis höjs kunskapen globalt. Till exempel kan ett vindkraftverk som byggs i Kina göra det billigare att bygga ett likadant kraftverk i Sverige. Enligt Sandén (2024) är det globala lärandet störst för solceller men också betydande för landbaserade vindkraftverk. Lärandet sker emellertid även lokalt. De lokala läroeffekterna antas vara viktigare för havsbaserad vindkraft och storskalig kärnkraft, eftersom en stor del av arbetet utförs på plats. Det gäller särskilt storskalig kärnkraft som produceras i korta serier.

Bolaget som bygger elproduktion och som bidrar till ökad kunskap får dock inte ersättning för uppbyggnaden av kunskap utanför bolaget. Positiva externaliteter av lärande leder till att det byggs mindre produktionskapacitet än vad som vore samhällsekonomiskt optimalt. Detta problem gäller särskilt för nyutvecklad teknologi, eftersom de marginella läroeffekterna är än större för dessa än för mognare teknologier.

För att internalisera läroeffekter kan staten subventionera produktion. Läroeffekterna är särskilt stora för de första enheterna som byggs för ett visst teknikslag inom landet. Detta kan förklara varför vissa länder har givit produktionsstöd som sjunker över tid. Elcertifikatssystemet var utformat så att ersättningen minskade i takt med att den förnybara tekniken utvecklades, se prisutvecklingen i figur 7. Det tyska stödet till förnybar elproduktion sjönk också över tid. Ett problem är att storleken på läroeffekter är svåra att bedöma, särskilt för specifika projekt. Det innebär även att det är svårt att bedöma hur stora statliga subventioner som vore befogade.

¹³ Se regeringens pressmeddelande »Avslag på 13 havsbaserade vindkraftverk i Östersjön« 4 november 2024.

I absoluta tal har den globala tillväxten i vind- och solkraft varit massiv de senaste åren, vilket innebär att läroeffekten är liten för en extra anläggning. När det gäller storskalig kärnkraft har avsaknaden av standardisering hittills begränsat de globala läroeffekterna, men de lokala läroeffekterna inom ett land kan vara betydande. Småskalig kärnkraft producerat i serier torde ha större globala läroeffekter. Men de räcker inte för att motivera stora subventioner av nya reaktorer i Sverige. Det är mer effektivt att bygga nya reaktorer på platser där elpriset är högt, där behovet av subventioner är mindre och i stora länder som har möjlighet att bygga en stor mängd likartade reaktorer inom landet. Ny kärnkraft kan bli ett intressantare alternativ i Sverige om 10–20 år, om det byggs omfattande ny kärnkraft inom EU.

Fördelningspolitiska utmaningar

I detta avsnitt diskuteras fördelningspolitiska utmaningar särskilt relaterade till industrins konkurrenskraft, kostnaderna för invånarna, prisskillnaderna på elmarknaden och volatiliteten på en framtida elmarknad.

VAD HÄNDER OM KOSTNADEN FÖR ENERGIOMSTÄLLNINGEN BLIR HÖG?

Rysslands invasion av Ukraina och den påföljande energikrisen i Europa innebär att hushåll och företag fick stora problem med sina elkostnader och började ifrågasätta elmarknaden. EU:s förslag till reform av elmarknaden innehåller därför mekanismer som syftar till att skydda konsumenter mot höga elpriser.

Sannolikt finns även begränsningar för hur stor börda man kan lägga på ekonomin innan den politiska acceptansen för energiomställningen försvinner. Åtgärder som ökar effektiviteten på elmarknaden minskar de samlade kostnaderna för energiomställningen. Som vi diskuterade ovan kan subventionerad utbyggnad av fossilfri elproduktion som koordineras på EU-nivå minska strukturomvandlingen genom att energiomställningen blir billigare för företagen. Vidare kan stöd vara motiverat som kompensation för läroeffekter. Men generösa stöd skulle kunna fördyra omställningen onödigt mycket. Motsvarande gäller för högt ställda planeringsmål för elförsörjningen, särskilt när den framtida

efterfrågan är så osäker.

Även kostnaderna för elöverföring har stor betydelse för konsumenternas totala elräkning. Som vi såg i kapitel 4 nästan fördubblades dessa kostnader från en tillsynsperiod till den nästa. För att undvika onödiga fördyringar för elkonsumenterna bör även elnätsregleringen ses över i syfte att minska eventuella övervinster till nätbolagen (Bergman med flera, 2024).

ÄR PRISSKILLNADERNA MELLAN REGIONER FÖR HÖG?

I samband med energikrisen ökade prisskillnaderna mellan de olika elområdena i Sverige, se tabell 3. Detta förhållande skapade stort bekymmer särskilt i elområde 4 där elpriserna var högst. Bland annat framfördes krav om att slopa indelningen i elområden och även om återreglering av elmarknaden.

Holmberg och Tangerås (2021) analyserar en elmarknad med elområden endast för produktion och där all förbrukning betalar samma volymvägda genomsnittspris. En sådan marknadsstruktur förekommer på olika håll i världen. Däremot skapar den arbitrageproblem som kan vara utmanande att lösa utan ytterligare reformer (Holmberg och Tangerås, 2021). Dessutom blir den ineffektiv, särskilt på en framtida elmarknad med ökad efterfrågefleksibilitet.

Orsaken till prisskillnaderna mellan elområden är flaskhalsarna i elnätet som begränsar elflödet mellan olika regioner. Dessa prisskillnader kommer att minska i takt med att det inhemska elnätet förstärks. En fortsatt utbyggnad av det inhemska elnätet är därför en lösning på vissa politiska problem som inhemska prisskillnader mellan elområden ger upphov till. Detta ligger i linje med de politiska målen för elförsörjningen. Däremot gynnas konsumenter i södra Sverige på bekostnad av konsumenter i norra Sverige när överföringskapaciteten ökar, vilket kan skapa ökad politisk konflikt mellan olika regioner i Sverige. Det gäller inte minst i ljus av att kommuner i norra Sverige störs av den vindkraft och vattenkraft som byggs inom kommunen.

En omfördelning där hushållen i elområden som drabbas negativt får en större del av vinsterna när elnäten blir mer integrerade torde minska regionala politiska konflikter om marknadsintegration. Exempelvis kan de förslag som diskuteras i det tidigare avsnittet om störningar för närboende minska risken för att kommuner drabbas

negativt. Motsvarande problematik finns inom EU, där Sverige blivit en region som exporterar billig el till Kontinentaleuropa. För att minska de politiska spänningar som denna situation kan ge upphov till och minska motståndet mot ökad marknadsintegration vore det bra om elproduktionen i Sverige kompenserar närboende och kommuner för de störningar som uppstår. En sådan kompensation höjer elpriset så att även konsumenterna i våra grannländer får betala för de störningar som deras konsumtion ger upphov till i Sverige.

BLIR ELPRISERNA FÖR VOLATILA?

En ökad mängd väderberoende elproduktion kan innebära större volatilitet i elpriserna. En standardlösning för att uppnå större prisstabilitet är fastpriskontrakt där konsumenterna betalar ett förutbestämt pris för all sin elförbrukning inom avtalsperioden, ofta mellan ett och tre år. Sådana avtal är vanliga på den svenska slutkundsmarknaden för el, se tabell 5.

Fastpriskontrakt skapar två grundläggande problem för elförsörjningen. De eliminerar för det första det ekonomiska incitamentet att hushålla med elen under timmar med högt elpris och risk för elbrist. För det andra försvårar fastpriskontrakt för elhandlarna att prissäkra kostnaderna för sina elinköp eftersom volymrisken på elförbrukningen kvarstår.¹⁴ Under energikrisen 2022 beslutade flera svenska elhandlare att temporärt avstå från att sälja fastprisavtal, eller erbjöd endast dessa till ett mycket högt fastpris.

Ett syfte med EU:s energimarknadsreform är att öka flexibiliteten i elförbrukningen för att åstadkomma ett stabilare elsystem som bättre kan parera variabiliteten i den väderberoende elproduktionen. Förhoppningen är att elhandlare ska erbjuda en bredare meny som underlättar för konsumenterna att hitta passande elavtal. Reformen framhäver särskilt CfD:er som gynnsamma för EU:s konsumenterna, eftersom de inte bara skyddar elproducenterna mot låga elpriser utan också skyddar elkonsumenterna mot höga priser.¹⁵ Däremot innebär de ett påtvingat

14. Profiltrisken kan vara en ännu större risk för elhandlare, eftersom fastprisavtal inte tar hänsyn till när på dygnet som förbrukningen kommer ske. Profiltrisken ökar när elprisets variation under dygnet ökar, vilket exempelvis var fallet under energikrisen.

15. Reformen ger även medlemsstater rätt att reglera elpriserna om energikris deklarerar. Konsumenterna är garanterade att anvisas till en förutbestämd elhandlare ifall deras egen

prisskydd som alla konsumenter kanske inte behöver eller vill betala för. Det vore bättre om varje enskild konsument fick möjligheten att utifrån sina egna behov välja i vilken utsträckning man vill prissäkra elförbrukningen på marknaden.

Elmixavtal är en bra kompromiss mellan timpris och fast pris, eftersom de erbjuder konsumenter möjligheten att prissäkra en valfri del av sin planerade elförbrukning. Om den prissäkrade volymen el är förutbestämd i avtalet ger ett sådant avtal incitament att hushålla med elen eftersom konsumenten möter timpriset på marginalen. En ytterligare fördel är att kontraktet tar hand om elhandlarens volymrisk vad gäller slutkundens elförbrukning. Denna typ av kontraktsutformning är vanlig på terminsmarknaden för att säkra stora elkonsumenters elförbrukning, men är än så länge ovanlig på hushållsnivå.

Sammanfattningsvis kan fördelningspolitiska utmaningar försvåra energiomställningen. Ett ökat fokus på kostnadseffektivitet kan minska dessa problem. I så fall kan en mer utvecklad marknad minska politisk konflikt. Centrala verktyg för att minska regionala skillnader är fortsatt utbyggnad av transmissionsnätet och att vinsterna av ökad marknadsintegration fördelas så att alla gynnas. Ökad marknadsintegration har även andra fördelar genom att minska volatiliteten i elpriserna. En orsak är att lokala fluktuationer tar ut varandra på en integrerad marknad.

I stor utsträckning gäller de fördelningspolitiska utmaningarna och fördelarna med marknadsintegration även på EU-nivå. I flera länder har dock krav på nationellt självbestämmande gällande energiförsörjningen växt sig starka efter energikrisen. Sådana krav skapar utmaningar för målet om en integrerad elmarknad om inte vinsterna fördelas på ett sådant sätt att alla gynnas tillräckligt.

går konkurs. Utsatta och fattiga konsumenter ska dessutom skyddas från bortkoppling enligt de nya elmarknadsdirektiven.

II. Slutsatser och förslag

DENNA RAPPORT HAR undersökt centrala frågor rörande energiomställningen. Hur stor blir den framtida efterfrågan på el? Hur mycket kostar ny elproduktion? I vilken utsträckning kan energiomställningen ske på marknadsmässiga villkor? Vilka är utmaningarna för en hållbar energiomställning? Vilken roll bör staten ha i energiomställningen?

Hur stor blir den framtida efterfrågan på el?

Baserat på andras och egna beräkningar bedömer vi att omställningen av industrins nuvarande verksamhet skulle öka elförbrukningen med ungefär 31 TWh per år. Det mesta skulle gå till att producera fossilfritt stål i norra Sverige och minska utsläppen från kemiindustri och andra sektorer i södra Sverige. Elektrifiering av vägtransporter beräknas till ungefär 36 TWh per år. Det mesta av den senare ökningen kommer att ske i södra Sverige där befolkningstätheten är störst.

Ökningen i elförbrukningen för att minska flygtrafikens och sjöfartens utsläpp är mer osäker. Antagligen behöver dessa sektorer byta ut det fossila mot fossilfritt bränsle. Vi beräknar att tillverkningen av dessa fossilfria bränslen skulle kräva ungefär 43 TWh el. Hur stor del som kommer att produceras i Sverige beror mycket på elpriset. Sammanfattningsvis uppskattar vi att en omställning av den svenska ekonomin för att möta de klimatpolitiska målen skulle öka elförbrukningen med 67–110 TWh per år. Detta utgör en mycket stor ökning jämfört med 2023 års elförbrukning om 124 TWh. Samtidigt har elproduktionen i Sverige ökat snabbt under 2020-talet, vilket innebär ett betydande elöverskott. Under 2023 uppgick nettoexporten av el till 28 TWh.

Vi uppskattar att en ytterligare expansion av stålindustrin, batteri-

fabriker, datahallar och annan ny industriell verksamhet skulle kunna medföra att elförbrukningen ökar med ytterligare 77 TWh per år. I så fall skulle den totala elförbrukningen till och med överstiga regeringens planeringsmål som bygger på en elförbrukning om 300 TWh. En sådan expansion av elförbrukningen kommer dock att vara starkt beroende av att elpriset i Sverige förblir lågt och är inte heller nödvändig för att uppfylla Sveriges klimatmål.

Tillverkningen av fossilfritt stål och eventuellt elektrobränslen står för en stor del av den förväntade ökningen av elförbrukningen. Billig förnybar elproduktion ger en kostnadsfördel i framställningen av den gröna vätgas som behövs för tillverkningen av fossilfritt stål och elektrobränslen. Men subventioner till grön vätgas i andra länder och konkurrens från konventionellt tillverkade produkter utgör grundläggande utmaningar för energiomställningen. Den blir mycket mer begränsad om klimatvänliga varor tillverkade i Sverige inte kan konkurrera på världsmarknaden.

Hur mycket kostar ny elproduktion?

Det finns osäkerheter i teknikutvecklingen, men inom de närmaste tio åren bör rangordningen av de olika kraftslagets genomsnittskostnader vara stabil. Landbaserad vindkraft är billigast. Kapacitetsökningar i befintlig kärnkraft och vattenkraft bedöms också vara relativt billiga. Solkraft och havsbaserad vindkraft är något dyrare. Ny fossilfri värmekraft, inklusive kärnkraft, har de högsta genomsnittskostnaderna.

Genomsnittskostnaden är dock inte helt representativ för att bedöma en anläggnings lönsamhet. Det spelar även roll om den producerar när elpriset är högt eller lågt. Baserat på den historiska produktionsprofilen finner vi att ny landbaserad vindkraft och ny solkraft skulle täcka sina genomsnittskostnader för de senaste årens priser i södra Sverige. Kapacitetsökningar i befintlig kärnkraft och vattenkraft vore också lönsamma. Havsbaserad vindkraft har däremot en bit kvar till att bli lönsam. Detsamma kan sägas om fossilfria gasturbiner som endast körs under den korta tiden när elpriset är mycket högt.

I övrigt är ny fossilfri värmekraft, inklusive kärnkraft, betydligt längre ifrån att bli lönsam. Lönsamheten kan potentiellt öka om sådana anläggningar även säljer värme till fjärrvärmekunder och industrin. Dessa alternativ är dock mindre relevanta för stora reaktorer.

I vilken utsträckning kan energiomställningen ske på marknadsmässiga villkor?

Vi presenterar simuleringsresultat som antyder att investeringar i landbaserad vindkraft vore mest kostnadseffektivt för en begränsad energiomställning där elförbrukningen i Sverige ökar med 67 TWh. Vid en sådan omställning är kapacitetsökningar i befintlig kärnkraft och vattenkraft också lönsamma. Investeringar i fossilmfria gasturbiner och solkraft är på gränsen till lönsamma i södra Sverige. Den havsbaserade vindkraften har inte byggts ut i simuleringen. Enligt prognoser för kostnadsutvecklingen skulle en sådan utbyggnad kunna starta under 2030-talet, i vilket fall det skulle vara möjligt att på marknadsmässiga grunder färdigställa en viss mängd havsbaserad vindkraft innan 2045. Det kan dock ske tidigare om svensk havsbaserad vindkraft får möjlighet att koppla ihop sig med utländska kabelnät till havs. För att ny storskalig kärnkraft ska vara lönsam på marknadsmässiga villkor måste kostnaderna sjunka väsentligt.

Det är svårt att uttala sig om i vilken utsträckning lönsamheten av investeringar i nya elintensiva anläggningar beror på elpriset. Däremot ligger de simulerade elpriserna på ungefär samma nivå som priserna på elbörsen under 2023. Detta innebär att industrins genomsnittliga elkostnader i ett elsystem med omfattande ny elproduktion inte behöver överstiga vad samma elförbrukning skulle kosta med befintliga elpriser.

Vilka är utmaningarna för en hållbar energiomställning?

För att säkerställa ett effektivt resursanvändande på kort sikt och effektiva investeringar på lång sikt krävs en effektiv design av elmarknaden och reglering av elnäten samt en välfungerande konkurrens på elmarknaden. Reglerna kring elmarknaden är betydligt mer välutvecklade i Sverige än i många andra EU-länder. Trots detta finns problem som borde åtgärdas.

PRISSIGNALERNA PÅ ELMARKNADEN BEHÖVER BLI MER FINKORNIGA

För att marknaden ska fungera effektivt måste elpriserna hela tiden och över allt återspegla resursbristen i elsystemet. Effektiv prissättning är särskilt viktig för att öka flexibiliteten i ett elsystem med stora andelar väderberoende elproduktion. Förkortningen av driftperioden från 60 till 15 minuter innebär att aktörerna kommer att betala en större andel av de obalanskostnader som de ger upphov till. Men elmarknaden behöver mer precisa geografiska prissignaler för att återspegla begränsningar i elnätet.

Detta kan innebära en reformerad indelning i elområden eller att nättarifferna bättre fångar upp interna nätbegränsningar. Exempelvis bör elnätsägare få ökade möjligheter att avvika från samredovisningsprincipen i ellagen som medför att tarifferna blir enhetliga inom ett stort område. Elskatten bör dessutom ändras så att den inte motverkar att elförbrukningen ökar, i exempelvis värmepumpar, när elpriset är lågt.

Finkorniga priser innebär att priserna kan bli väldigt volatila i perioder, vilket kan drabba konsumenterna negativt. Den bästa lösningen är att elhandlarna i större utsträckning erbjuder så kallade elmixavtal där individuella kunder kan välja fastpris för en förutbestämd mängd el och timpris på resten. Ett sådant avtal skyddar konsumenten mot tillfälligt höga elkostnader samtidigt som det ger incitament att begränsa elförbrukningen när elpriserna är höga.

HANDELN MED SYSTEMTJÄNSTER BEHÖVER VIDAREUTVECKLAS

För att elförsörjningen ska fungera effektivt måste varje produktionsenhet få intäkter som motsvarar den energi och de tjänster som de levererar till systemet samt bekosta alla störningar de orsakar. Motsvarande bör gälla för elförbrukning.

Anläggningar för planerbar elproduktion bör exempelvis få betalt för den rotationsenergi som de tillför systemet. Det ekonomiska värdet av systemtjänster på den svenska marknaden är dock begränsat, enligt våra uppskattningar, och får inte någon större inverkan på kraftslagens relativa lönsamhet. Marknadsmässig kompensation för systemtjänster kan emellertid särskilt påverka elproduktionen i värmekraft

som är placerad inne i storstäder, särskilt om produktionen erbjuder elberedskapstjänster. Vidare kan en mer marknadsmässig handel med systemtjänster förändra driften och utformningen av kraftslagets anläggningar samt investeringarna i batterier och efterfrågefleksibilitet.

KOMPENSATION TILL NÄRBOENDE OCH KOMMUNER BÖR INTE BEGRÄNSAS TILL INVESTERINGAR I VINDKRAFT. DEN BÖR ÄVEN FINANSIERAS AV DE SOM ORSAKAR STÖRNINGARNA

Lokalt motstånd har bromsat utbyggnaden av vindkraft både på land och i kustnära områden. Kompensation kan bidra till att få till stånd samhällsekonomiskt effektiva investeringar. Sådana lösningar kan byggas på avtal mellan projektutvecklare och de närboende om ersättning för deras förluster. Regeringen har infört en statlig ersättning till kommunerna i syfte att öka utbyggnaden av vindkraft. Kostnaden för att kompensera närboende och kommuner i södra Sverige har uppskattats till ungefär 2 öre per producerad kWh vindel. Denna kostnad borde vindkraften betala. Motsvarande kompenationssystem borde även kunna införas för andra investeringar i industriell verksamhet och infrastruktur.

Vilken roll bör staten ha i energiomställningen?

Energikrisen ledde till ett starkt ifrågasättande av elmarknaden, särskilt på grund av att elpriserna blev rekordhöga i många länder. Den efterföljande reformen av elmarknaden på EU-nivå syftar bland annat till att staten ska skydda konsumenterna mot höga priser. Argument för att staten ska ta en mer aktiv roll på marknaden kan även handla om att överta viss risk från företagen för att minska deras kapitalkostnader eller att genomföra en centraliserad utbyggnad av elproduktionen och elnätet för att minska företagens osäkerhet. Men statliga ingrepp riskerar att bli ineffektiva bland annat för att det är svårt för utomstående att uppskatta behovet av en viss åtgärd.

STATEN BÖR FRÄMST UTVECKLA ELMARKNADEN
OCH ÖKA FÖRUTSÄTTNINGARNA FÖR ATT DEN
SKA FUNGERA SAMHÄLLSEKONOMISKT EFFEKTIVT

Med dagens regelverk är det troligt att produktionen i Sveriges vattenkraftverk kommer att minska även om kapacitetsökningar vore lönsamma. Vi förordar att regeringen utreder möjligheterna att öka vattenkraftens elproduktion utan att miljöbelastningen ökar. Regeringen bör även försöka hitta lösningar som gör det möjligt att i framtiden bygga ut havsbaserad vindkraft i Östersjön utan att Sveriges försvarsförmåga försämras. Den havsbaserade vindkraften bör i så fall betala de eventuella kostnader som uppstår för att upprätthålla försvarsförmågan.

De ekonomiska förutsättningarna för ny kärnkraft i Sverige kan förbättras i framtiden, särskilt om kärnkraften först byggs ut i andra EU-länder där elpriset är högre och stödbehovet lägre. För att öka förutsättningarna för ny kärnkraft bör man ta fram regelverk som möjliggör bättre omhändertagande av spillvärme. EU behöver harmonisera regelverken för kärnkraft så att det blir möjligt att bygga långa serier med likartade reaktorer inom hela EU. Vidare skulle kostnaderna för kärnkraft minska om det vore möjligt för Sverige att importera och exportera kärnavfall inom EU. För att minska inhemska investerares exponering för politiska och regulatoriska risker skulle ett juridiskt skydd motsvarande energistadgefördraget kunna införas för investerare i kärnkraft och annan elproduktion. Sammantaget talar dock de befintliga kostnaderna för ny kärnkraft för att Sverige tjänar på att avvakta utvecklingen.

PLANERINGSMÅL FÖR KRAFTSYSTEMET
BÖR I FÖRSTA HAND BEGRÄNSAS TILL ELNÄTET

Ökad kapacitet i elnätet underlättar investeringsbeslut, förbättrar effektiviteten på elmarknaden, ökar tillförlitligheten i elsystemet och minskar volatiliteten i elpriserna. Därför bör en fortsatt utbyggnad av transmissionsnätet vara en prioriterad uppgift för staten. Detta gäller både inom landet och till våra grannländer.

Planeringsmål för elproduktion och centralt planerad utbyggnad av elproduktionen riskerar att bli för omfattande och därför onödigt dyr för konsumenterna, särskilt som det framtida elbehovet är mycket osäkert. En förutsättning för att klimatomställningen ska kunna genom-

föras till en överkomlig kostnad är att staten hushållar med resurserna.

Stöd till kärnkraft och eventuellt även havsbaserad vindkraft kan vara motiverat för att kompensera för den kunskapsuppbyggnad som genereras i form av läroeffekter under de första projekten. Men det stöd som exempelvis föreslås i utredningen om finansiering av kärnkraft förefaller alltför omfattande.

ÅTGÄRDER SOM SKYDDAR ENERGIINTENSIV INDUSTRI BÖR HUVUDSAKLIGEN DRIVAS PÅ EU-NIVÅ

Verksamheter i Europa riskerar att läggas ner eller flyttas när kostnaderna för utsläpp ökar. En strukturomvandling innebär förutom att minska effektiviteten i klimatpolitiken betydande ekonomiska förluster för europeiska invånare. Skydd från konkurrens från länder som tillåter större koldioxidutsläpp kan vara politiskt motiverade. En sammanhållen europeisk politik är mest lämplig för att lösa problem som är gemensamma för EU.

Det vore exempelvis mer effektivt om stöd till elproduktion beslutades på EU-nivå och var likartade inom hela EU. Eventuella stöd till fossilfri elproduktion bör ske inom ramen för ett gemensamt system där projekt i olika delar av unionen konkurrerar på lika villkor. Den europeiska marknadsintegrationen bör öka för att förbättra effektiviteten i energiförsörjningen.

Nationella åtgärder ökar den totala kostnaden för omställningen och riskerar att i slutändan bli verkningslösa. Ett exempel är Sveriges mål om att uppnå klimatneutralitet fem år före resten av EU. Ett sådant mål kommer att motverkas av ökade utsläpp inom resten av Europa till följd av den gemensamma utsläppsmarknaden och öka kostnaderna för EU:s klimatpolitik. Att europeiska länder skulle driva industripolitik gentemot varandra vore kontraproduktivt från en samlad europeisk synpunkt.

Sammanfattningsvis anser vi att myndigheterna bör fortsätta arbetet med att utveckla marknaden och regleringen av elnätet för ett mer resurseffektivt kraftsystem. Överföringsförmågan i transmissionsnätet behöver öka. Det är huvudsakligen en bra idé att lagstifta om möjlig kompensation till kommuner för störningar som vindkraften orsakar, men lagstiftningen bör vara generellt utformad för all industriell verksamhet. Vidare bör det vara den aktör som orsakar störningen som står

för kostnaden för kompensationen. Eventuellt kan det vara motiverat att staten utbetalar mindre subventioner till de första projekten med ny kärnkraft och eventuellt även havsbaserad vindkraft. Staten bör se över regelverken så att det blir billigare att bygga kärnkraft i Sverige. Dessutom bör staten åtgärda de snedvridningar som elskatten orsakar och effektivisera tillståndsprocesserna.

Referenser

- Aagaard, Todd S. och Kleit, Andrew N. (2022). *Electricity Capacity Markets*. Cambridge: Cambridge University Press.
- ACER (2022). »Decision No II/2022 of the European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators of 8 August 2022 on the alternative bidding zone configurations to be considered in the bidding zone review process«.
- Ambec, Stefan, Banal, Albert, Cantillon, Estelle, Crampes, Claude, Creti, Anna, Decarolis, Francesco, Fabra, Natalia, Gerlagh, Reyer, Neuhoff, Karsten, Landais, Camille, Liski, Matti, Llobet, Gerard, Newbery, David, Polo, Michele, Reguant, Mar, Schwenen, Sebastian och Vehviläinen, Iivo (2023). »Electricity market design: Views from European economists«. CEPR Policy Insight No. 120. Centre for Economic Policy.
- Arnberg, Alfred (2023). »Win-wind situation? The local labor market and wind power investments in Sweden«. Masteruppsats i nationalekonomi. Handelshögskolan i Stockholm.
- van Bavel, Svetlana och Vandu, Chippla (2024). »Technology pathways for sustainable aviation fuel (SAF)«. *Decarbonisation Technology*, May 2024.
- Bergman, Lars, Amundsen, Eirik S., Diczfalusy, Bo, von der Fehr, Nils-Henrik Mørch, Lundin, Erik och Skogsvik, Kenth (2024). »Reformerad intäktsreglering«. Rapport 2024:1034. Energiforsk.
- Blomgren, Jan (2021). *Allt du behöver veta om Sveriges elförsörjning*. Stockholm: Timbro förlag.
- Blomgren, Jan (2024). *Allt du behöver veta om kärnkraft*. Stockholm: Timbro förlag.
- Bodecker Partners (2024). »Batterilager och framtidens hybridparker«.

- Brännlund, Runar, Damsgaard, Niclas, Diczfalusy, Bo, Tangerås, Thomas och Unger, Thomas (2022). »Framtidens elmarknadsdesign – Utmaningar och möjligheter«. Rapport 2022:893. Energiforsk.
- Börjesson, Pål, Lundgren, Joakim, Ahlgren, Serina och Nyström, Ingrid (2016). »Dagens och framtidens hållbara biodrivmedel – i sammandrag«. Rapport f3 2016:03. The Swedish Knowledge Centre for Renewable Transportation Fuels.
- Christensen, Adam (2020). »Assessment of hydrogen production costs from electrolysis: United States and Europe«. International Council on Clean Transportation. https://theicct.org/wp-content/uploads/2021/06/final_icct2020_assessment_of_hydrogen_production_costs-v2.pdf (hämtad 11 september 2024).
- Covataru, Andrei och von der Fehr, Nils-Henrik M. (2024). »A balanced path to a net zero future: Expansion, flexibility, integration and innovation«. Report. Centre on Regulation in Europe.
- Damsgaard, Niclas och Green, Richard (2005). *Den nya elmarknaden. Framgång eller misslyckande?* Stockholm: SNS Förlag.
- Dillén, Mats (2024). »Finansiering och riskdelning vid investeringar i ny kärnkraft«. Promemoria. Finansdepartementet.
- Diz, Jamile B. M. och de Oliveira, Márcio L. (2024). »The EU in a Multidimensional Regime: The Regulation of Climate Neutrality«. I: Ribeiro Hoffmann, Andrea, Sandrin, Paula och Doukas, Yannis E. (red.) *Climate Change in Regional Perspective: European Union and Latin American Initiatives, Challenges and Solutions*. 9–25. United Nations University Series on Regionalism, vol 27. Cham: Springer.
- DOE (2024). »Pathways to commercial liftoff: Advanced nuclear«. U.S. Department of Energy. Hämtad från [liftoff.energy.gov/advanced-nuclear](https://www.energy.gov/advanced-nuclear) 1 december 2024.
- Eicke, Anselm, Khanna, Tarun och Hirth, Lion (2020). »Locational investment signals: how to steer the siting of new generation capacity in power systems?« *The Energy Journal*, 41(6): 281–304.
- Ember (2023). »European Electricity Review 2023«. <https://ember-energy.org/latest-insights/european-electricity-review-2023/#supporting-material> (hämtad 15 oktober 2024).
- Energimarknadsinspektionen (2012). »Utjämnning av elnätstariffer: Konsekvenser för kunder i glesbygd och i tätort«. Ei R2012:05.
- Energimarknadsinspektionen (2021). »Ei:s förslag till tillförlitlighetsnorm för Sverige – artikel 25 i EU:s elmarknadsförordning«. Ei R2021:05.

- Energimarknadsinspektionen (2022a). »Reglering av el- och gasnätverksamhet. Utveckling sedan införandet av förhandsregleringen«. Ei R2022:01.
- Energimarknadsinspektionen (2022b). »Sveriges el- och naturgasmarknad 2021«. Ei R2022:06.
- Energimarknadsinspektionen (2022c). »Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd för utformning av nättariffer för ett effektivt utnyttjande av elnätet«. EIFS 2022:1.
- Energimyndigheten (2023a). »Energianvändning i digitala system, datacenter och kryptovaluta – Förstudie om nuläge, metoder och statistik för att följa utvecklingen«. ER 2023:04.
- Energimyndigheten (2023b). »Scenarier över Sveriges energisystem 2023 – Med fokus på elektrifieringen 2050«. ER 2023:07.
- Energimyndigheten (2023c). »Myndighetsgemensam uppföljning av samhällets elektrifiering – rapportering 2023«. ER 2023:28.
- Energimyndigheten (2024). »Förslag till en fjärrvärme och kraftvärmestrategi – Slutleverans: Förslag till en långsiktigt hållbar utveckling av fjärr- och kraftvärmesektorn. Del 2 av 2«. ER 2023:27.
- Energinet, Svenska kraftnät och Vattenfall Europe Transmission (2009). »An analysis of offshore grid connection at Kriegers Flak in the Baltic Sea«. https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2015-och-aldre/090507_kriegers-flak-pre-feasibility-report-final-version.pdf (hämtad 14 oktober 2024).
- Eriksson, Robert, Modig, Niklas och Elkington, Katherine (2018). »Synthetic inertia versus fast frequency response: a definition«. *IET Renewable Power Generation*, 12(5): 507–514.
- EU (1996). »Europaparlamentets och rådets direktiv (EG) nr 96/92 av den 19 december 1996 om gemensamma regler för den inre marknaden för el«. *Europeiska gemenskapens officiella tidning*, L 27/20–29.
- EU (2001). »Europaparlamentets och rådets direktiv 2001/77/EG av den 27 september 2001 om främjande av el producerad från förnybara energikällor på den inre marknaden för el«. *Europeiska unionens officiella tidning*, L 283/33–40.
- EU (2003). »Europaparlamentets och rådets direktiv 2003/87/EG av den 13 oktober 2003 om ett system för handel med utsläppsrätter för växthusgaser inom gemenskapen och om ändring av rådets direktiv 96/61/EG«. *Europeiska unionens officiella tidning*, L 275/32–46.

- EU (2014). »Europaparlamentets och rådets förordning (EU) nr 517/2014 av den 16 april 2014 om fluorerade växthusgaser och om upphävande av förordning (EG) nr 842/2006«. *Europeiska unionens officiella tidning*, L 150/195–230.
- EU (2019). »Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943 av den 5 juni 2019 om den inre marknaden för el«. *Europeiska unionens officiella tidning*, L 158/54–123.
- EU (2021a). »Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2021/1119 av den 30 juni 2021 om inrättande av en ram för att uppnå klimatneutralitet och om ändring av förordningarna (EG) nr 401/2009 och (EU) 2018/1999 (europaisk klimatlag)«. *Europeiska unionens officiella tidning*, L 243/1–17.
- EU (2021b). »Förslag till Europaparlamentets och rådets förordning om användning av förnybara och koldioxidsnåla bränslen för sjötransport och om ändring av direktiv 2009/16/EG«, 14.7.2021, COM(2021) 562 final, 2021/0210 (COD).
- EU (2022). »Meddelande från kommissionen. Riktlinjer för statligt stöd till klimat, miljöskydd och energi 2022«. *Europeiska unionens officiella tidning*, 2022/C 80/01–89.
- EU (2023a). »Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2023/857 av den 19 april 2023 om ändring av förordning (EU) 2018/842 om medlemsstaternas bindande årliga minskningar av växthusgasutsläpp under perioden 2021–2030 som bidrar till klimatåtgärder för att fullgöra åtagandena enligt Parisavtalet samt om ändring av förordning (EU) 2018/1999«. *Europeiska unionens officiella tidning*, L 111/1–14.
- EU (2023b). »Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2023/956 av den 10 maj 2023 om inrättande av en mekanism för koldioxidjustering vid gränsen«. *Europeiska unionens officiella tidning*, L 130/52–104.
- EU (2023c). »Europaparlamentets och rådets direktiv (EU) 2023/2413 av den 18 oktober 2023 om ändring av direktiv (EU) 2018/2001, förordning (EU) 2018/1999 och direktiv 98/70/EG vad gäller främjande av energi från förnybara energikällor, och om upphävande av rådets direktiv (EU) 2015/652«. *Europeiska unionens officiella tidning*, 2023/2413/L 31.10.2023/1–77.
- EU (2023d). »Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2023/2405 av den 18 oktober 2018 om säkerställande av lika villkor för hållbar lufttransport (ReFuelEU Aviation)«. *Europeiska unionens officiella tidning*, L 31.10.2023/1–30.

- Euratom Supply Agency (2024). »Euratom Supply Agency Annual Report 2023«.
- European Commission (2023). »Climate Action Progress Report 2023: Shifting gears: Increasing the pace of progress towards a green and prosperous future«.
- Fabra, Natalia och Imelda (2023). »Market power and price exposure: Learning from changes in renewable energy regulation«. *American Economic Journal: Economic Policy*, 15(4): 323–358.
- Fischer, Carolyn (2010). »Renewable portfolio standards: When do they lower energy prices?« *The Energy Journal*, 31(1): 101–119.
- Flyvbjerg, Bent och Gardner, Dan (2023). *How Big Things Get Done: The Surprising Factors that Determine the Fate of Every Project, from Home Renovations to Space Exploration and Everything in Between*. Crown Currency.
- Fridell, Erik, Hansson, Julia, Jivén, Karl, Styhre, Linda, Romson, Åsa och Parsmo, Rasmus (2022). »Studie på sjöfartsområdet. Styrmedel och scenarier för sjöfartens omställning«. Rapport nr C 665. IVL Svenska miljöinstitutet.
- Fridolfsson, Sven-Olof och Tangerås, Thomas (2013). »A reexamination of renewable electricity policy in Sweden«. *Energy Policy*, 58: 57–63.
- Fridolfsson, Sven-Olof och Tangerås, Thomas (2015). »Nuclear capacity auctions«. *The Energy Journal*, 36(3): 247–261.
- Genrup, Magnus (2024). »Gasturbinteknik – Årsrapport 2023«. Rapport 2024:1012. Energiforsk.
- Göransson, Lisa och Johnsson, Filip (2023). »Ett framtida elsystem med och utan kärnkraft – vad är skillnaden?« *Mistra Electrification 2023-07-05*.
- Hamon, Camille och Ravi, Akshaya Tammanur (2023). »Impact of flow-based on the intraday market: Impact of changes to the capacity calculation methodology on the intraday market«. Rapport 2039:962. Energiforsk.
- Holmberg, Pär (2024a). »Den svenska elmarknaden«. Underlagsrapport till promemorian »Finansiering och riskdelning vid investeringar i ny kärnkraft«. Finansdepartementet.
- Holmberg, Pär (2024b). »The inc-dec game and how to mitigate it«. Rapport 2024:1035. Energiforsk.
- Holmberg, Pär och Ritz, Robert A. (2021). »Optimal capacity mechanisms for competitive electricity markets«. *The Energy Journal*, 42(1): 1–34.

- Holmberg, Pär och Tangerås, Thomas (2020). »Incitamenten att investera i produktion på elmarknaden«. IFN Policy Paper nr 92. Institutet för Näringslivsforskning.
- Holmberg, Pär och Tangerås, Thomas (2021). »En elmarknad med enhetliga priser för förbrukning«. Rapport. Institutet för Näringslivsforskning.
- Holmberg, Pär och Tangerås, Thomas (2022). *Elbrist i storstäderna – ett marknadsperspektiv*. Stockholm: SNS Förlag.
- Holmberg, Pär och Tangerås, Thomas (2023a). *En teknikneutral elmarknad – med en effektiv elmarknadsdesign och nättariffstruktur*. Stockholm: SNS Förlag.
- Holmberg, Pär och Tangerås, Thomas (2023b). *Internationell integration av den svenska elmarknaden*. Stockholm: SNS Förlag.
- Holmberg, Pär och Tangerås, Thomas (2023c). »Den svenska elmarknaden – idag och i framtiden«. *Penning- och valutapolitik*, nr 1, 5–35.
- Holmberg, Pär och Tangerås, Thomas (2023d). »A survey of capacity mechanisms: Lessons for the Swedish electricity market«. *The Energy Journal*, 44(6): 275–304.
- Horn, Henrik (2021). »Energistadgefördragets nytta för EU: Ekonomiska konsekvenser mot bakgrund av EU:s ambitioner i klimatpolitiken«. Sieps 2021:5. Svenska institutet för europapolitiska studier.
- Högselius, Per och Kaiser, Arne (2007). *När folkhemselen blev internationell: Elavregleringen i historiskt perspektiv*. Stockholm: SNS Förlag.
- IEA (2022). »Nuclear power and secure energy transitions: From today’s challenges to tomorrow’s clean energy systems«. International Energy Agency.
- IEA (2023). »World Energy Outlook 2023«. International Energy Agency.
- Jernkontoret (2024). »Hållbarhet, innovation & konkurrenskraft – Hur svensk järn- och stålindustri tar ledningen i en tid av omställning, investeringar och stark efterfrågan på lågutsläppsstål«.
- Karlsson, Svenolof (2022). »Elsystemkrisen: Det här är problemet. Så kan trenden vändas«. Second Opinion Nyheter.
- Konjunkturinstitutet (2024). »Miljö, ekonomi, och politik 2024: Den gröna industriomställningen i norra Sverige«.
- Lazard (2024). »Lazard’s leveled cost of energy analysis – version 17.0«.
- Liljeberg, Ulrika (2023). *Värdet av vinden – Kompensation, incitament och planering för en hållbar fortsatt utbyggnad av vindkraften*. SOU 2023:18. Stockholm: Klimat- och näringslivsdepartementet.

- Lipsey, R. G. och Lancaster, Kelvin (1956). »The general theory of second best«. *The Review of Economic Studies*, 24(1): 11–32.
- Lundgren, Tommy, Stage, Jesper, Tangerås, Thomas och Carlén, Björn (2013). *Energimarknaden, ägandet och klimatet*. Stockholm: SNS Förlag.
- Lundin, Erik och Söderberg, Magnus (2022). *Analys av priser och reglering på den svenska elnätsmarknaden. Vad kan vi lära av våra grannländer?* Stockholm: SNS Förlag.
- Mauritzen, Johannes (2014). »Scrapping a wind turbine: Policy changes, scrapping incentives and why wind turbines in good locations get scrapped first«. *The Energy Journal*, 35(2): 157–181.
- MIT (2018). »The future of nuclear energy in a carbon-constrained world«. MIT Energy Initiative.
- MIT (2024). »Total Cost Projection of Next AP1000«. MIT-ANP-TR-201. Center for Advanced Nuclear Energy Systems (CANES).
- Naturvårdsverket och Jordbruksverket (2022). »Jordbrukssektorns klimatomställning«. Rapport 7060.
- Naturvårdsverket och Statens Energimyndighet (2022). »Industrins klimatomställning«. Rapport 7045.
- NEMO Committee (2024). »EUPHEMIA Public Description. Single Price Coupling Algorithm«. <https://www.nordpoolgroup.com/globalassets/download-center/single-day-ahead-coupling/euphemia-public-description.pdf> (hämtad 7 oktober 2024).
- NEPP (2019). »Energisystemet i en ny tid – resultat och slutsatser i halvtid«.
- Nikoleris, Alexandra och Nilsson, Lars J. (2013). »Elektrobränslen – en kunskapsöversikt«. Rapport nr 85. Institutionen för teknik och samhälle, Lunds Tekniska Högskola.
- N-SIDE (2022). »Svk Project on Scarcity Pricing: Report on Design Principles«.
- Oxford Global Projects (2023). »Reference Class Forecast for The Swedish National Debt Office«.
- Pexapark (2024). »European PPA Market Outlook 2024«. <https://pexapark.com/european-ppa-%20market/> (hämtad 30 augusti 2024).
- Power Circle (2022). »Flexibilitet för ett mer stabilt och driftsäkert elsystem – en kartläggning av flexibilitetsresurser«.
- Regeringen (2020). »Nationell plan för moderna miljövillkor«. M2019/01769. Miljödepartementet.

- Sandén, Björn (2024). »Kostnadsutvecklingen för tre typer av elproduktion: Historiska trender och tankar om framtiden«. Underlagsrapport till Konjunkturrådets rapport 2025.
- Sgaravatti, Giovanni, Tagliapietra, Simone, Trasi, Cecilia och Zachmann, Georg (2023). »National policies to shield consumers from rising energy prices«. Bruegel Datasets, first published 4 November 2021, revised 26 June 2023. <https://www.bruegel.org/dataset/national-policies-shield-consumers-rising-energy-prices> (hämtad 23 oktober 2024).
- Siddiqui, Afzal S. (2024). »Analysis of future trends in the Nordic power sector«. Underlagsrapport till Konjunkturrådets rapport 2025.
- SKGS (2024). »Industrins elbehov till 2035 – en kartläggning«. Version 3, 17 juni 2024.
- Skogsindustrierna (2024). »Bio-CCS eller Bio-CCU – hur används skogens gröna kolatomer bäst?« Powerpointpresentation. Almedalen 26 juni 2024.
- Stiewe, Clemens, Xu, Alice Lixuan, Eicke, Anselm och Hirth, Lion (2024). »Cross-border cannibalization: Spillover effects of wind and solar energy on interconnected European electricity markets«. Working Paper. Centre for Sustainability, Hertie School.
- Sundén, David (2024). »Lönsam eller kostsam? Lönsamhetsbedömning av de svenska satsningarna på fossilfritt stål i Norrland«. Skandinaviska Policyinstitutet.
- Svenska kraftnät (2019). »Motiveringsrapport för aktivering av avhjälpande åtgärd«. Ärendenr: 2019/344.
- Svenska kraftnät (2021a). »Stödtjänster och avhjälpande åtgärder i ett energisystem under förändring«.
- Svenska kraftnät (2021b). »Systemutvecklingsplan 2022–2031. Vägen mot en dubblerad elanvändning«. https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2021/svk_systemutvecklingsplan_2022-2031.pdf (hämtad 3 september 2024).
- Svenska kraftnät (2023a). »Framtidens kapacitetsmekanism för att säkerställa resurstillräcklighet på elmarknaden«. Regeringsuppdrag om förslag på utformning efter 16 mars 2025.
- Svenska kraftnät (2023b). »Nätutvecklingsplan 2024–2033«.
- Svenska kraftnät (2024a). »Årsredovisning 2023«. Ärende nr: 2023/4009.
- Svenska kraftnät (2024b). »Långsiktig marknadsanalys: Scenarier för kraftsystemets utveckling fram till 2050«. Ärende nr: 2023/4164.

- Svensk Energi (2015). »Potential att utveckla vattenkraften – från energi till energi och effekt«.
- Svensk Vindenergi (2024). »Statistik och prognos Q2, 2024-07-04. <https://svenskvindenergi.org/wp-content/uploads/2024/07/Statistik-och-prognos-Q2-2024.pdf> (hämtad 1 november 2024).
- Söder, Lennart (2022). »Angående diskussionen om 'systemkostnader' och huruvida vindkraften är 'subventionerad'«.
- Tangerås, Thomas (2023). »Konkurrensen på den nordiska elmarknaden – vad säger den senaste forskningen?« Uppdragsforskningsrapport 2023:7. Konkurrensverket.
- Thema (2019). »Review of the Swedish transmission grid tariff model«. Thema Report 2019-04.
- The White House (2023). »Building a clean energy economy: A guidebook to the Inflation Reduction Act's investments in clean energy and climate action«. January 2023, version 2.
- Unger, Thomas, Sköldbberg, Håkan, Odenberger, Mikael, Nyholm, Erik, Johnsson, John och Blomqvist, Peter (2023). »Fjärrvärmesektorns bidrag till ett leveranssäkert elsystem«. Rapport 2023-977. Energiforsk.
- U.S. Energy Information Administration (2022). »Levelized costs of new generation resources in the Annual Energy Outlook 2022«.
- Vesterberg, Mattias (2018). »The effect of price on electricity contract choice«. *Energy Economics*, 69: 59–70.
- Wakter, Simon och Stenegren, Hanna (2024). »Marknadskrafter: Ny kärnkraft i Sverige«. Timbro.
- Westander Klimat och Energi (2024). »Tillståndsstatistik och kommunala vetot«. Sammanställning till Svensk Vindenergi, 2024-08-29.
- Wolak, Frank A. (2000). »Empirical analysis of the impact of hedge contracts on bidding behavior in a competitive electricity market«. *International Economic Journal*, 14(2): 1–39.
- Wolak, Frank A. (2007). »Quantifying the supply-side benefits from forward contracting in wholesale electricity markets«. *Journal of Applied Econometrics*, 22(7): 1179–1209.

SVERIGE ÄR ETT av de länder i världen som använder mest el per invånare. Att ha en välfungerande elförsörjning är därför av yttersta vikt för landets ekonomiska välstånd och konkurrenskraft. Att därtill genomföra en energiomställning på ett hållbart sätt är en stor utmaning med osäkra konsekvenser. Och det faktum att Sverige är en liten, öppen ekonomi innebär dessutom att faktorer utomlands har en stor inverkan på utvecklingen.

Allt detta sammantaget väcker flera frågor om Sveriges elförsörjning: Hur stor blir den framtida efterfrågan på el? Hur mycket kostar ny elproduktion? I vilken utsträckning kan energiomställningen ske på marknadsmässiga villkor? Vilka hinder finns för en hållbar energiomställning? Och vilken roll bör staten ha i energiomställningen? Det är frågor som står i fokus i 2025 års Konjunkturrådsrapport.

SNS Konjunkturråd 2025 består av *Thomas Tangerås* (ordförande), professor i nationalekonomi vid Mälardalens universitet och seniorforskare vid Institutet för Näringslivsforskning (IFN), *Pär Holmberg*, docent i nationalekonomi och seniorforskare vid IFN, och *Chloé Le Coq*, professor i nationalekonomi vid University of Paris Panthéon-Assas och research fellow vid SITE vid Handelshögskolan i Stockholm.

