



Svenska
framtider

Elektrifieringen – så river vi barriärerna

Så kan elförsörjningen
stärkas inom 10 år

Innehåll

Förord	4
Sammanfattning och slutsatser	8
Projektets tre huvudbudskap	9
Förutsättningar i dagens elsystem	11
Våra rekommendationer	18
Förutsättningar för ny elproduktion inom 10 år	28
Kraftig inbromsning av investeringar i ny elproduktion – konkreta åtgärder krävs	32
Lönsamhetsproblem för landbaserad vindkraft	35
Utmaningar att ingå fastpriskontrakt försvårar för lånefinansiering för sol och vind	37
Förtroendekris för havsbaserad vindkraft	40
Ny kärnkraft kräver stöd och det påverkar investeringar i annan elproduktion	42
Kraftvärme brottas med lönsamhetsproblem	43
Försämrade förutsättningar för solkraften	44
Vattenkraft – en viktig tillgång i omställningen av energisystemet	45
Flexibilitet – hantering av variabilitet	48
Behovet av flexibilitet ökar i det svenska elsystemet	50
Olika flexibilitetsbehov kräver olika lösningar	53
Tillgängliga flexibilitetsresurser inom 10 år	56
Illustration av utbudskurvor i ett flexibelt elsystem	71
Åtgärder för ökad flexibilitet på elmarknaden	80

Internationell utblick	90
Danmark	91
Irland	93
Storbritannien	94
Australien	95
Kalifornien, USA	97
Smartare användning av elnäten	99
Elnät i Sverige	102
Kontrollrummen är navet i energisystemet	103
Stora investeringar behövs i elnäten men tar tid	104
Elnätsregleringen är ett hinder	106
Långa ledtider och stor osäkerhet	107
Stora prisskillnader inom landet – vad kan göras på kort sikt?	108
Begränsad möjlighet till anslutning	109
Brist på leverantörer	110
På kort sikt bör fokus ligga på effektivt utnyttjande av elnäten	111
Appendix	113
Bilaga 1: Sveriges elproduktion och elanvändning 1990–2024	114
Bilaga 2: Metodik för analys av olika typer av flexibilitet	115
Bilaga 3: Exempel på tekniska åtgärder för att öka nätets kapacitet	117
Bilaga 4: Marknadslösningar	120
Bilaga 5: IT-systems betydelse och begränsningar i elnät	122
Litteraturförteckning	125

Förord

Sverige har en unik möjlighet
att ta ledningen i klimatarbetet



Sverige har en unik möjlighet att ta en ledande roll i utvecklingen av klimatsmarta värdekedjor och produkter. En avgörande förutsättning är en fossilfri och leveranssäker elförsörjning till konkurrenskraftiga priser.

Den svenska debatten har mycket kommit att handla om teknikval på lite längre sikt, men redan idag utgör begränsningar i elnät och elproduktion hinder för investeringar och expansion, särskilt i södra Sverige. Denna rapport fokuserar därför på åtgärder som ger effekt på kort sikt, för att undvika att elintensiva verksamheter väljer att etablera sig i andra länder i väntan på långsiktiga lösningar.

Utvecklingen kan påskyndas genom en aktiv klimatpolitik som stimulerar efterfrågan på el och därmed skapar förutsättningar för ny fossilfri elproduktion. Samtidigt präglas läget av stor osäkerhet. Flera industriprojekt har pausats, investeringar i ny elproduktion har minskat och vi ser förändringar i det globala ekonomiska och säkerhetspolitiska läget.

I projektet "Elektrifieringen – så river vi barriärerna" har vi analyserat förutsättningarna för hur elförsörjningen kan stärkas inom de närmaste 10 åren. Inom denna tidshorisont har ännu inte några nya större investeringar tagits i drift, exempelvis nya

kärnkraftverk. Det innebär att vi måste fokusera på åtgärder som kan göra skillnad på kort sikt och hitta effektiva lösningar för att använda det elsystem vi har på bästa sätt.

Inom projektet har vi särskilt tittat på tre områden:

- Ny elproduktion inom 10 år.
- Flexibilitet – hantering av variabilitet.
- Förbättrat kapacitetsutnyttjande i elnäten.

Arbetet fokuserar på elsystemets funktion i normal drift. Ett robust och välfungerande system är inte bara en möjliggörare för omställningen, utan också en viktig del av samhällets motståndskraft mot störningar och yttre hot. Däremot omfattar rapporten inte specifika beredskapsåtgärder för kris eller krig.

Arbetet har genomförts under våren 2025 av följande personer:

Karl Bergman, ordförande, IVA-ledamot

Karin Byman, projektledare, IVA

Sonja Berlijn, DNV, Kungl. Tekniska högskolan,
IVA-ledamot

Mia Bodin, Bodecker partners

Anna Denell, Vasakronan, IVA-ledamot

Filip Englund, Holmen

Lisa Göransson, Chalmers tekniska högskola

Emil Hillberg, RISE

Filip Johnsson, Chalmers tekniska högskola,
IVA-ledamot

Mattias Jonsson, Svenska kraftnät

Tomas Kåberger, Chalmers tekniska högskola, IVA-ledamot

Fredrik Lagergren, SAM, IVA-ledamot

Mikael Nordlander, Vattenfall, IVA-ledamot

Bo Normark, EIT InnoEnergy, IVA-ledamot

Magnus Olofsson, Downing, IVA-ledamot

Andreas Regnell, Vattenfall, IVA-ledamot

Stefan Savonen, LKAB

Peter Wigert, Svenska kraftnät

Arbetsgruppen står bakom rapporten i sin helhet, men alla individer står inte nödvändigtvis bakom alla formuleringar.

Projektet är internfinansierat av IVA och är en del av visionsprojektet Svenska framtider.

Sammanfattning och slutsatser

Låt marknadskrafterna vara
styrande men uppdatera
förutsättningarna



Projektets tre huvudbudskap

Projektet "Elektrifieringen – så river vi barriärerna" diskuterar vad som behöver göras för att Sverige ska klara elförsörjningen i det korta perspektivet, inom 10 år. Efter tre huvudbudskap sammanfattar vi vilka förutsättningar som råder, och givet det, vad som behöver göras för att skapa så goda förutsättningar som möjligt för ökad elektrifiering i Sverige. Siffror om Sveriges elproduktion och användning finns i Bilaga 1.

Sverige behöver mer fossilfri el för att klara klimatmålen och driva på elektrifieringen men investeringarna har tappat fart

Lönsamheten i ny elproduktion pressas av låga elpriser, politisk osäkerhet och svårigheter att teckna långsiktiga avtal. Industrins efterfrågan bör styra utbyggnaden, men marknaden behöver bättre förutsättningar. Samtidigt har elanvändningen varit stabil i 20 år, vilket visar att det ständigt sker en energieffektivisering. För att få fart på utbyggnaden krävs snabbare tillstånd, tydliga kommunala besked och incitament för långsiktiga elavtal. Sol- och vindkraft bidrar till konkurrenskraftiga elpriser genom sina

låga rörliga kostnader vid goda väderförhållanden. Det gör elsystemet billigare, men också mer varierande. Elpriserna måste vara tillräckligt höga för att möjliggöra investeringar, men tillräckligt låga för att säkra industrins konkurrenskraft.

Det krävs mer flexibilitet och det finns lösningar för alla behov

Det finns potentiellt sett tillräckliga resurser för att möta alla identifierade flexibilitetsbehov i elsystemet under normal drift. För att hantera variationer i elproduktion och efterfrågan krävs olika lösningar beroende på om variationerna är sällsynta, frekventa eller uthålliga. Särskilt de uthålliga variationerna, som sträcker sig över flera dygn, utgör en stor utmaning. Genom samverkan mellan olika befintliga resurser såsom vattenkraft, fjärrvärmesystem, batterier, elbilar och industriella processer, samt framtida lösningar som vätgasproduktion, kan vi skapa ett robust och flexibelt elsystem. En välfungerande *energy-only* marknad är avgörande för att möjliggöra investeringar i dessa flexibilitetslösningar.

I väntan på utbyggnad kan kapaciteten ökas i elnäten med nya lösningar

Elektrifieringen av industri, transporter och digital infrastruktur driver upp behovet av överföringskapacitet snabbare än nya nät hinner byggas. Men det finns möjligheter att frigöra kapacitet i befintliga nät genom smartare teknik, digital styrning och bättre samordning. Kontrollrum och digitalisering är nycklar till att använda nätet mer effektivt, och tekniska och marknads-mässiga lösningar kan komplettera traditionell nätutbyggnad. För att lyckas krävs också ett regelverk som främjar innovation, flexibilitet och proaktiv planering.

Förutsättningar i dagens elsystem

Sverige kan bygga ett framgångsrikt näringsliv på klimatsmarta produkter

Sverige har unika möjligheter att ta en ledande roll i utvecklingen av klimatsmarta värdekedjor och tjänster, inklusive produkter som fossilfritt stål, elektrobränslen och hållbar produktion av konstgödsel. En förutsättning för detta är ett välfungerande

elsystem som möter behoven till konkurrenskraftiga elpriser under hela omställningen, från dagens läge fram till 2045 då vi ska ha netto-noll-utsläpp av växthusgaser. Att utnyttja våra goda förutsättningar för ökad fossilfri elproduktion är en strategisk affärsmöjlighet som långsiktigt bidrar till att bygga ett hållbart och konkurrenskraftigt samhälle.

Sverige har ett starkt utgångsläge

Sverige har goda förutsättningar att lyckas med omställningen till ett fossilfritt samhälle genom ökad elektrifiering. Vi har ett av världens mest stabila och välutbyggda elsystem, med hög tillförlitlighet och låg klimatpåverkan. Den stora andelen vattenkraft, geografiskt spridd kraftvärme och kärnkraft ger både baskraft och reglerförmåga, vilket kompletteras av en snabbt växande vindkraftsproduktion. Sveriges långa kustlinje, stora landytor och goda vindresurser möjliggör för fortsatt utbyggnad av fossilfri energi. Sverige har också ett starkt transmissionsnät och är väl integrerat i den nordiska och europeiska elmarknaden, vilket ger flexibilitet och försörjningstrygghet. Sveriges elanvändning har varit relativt konstant de senaste 30 åren, samtidigt som BNP har fördubblats justerat för inflation.

Det visar på en ständig energieffektivisering som också förväntas att fortgå.

Utmaningar till följd av stora prisskillnader i Sverige

Skillnaderna i elpris mellan norra och södra Sverige har ökat under senare år, vilket beror på såväl olikheter i produktionskapacitet relativt elanvändningen som de flaskhalsar som uppstår i elnäten till följd av dessa obalanser. Dessa skillnader begränsar möjligheterna för ökad elektrifiering och etablering av nya företag och bostadsområden i de södra delarna av landet. Elproduktion i norra Sverige förlorar samtidigt lönsamhet genom begränsningar i överföringskapaciteten i stamnätet. Det blir allt vanligare att kraften låses in, vilket medför att vatten måste spillas i vattenkraftverken och att vindkraftverk stängs när el inte kan överföras effektivt till södra Sverige. Det uppfattas också bland vissa aktörer som orättvist med stora prisskillnader inom ett lands gränser.

Utmaningen är inte dagens eller morgondagens elsystem – det är övergången från det ena till det andra

En väl fungerande elmarknad ger ett kostnadseffektivt elsys-

tem. Idag har Sverige en stark energibalans på årsbasis med en nettoexport på cirka 30 TWh och, relativt övriga Europa, konkurrenskraftiga elpriser. Tack vare goda förutsättningar, både för ny elproduktion och för flexibilitet, har även ett framtida svenskt elsystem med betydligt högre efterfrågan på el goda förutsättningar att vara konkurrenskraftigt och leveranssäkert.

Det är själva omställningen som är det svåra, det vill säga de närmaste 10–15 åren. Marknaden är känslig och reagerar kraftigt på mindre obalanser mellan investeringar i elproduktion och tillskott av ny efterfrågan, med låga eller höga elpriser som följd. Därför är koordineringen mellan investeringar viktig, så att ökad efterfrågan på el kan mötas med investeringar i motsvarande produktion och överföringskapacitet.

Variationerna i elpris ökar också till följd av mer sol- och vindkraft. Till skillnad från obalanser mellan investeringar i elproduktion och ökad efterfrågan så är dessa variationer statistiskt förutsägbara men inte övergående. Det krävs därför en anpassning till ett mer varierande elpris samt säkerställande av systemets robusthet (i termer av frekvens och spänning). Utmaningen under omställningen är att behålla acceptansen för att marknaden kan lösa uppgiften och visa på de åtgärder som

finns tillgängliga på kort sikt, samtidigt som marknaden bör få långsiktiga och stabila spelregler att anpassa sig efter. När det gäller systemets robusthet så pekar det mesta på att tekniken inte är begränsande men att det måste till investeringar av nödvändig kraftelektronik i elnäten.

Mindre attraktivt att investera i Sverige än i andra länder

Investeringarna i ny elproduktion i Sverige har bromsat in. Det beror både på ett produktionsöverskott av el, vilket pressar priserna och gör det mindre lönsamt att investera i Sverige, och på politiska beslut som skapar osäkerhet. En majoritet av de vindkraftsprojekt som planerats under senare tid har fått nej i form av politiska beslut på kommunal och nationell nivå. Utländska investerare upplever att den politiska osäkerheten i Sverige har ökat, särskilt när det gäller vindkraft. Det gör att investeringar i andra länder upplevs som tryggare och mer attraktiva. Baltikum, Spanien och Finland, som tidigare sågs som svårare marknader, har nu gått om Sverige när det gäller att locka till sig utländskt kapital och investeringar i förnybar elproduktion.

Sol och vind sänker det genomsnittliga elpriset

Vindkraft bidrar till att sänka det genomsnittliga elpriset eftersom den har mycket låga rörliga produktionskostnader. När det blåser mycket pressar det ner det pris som sätts på elmarknaden och tränger undan dyrare alternativ. Soliga sommardagar ges motsvarande effekt i takt med att solkraften byggs ut. Resultatet blir att det genomsnittliga elpriset sjunker. Ju mer vindkraft som finns i systemet, desto oftare inträffar detta. Effekten är särskilt tydlig i elområden med hög vindkraftsproduktion och låg efterfrågan. Det bidrar även till att vatten kan sparas i vattenkraftmagasinen och användas när situationen blir mer ansträngd, vilket även då bidrar till att sänka elpriset om det kan tränga undan import av dyrare el från kontinenten.

Flexibilitetsbehoven är olika svåra att hantera

Behovet av olika typer av flexibilitet ökar i elsystemet till följd av att volatiliteten ökar. Vi delar in dessa variationer i tre olika typer; återkommande och kortvariga variationer med hög effekt men med begränsad energi ("ofta"), variationer som har lång varaktighet ("uthålliga") och variationer som inträffar sällan,

men som är utmanande för effekthalansen ("sällan"). (Se Tabell 2 och Figur 6)

Initialt är det framför allt variationer som inträffar "sällan" som behöver hanteras. Sverige har en stark energibalans, men i takt med att vindkraften har byggts ut och planerbar kraft, såsom kärnkraft och kraftvärme, har tagits ur drift har risken för effektbrist ökat. Det definieras som att den inhemska produktionen av el och importen av el inte räcker till för att möta efterfrågan, och inträffar vanligen under kalla vinterdagar med högtryck, låg vindkraftsproduktion och hög elanvändning.

På lite längre sikt är dock de "uthålliga" variationerna mest utmanande. Dessa variationer drivs framför allt av perioder med låg eller hög vindkraftsproduktion som kan pågå i flera dygn, upp till en dryg vecka. Generellt finns färre alternativ att hantera den här typen av variationer samtidigt som de är vanligt förekommande och därför också har stor påverkan på kostnaden för att möta efterfrågan på el.

Elnäten utgör flaskhalsar i elsystemet

Sverige har ett i grunden välutvecklat elnät, men det finns flera

strukturella och praktiska begränsningar. En av de största utmaningarna är att elanvändning och elproduktion förändras snabbare än vad nätet hinner byggas ut eller anpassas till. Detta skapar ett kapacitetsgap – ett glapp mellan vad nätet klarar av och vad som efterfrågas. Det leder till flaskhalsar i elsystemet, som i sin tur bidrar till prisskillnader mellan norra och södra Sverige och begränsar möjligheterna för att ansluta nya verksamheter eller expansion av bostadsområden. Det är också en gammal infrastruktur som behöver förnyas och moderniseras. Det krävs därför stora investeringar i elnäten. Prognoser pekar på att detta gap till stor del kan vara åtgärdat till 2035, men fram till dess krävs åtgärder för att bättre utnyttja den befintliga infrastrukturen. Elnäten har också identifierats som en del av Sveriges kritiska infrastruktur, inte bara ur ett energiförsörjningsperspektiv utan även för totalförsvaret. Ett robust och motståndskraftigt elnät är avgörande för samhällets funktion i både fredstid och kris.

Våra rekommendationer

Givet de förutsättningar vi diskuterar ovan är våra rekommendationer att:

Låt marknadskrafterna vara styrande

Det är industrins och samhällets efterfrågan som ska driva utbyggnaden av ny elproduktion. När företag investerar i elektrifiering av processer och produktion skapas en tydlig signal till marknaden att mer el behövs. Det är denna efterfrågan som gör ny elproduktion lönsam och möjliggör en effektiv och marknadsdriven utbyggnad.

För att detta ska ske krävs att vi skapar goda villkor för industrins omställning. Det handlar om snabbare och förutsägbara tillståndprocesser, tillgång till elnätskapacitet, sänkta elskatter och stöd till projekt som ersätter fossila bränslen med el. Detta är speciellt viktigt inom de närmaste 10 åren då EU:s klimatpaket "Fit for 55" kommer innebära högre priser på utsläppsrätter för industrin och att den fria tilldelningen av utsläppsrätter fasas ut och ersätts av en gränsjusteringsmekanism. Därför är det viktigt att Sverige kan erbjuda konkurrenskraftiga villkor för industrins elektrifiering så att investeringarna i större utsträckning sker här och inte i andra delar av EU, eller resten av världen, med möjligheter att bygga ut ny billig elproduktion.

Investeringar i ny elproduktion bör ske inom den rådande el-

marknadsmodellen men förutsättningarna för marknadens funktion behöver ses över, exempelvis avseende flexibilitetsresurser, elområden och vissa regelverk. Det måste vara lönsamt både för producenter och konsumenter av el, och spelreglerna måste vara hållbara, stabila och långsiktiga så att investeringar i ny elproduktion går i takt med industrins behov. Ett fossilfritt och leveranssäkert elsystem, med el till konkurrenskraftiga priser, bör också ses som en möjlighet för Sverige för att attrahera investeringar i nya, hållbara verksamheter.

Underlätta för elproduktion som kan byggas ut nu

Det kraftslag som har bäst förutsättningar att bidra till mer elproduktion inom de närmaste 10 åren är landbaserad, och till viss del havsbaserad, vindkraft. Även solel, både solparker och takanläggningar, kan bidra och snabbt komma på plats. Men förutsättningarna för investeringar i dessa kraftslag har försämrats. I norra Sverige pressas intäkterna av låga elpriser, kannibaliseringseffekter och obalanskostnader, till följd av bristande överföringskapacitet. I södra Sverige finns bättre lönsamhet, men tillståndsprocesser förlängs av konkurrerande intressen och begränsade landarealer, vilket fördröjer utbyggnaden av

vindkraft. Utnyttjande av det kommunala vetot att säga nej till vindkraft påverkar också kraftigt utbyggnaden.

För att vända utvecklingen behövs en rad konkreta åtgärder såsom effektivare tillståndsprocesser, tydliga och tidiga besked från kommuner, ekonomiska incitament till kommunerna samt bättre möjligheter att prissäkra långsiktiga elavtal. Industrin behöver ges incitament att teckna sådana avtal, till exempel genom krav kopplade till klimatstöd. Det skulle förbättra finansieringsmöjligheterna för nya vindparker.

Ha realistiska förväntningar på framtida elpriser

Ny teknik och nya ekonomiska förutsättningar på energimarknaden skapar också förutsättningar för nytänkande och nya affärsmodeller. Industrin i Sverige och globalt står inför en omfattande elektrifiering för att kunna fasa ut fossila bränslen. Samtidigt råder ett växande gap mellan de elpriser som industrin förväntar sig och de nivåer som krävs för att möjliggöra investeringar i ny elproduktion.

Investeringar i elproduktion och elintensiv industri sker med långa tidsperspektiv. Långsiktiga kontrakt är nödvändiga för

finansiering av investeringar i ny elproduktion. Politisk osäkerhet kring framtida spelregler, särskilt skatter och subventioner, försvårar för långsiktiga avtal mellan elproducenter och elkonsumenter. Efter energikrisen 2022 har många aktörer lämnat marknaden för långsiktiga kontrakt.

Många företag planerar sin verksamhet utifrån en önskan om historiskt låga och stabila elpriser. Men ett elsystem som i allt högre grad bygger på väderberoende produktion kommer vara variabelt, även om det görs investeringar i ny kärnkraft i Sverige. Samtidigt behöver elpriserna vara tillräckligt höga för att investeringar i ny elproduktion ska vara lönsamma.

Svenska elpriser kommer sannolikt att på sikt att bli högre än idag men ändå vara konkurrenskraftiga i ett europeiskt perspektiv. Det viktiga är att de genomsnittliga elpriserna blir tillräckligt låga för industrin.

Använd de flexibilitetsresurser som redan finns i energisystemet

Se till att vi kan nyttiggöra de flexibilitetsresurser som redan finns tillgängliga för att hantera de variationer som återkommer

ofta. Vid sidan av vattenkraften finns det betydande flexibilitetsresurser i elsystemet som redan används, eller kan aktiveras med rätt incitament och tekniska förutsättningar. Genom smart styrning av exempelvis värmepumpar, ventilation i fastigheter, elbilsladdning och stationära batterier kan dessa resurser bidra till att balansera elnätet. Många av lösningarna kräver endast begränsade tekniska eller ekonomiska insatser för att tas i bruk och ge stora samhällsekonomiska vinster.

Effektbrist kan hanteras med gasturbiner och fjärrvärme

Effektbrist definieras som när tillgänglig produktion och import inte förväntas kunna täcka elbehovet, vilket historiskt främst har inträffat under kalla vinterdagar. En enkel och relativt billig lösning är att gasturbiner kan tillföras som reservkapacitet vid höga effekttoppar. De kan byggas snabbt och anpassas till framtida bränslen som elektrobränslen eller bioolja. Reservkraft har väldigt få driftstimmar vilket gör att gasturbiner för detta ändamål måste upphandlas av balansansvariga eller utanför den ordinarie elmarknaden, för minimal prispåverkan på denna. Ett komplement är nedreglering av efterfrågan i exempelvis

värmepumpar och elpannor, eller genom avtalad frånkoppling av industriprocesser.

Sänk elskatten på värmepumpar och elpannor i fjärrvärmesystem

Hinder för att utnyttja en flexibel samverkan mellan el och värme i fjärrvärmesystemen är bland annat energiskatten på el som begränsar möjligheten att använda el för fjärrvärmeproduktion när elpriset är lågt. För att frigöra denna flexibilitetspotential bör energiskatten på el som används för fjärrvärmeproduktion sänkas till EU:s miniminivå. Det skulle ge flera positiva systemnyttor utöver möjligheten till flexibilitet som beskrivs ovan, exempelvis minskad användning av biobränsle, och därmed lätta på trycket på den hårt ansträngda marknaden för dessa bränslen, samt att en ökad användning av elpannor skulle göra dessa tillgängliga för stödtjänstmarknaderna.

Nätregleringen behöver göras om för att stötta flexibilitet

Dagens reglering av elnätsföretagens intäkter är anpassad efter

en tidigare, tämligen statisk elmarknad med konstant elanvändning. Den gynnar främst traditionella investeringar i fysisk infrastruktur, vilket hämmar utvecklingen av mer kostnadseffektiva och flexibla lösningar. Elnätsföretagen har i praktiken svaga ekonomiska incitament att satsa på flexibilitet, digitalisering eller smart styrning, trots att dessa investeringar ofta kan frigöra kapacitet snabbare och billigare än nybyggnation. För att möta behoven i energiomställningen behöver nätregleringen uppdateras så att den premierar lösningar som bidrar till ökad kapacitet och systemeffektivitet.

Flexibla avtal ger snabbare anslutning av kunder till elnät

Ett sätt att påskynda anslutning av nya kunder och utöka befintliga abonnemang är att i ökad omfattning införa flexibla eller villkorade anslutningsavtal. Kunderna kan anslutas snabbare men under vissa tidpunkter kommer det att finnas begränsningar i kundens abonnemang. Förutsättningarna varierar mellan nätnivåer, och användandet av denna typ av avtal behöver vara välintegrerat i elnätsföretagens drift och planering av elnätet. För elnätsföretagen innebär detta ett ökat behov av över-

vakning och planering. Med hjälp av automatiserade system kan elnätet utnyttjas mer effektivt, vilket både minskar risken för störningar och gör plats för fler kunder.

Använd tillgänglig teknik för att frigöra mer kapacitet i näten

Det finns tekniska lösningar som kan öka kapaciteten i elnäten utan att bygga nytt. Internationella studier visar att det är möjligt att öka kapaciteten i befintliga nät med 10–40 procent beroende på lokala förutsättningar. Exempel på detta är anläggningar som kan stabilisera spänning, automatisk effektstyrning, energilager, ökad användning av kraftelektronik och mer kvalificerade styr- och övervakningssystem.

För att dessa lösningar ska få genomslag krävs mer erfarenhet av deras tillämpningsområden och nyttor. Mer erfarenhet kan uppnås bland annat genom tillämpad forskning och innovation. Pilotprojekt och demonstrationsanläggningar är viktiga för att testa ny funktionalitet i verkliga miljöer; särskilt inom områden som digitalisering, automatiserad styrning och integration av förnybar energi. Satsningar bör riktas mot tekniker som kan ge praktisk effekt på kort sikt. Samarbete mellan elnätsföretag,

teknikleverantörer och forskningsaktörer är nyckeln för att ta nästa steg.

Visa tydligare var kapacitet finns i elnäten

Elnätsföretagen bör ta en aktiv roll för att vägleda var ny elproduktion och industriell etablering kan ske med hjälp av publika kapacitetskarter samt förenklade processer för anslutningsförfrågningar. Interaktiva kapacitetskarter finns redan i ett 30-tal olika länder, exempelvis i Norge. Genom att öppet informera om tillgänglig nätkapacitet kan aktörer enklare utvärdera på vilka platser etablering kan ske utan omfattande förstärkningar. Ett konkret förslag är att utveckla en nationell nätkapacitetskarta. En sådan karta skulle ge både myndigheter och marknadsaktörer ett tydligt underlag för beslut och bidra till en mer effektiv och strategisk utveckling av elsystemet.

Förutsättningar för ny elproduktion inom 10 år

Vindkraft kan bidra med mer el på kort sikt men brottas med lönsamhetsproblem



SAMMANFATTANDE BUDSKAP

1. Sverige behöver mer fossilfri el för att nå klimatmål och elektrifiera industri och transporter, men investeringarna har bromsats upp.
2. Sverige har tappat i konkurrenskraft i kampen om investeringskapital till förnybar elproduktion jämfört med andra länder.
3. För att vända utvecklingen behövs en rad konkreta åtgärder såsom effektivare tillståndsprocesser, tydliga och tidiga besked från kommuner, ekonomiska incitament till kommunerna samt bättre möjligheter att prissäkra långsiktiga elavtal.
4. Landbaserad vindkraft är mest kostnadseffektiv på kort sikt, men lönsamheten är pressad av låga elpriser, av politisk osäkerhet och svårigheter att teckna långsiktiga elavtal. Investeringar i solkraft påverkas på liknande sätt.
5. Kraftvärme är viktig för vinterproduktion, men har svårt att konkurrera med billig vindkraft och höga bränslekostnader.
6. Elanvändningen har varit stabil i 20 år, trots fördubblad BNP och ökad befolkning. Prognoser för framtida elanvändning bör därför även beakta energieffektivisering.

En utgångspunkt för det här arbetet är att vi ska klara klimatmålen och bygga en konkurrenskraftig svensk industri. Det kommer att kräva mer fossilfri el.

Idag är den svenska kraftbalansen stark på årsbasis, men för att klara omställningen till ett fossilfritt samhälle, och elektrifiera industri och transporter, kommer det att behövas mer el. För att industrin ska våga satsa måste förutsättningarna på elmarknaden vara trovärdiga. Priset på den svenska elen måste vara lägre än den från fossila bränslen och lägre än elpriset i viktiga konkurrentländer, varav många ligger utanför Europa.

Det kraftslag som har kortast byggtid och därmed bäst förutsättningar att bidra med mer el på 10 års sikt är landbaserad, och delvis havsbaserad, vindkraft. Investeringskostnaden för landbaserad vindkraft har stigit de senaste åren men ligger fortsatt lågt, omkring 45 öre/kWh. Det är liknande siffror för solkraft. Ny kärnkraft skulle kosta minst det dubbla men är inte aktuellt i närtid. Se Figur 1.

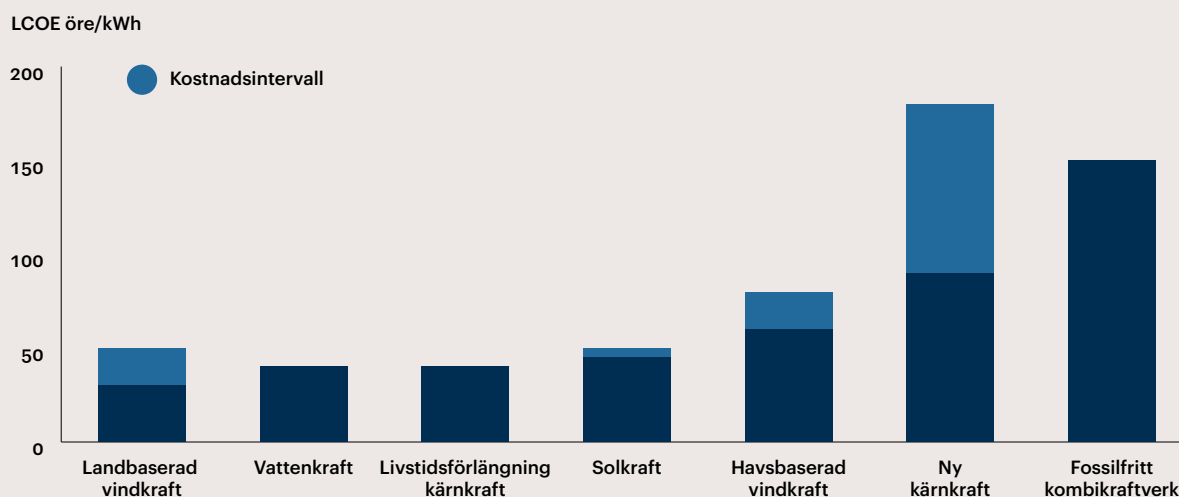
Det är inte helt trivialt att jämföra kostnader för olika kraftslag eftersom de tekniska och ekonomiska förutsättningarna skiljer sig mellan olika tekniker. De faktorer som måste beaktas är investeringskostnad, rörliga kostnader, driftsförutsättningar och

också övriga systemkostnader som krävs för att produktionslaget ska kunna leverera i elsystemet.

Vi gör ingen djupare genomgång av de olika faktorerna här, men kan konstatera att oberoende av vilket kraftslag man investerar i behöver man minst få kostnadstäckning för att verksamheten uthålligt ska kunna leverera el. Samtidigt sätts elpriserna på spotmarknaden utifrån den kortsiktiga marginalkostnaden, vilken inte tar hänsyn till anläggningens fasta kost-

FIGUR 1: Uppskattade kostnader för ny elproduktion (LCOE = Levelized Cost of Energy, förväntade kostnader för att bygga, driva och avveckla en elproduktionsanläggning, öre/kWh).

Källa: Konjunkturrådets rapport 2025, Investeringar i elproduktion för en hållbar energiomställning.



nader. Därför måste man skilja på ett kraftverks totala kostnad per kilowattimme och den rörliga kostnaden per kilowattimme.

Förutsättningarna innebär att kraftslag såsom sol och vind, som har mycket låga rörliga kostnader tränger undan dyrare kraftslag, men det innebär också att elpriserna kan pressas så att även sol- och vindkraft får en sämre intjäningsförmåga.

I diagrammet Figur 1 visas uppskattade totalkostnader för ny elproduktion. Det är dessa kostnader som minst måste täckas av intäkter från elförsäljning över tid.

Kraftig inbromsning av investeringar i ny elproduktion – konkreta åtgärder krävs

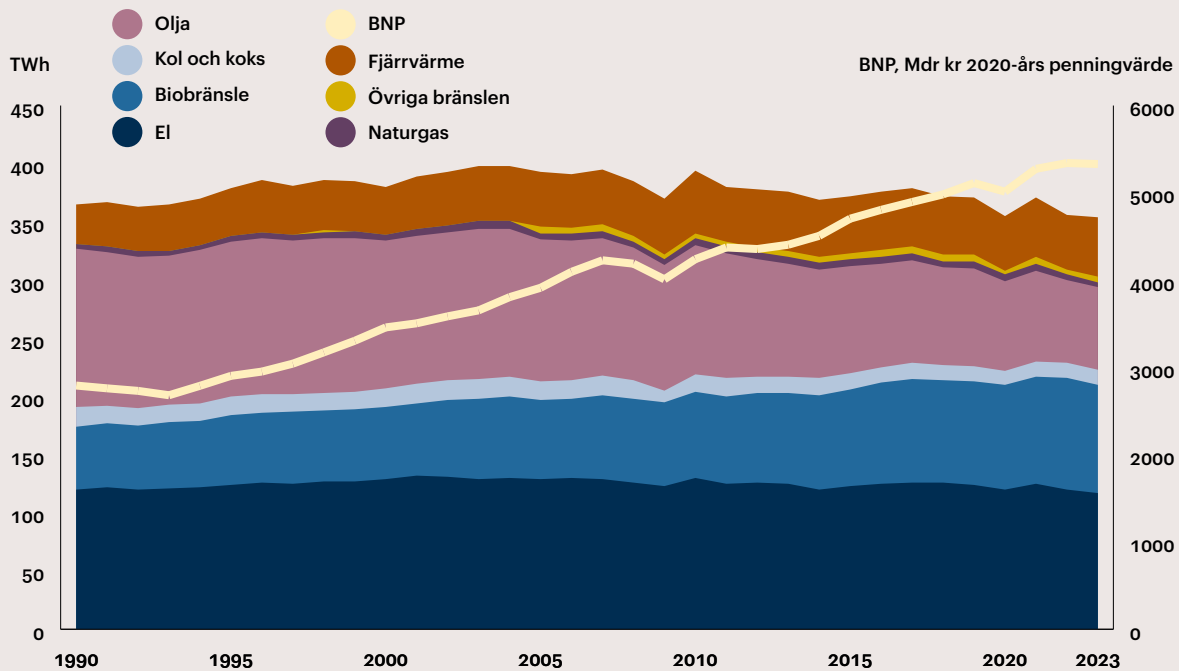
Under de senaste decennierna har investeringar i vindkraft och solkraft accelererat i Sverige, fram till 2021 med stöd från elcertifikatsystemet, men investeringarna har fortsatt även efter det. (Energimyndigheten, 2023) Nu ser vi en kraftig inbromsning. Det beror både på ett produktionsöverskott av el, som pressar priserna och gör det mindre lönsamt att investera i Sverige, och på politiska beslut. (Mia Bodin, Bodecker Partners AB, personlig kommunikation)

Sverige har en nettoexport av el som 2024 uppgick till 33 TWh, vilket är en ökning med cirka 7 TWh sedan 2021. Det beror på att elproduktionen har ökat, samtidigt som elanvändningen varit stabil.

Flera prognoser har visat på en kraftig ökning av efterfrågan på el, och det är en allmän uppfattning att elanvändningen kommer att fördubblas. Riksdagen har beslutat att Sverige ska planera för ett framtida elbehov på 300 TWh till 2045. (Sveriges Riksdag, 2024) Den avgjort största efterfrågan i dessa prognoser kommer från omställningen inom industrin där produktion av vätgas med el är en central åtgärd, men även från transportsektorns elektrifiering.

Elanvändningen kommer sannolikt att öka i takt med att industrin och transportsektorn ställer om och fasar ut fossila bränslen. Samtidigt kan vi konstatera att det sker en fortlöpande energieffektivisering och att såväl elanvändningen som den totala energianvändningen har legat på ungefär samma nivå i Sverige sedan början på 1990-talet samtidigt som BNP har fördubblats i reala termer. Se diagrammet i Figur 2. Det är ett faktum som kan vara värt att beakta i kommande prognoser om elanvändningen framöver. Under sam-

FIGUR 2: Sveriges energianvändning inklusive elanvändning har legat på samma nivå i 20 år samtidigt som BNP har fördubblats. Slutlig energianvändning i Sverige 1990–2023, TWh, och BNP, 2020-års penningvärde, miljarder kronor. Källa: Energimyndigheten energiläget, SCB statistikdatabas 2025.



ma period har även Sveriges befolkning ökat med drygt 20 procent.

Sverige har länge haft en stor trovärdighet bland investerare i ny elproduktion och attraherat utländska aktörer och kapital, framför allt inom vindkraft. Även om marknadsrisken var högre jämfört med länder som hade feed-in tariffer, exempelvis

Tyskland, ansågs den låga politiska risken och bra vindlägen kompensera för detta. Nu har konkurrensen ökat och samtidigt har även riskpremien för investeringar i Sverige ökat. Orsaker till detta är det kommunala vetot som anses vara rättsosäkert, regeringens riktade stöd till kärnkraft, förändrade villkor för stamnätets utbyggnad till havs och avstyrkan av 13 havsbaserade vindprojekt i Östersjön. Den politiska osäkerheten bedöms ha ökat och andra länder anses därför mer attraktiva.

Bland annat har både Spanien (solkraft) och Baltikum (vind- och solkraft) seglat upp som mycket intressanta för investerare. Finland, som tidigare ansågs vara en svårare marknad att investera i, har nu gått förbi Sverige, och allt fler länder ökar sin utbyggnad av förnybar elproduktion. Detta visar på att Sverige behöver bli bättre på att konkurrera om investeringskapitalet. (ELS Analysis, 2025)

Lönsamhetsproblem för landbaserad vindkraft

Långsiktiga prognoser för prisutvecklingen på elmarknaden bygger på scenarier om hur efterfrågan på el kommer att utvecklas. Prognoserna ligger i sin tur till grund för de investe-

ringsbeslut som tas. De faktiska elpriser vi nu har på elmarknaden ligger långt under vad tidigare prognoser förutspått.

Under 2021–2023 visade många prognoser att elpriserna i norra Sverige under 2025 i genomsnitt skulle ligga omkring 40 euro/MWh och från 2026 stiga mot 50 euro/MWh. Dessa prognoser har lett till många investeringsbeslut och snabb utbyggnad av ny vindkraft. De faktiska elpriserna ligger betydligt lägre, främst beroende på att en ökad efterfrågan från industrin har uteblivit då investeringar i elbaserade processer stoppats eller skjutits på framtiden. Verkligheten för vindkraftsägare i norra Sverige är ett årsmedelspotpris på 25 euro/MWh för 2024 och under 15 euro/MWh hittills i år (augusti 2025). På grund av kannibaliseringseffekten, det vill säga att priserna pressas när det blåser mycket, får man från detta dra bort 30–35 procent under 2024 och omkring 50 procent under 2025 (t.o.m. april) vilket innebär en faktisk intjäning från vindparker (utan fastprisavtal) i dessa områden på cirka 17 euro/MWh under 2024 och 7 eur/MWh hittills i år. Det är långt ifrån de kalkyler som låg till grund för investeringsbesluten. (Mia Bodin, Bodecker Partners AB, personlig kommunikation)

Dessutom har obalanskostnaderna ökat väsentligt efter införandet av ett nytt system för att balansera elnätet (mFRR EAM)

samt 15-minuters avräkning på intradagmarknaden, vilket lägger ytterligare tyngd på en redan ansträngd ekonomi hos elproducenterna.

I södra Sverige ser prisbilden bättre ut. Här har de faktiska elpriserna legat närmare tidigare prognoser och vad vindparker behöver för att vara lönsamma och uppfylla avkastningskrav. Här har problemet i stället varit en hög grad av avslag från kommuner, en hög rättsosäkerhet med sena eller i efterhand ändrade kommunala vetobeslut, samt att investerares riskanalyser behöver hantera planer på subventioner till ny kärnkraft som skulle påverka lönsamheten för övrig kraftproduktion väsentligt.

Utmaningar att ingå fastpriskontrakt försvårar för lånefinansiering för sol och vind

Det är svårt för vindkraftsbolag att prissäkra sin försäljning genom fastpriskontrakt, exempelvis PPA (Power Purchase Agreement). Det finns flera orsaker till detta.

Avgörande för prisbilden är att flera elektrifieringsprojekt och satsningar på produktion av vätgas och förnybara transport-

bränslen har pausats eller stoppats. Många av de som är kvar är inte redo att teckna längre prisavtal för elinköp.

Det är dessutom stor skillnad mellan nuvarande marknadspriser och prognoser om framtida elpriser. Det gör att det finns ett betydande prisgap mellan vad många industriaktörer är beredda att betala för sådana elavtal och till vilket pris ägare av vindparker, med lönsamhet, kan avtala om att sälja elen.

Det är också numera utmanande att teckna rimliga avtal med elhandelsbolag då priset i dessa avtal baseras på nuvarande låga elpriser, kombinerat med höga avdrag för profilriskkostnader som uppstår på grund av vindkraftens varierande produktion.

Marknadspriset för *Pay-as-Produced*-strukturer (där en park får betalt för producerad el och inte riskerar behöva köpa från marknaden för att kunna leverera enligt avtal) för vindkraft i norra Sverige ligger endast omkring 10–15 euro/MWh eller lägre, och det är långt under LCOE¹ och därmed nivåer som det går att låsa in fastpriser på.

1 LCOE = Levelized cost of energy, förväntade kostnader för att bygga, driva och avveckla en elproduktionsanläggning.

Även i södra Sverige är det svårt att säkra sina elpriser genom långsiktiga avtal, trots en generellt sett högre prisnivå. Det finns inte tillräckligt många industrier som har incitament för att ingå sådana avtal.

Det är svårt att få lånefinansiering till vind- och solparker om man inte har avtalat för en långsiktig prissäkring för åtminstone en del av den förväntade produktionen. Det kan nästan bara uppnås med bilaterala PPA:er. Marknadsplatser som Nasdaq erbjuder endast prissäkring för ett par-tre år framåt och endast för fastvolym (*baseload*). Ökade incitament för industrier att ingå PPA:er skulle hjälpa, till exempel krav på industrier i flera branscher liknande de som ställs i EU:s delegerade akter för förnybara transportbränslen, det vill säga att använda en reglering som ett verktyg att skapa en marknad. Genom att kräva att vissa industrier använder förnybar el på ett spårbart sätt, skapas ett starkare affärsincitament för både elproducenter och elkonsumenter att använda och investera i förnybar energi. Dessa krav skulle kunna införas nationellt, till exempel som ett krav för att få stöd inom klimatklivet.

Förtroendekris för havsbaserad vindkraft

Avslagen för de 13 projekten i Östersjön (Regeringskansliet, 2024) har slagit hårt mot några av de största svenska projektbolagen då utvecklingsinvesteringar på hundratal miljoner kronor blev värdelösa. Det kommer att påverka nyprojektering för havsbaserad vindkraft under en lång tid framöver. Om regeringen vill ha i gång projektering i Sverige igen kommer det att behövas tydliga åtaganden eftersom den politiska risken i Sverige är avskräckande. Få aktörer kommer efter dessa avslag att vara beredda att göra liknande satsningar i Sverige igen, och projektörer kommer att behöva få klarhet långt tidigare i om man kommer att få tillstånd eller inte.

Det har också blivit dyrare att bygga havsbaserad vindkraft. Det gäller både material och att tillståndprocessen tar mycket lång tid. Bidragande är också att konkurrensen om logistikresurser, nödvändiga för projektens genomförande, ökar eftersom fler andra länder redan bygger ut parker med mindre politiska risker och i större skala.

Ekonomiskt stöd för anslutningspunkter för stamnätet till havs är avgörande för att få ihop lönsamheten. Ett sådant stöd skulle kunna villkoras med att vindkraftparken bidrar till elsystemets stabilitet; till exempel genom att leverera el på ett mer förutsägbart sätt eller tillhandahålla systemtjänster som hjälper till att balansera elnätet. Detta bör inte detaljregleras, utan varje aktör kan själv bedöma vilken som är bästa lösningen givet förutsättningarna på platsen. Det skulle vara upp till respektive projekt om man väljer att lösa det med exempelvis batterilagring, produktion av vätgas på plats eller andra samarbeten.

För att skapa bättre förutsättningar för havsbaserad vindkraft har en statlig utredning nu föreslagit att Sverige, likt många av våra grannländer i norra Europa, ska övergå till ett auktionssystem för vindkraft till havs. Det innebär att staten i ett tidigt skede kan peka ut områden där det är lämpligt och önskvärt att bygga ut vindkraften. Det skulle minska risken i tillståndsprocessen. (Regeringskansliet, 2024) Några beslut i frågan har ännu inte tagits (september 2025). Det bör i sammanhanget också påminnas om att Sverige, trots vår långa kustlinje, i princip inte har någon havsbaserad vindkraft.

Ny kärnkraft kräver stöd och det påverkar investeringar i annan elproduktion

Inom detta projekt diskuterar vi förutsättningarna på elmarknaden på 10 års sikt. I detta tidsperspektiv kommer inte ny kärnkraft att få genomslag.

En faktor som däremot kommer att ha inverkan på elförsörjningen inom en tioårsperiod är *beslut* om ekonomiskt stöd till ny kärnkraft. Det kommer att påverka investeringsviljan i andra kraftslag, inte minst vindkraft som på kort sikt har störst möjlighet att bidra med ökad elproduktion.

Ett argument för att bygga nya reaktorer är att det ska leda till en mindre volatil, mer stabil elmarknad. Så är inte fallet. Sveriges elsystem är ihopkopplat med många andra länders på en internationell marknad där sol- och vindkraft fortsätter att byggas ut. Därför kommer Sverige fortsatt att ha varierande elpriser och stort behov av flexibilitet. Detta gäller även om vi bygger nya reaktorer i Sverige.

Kraftvärme brottas med lönsamhetsproblem

Kraftvärmen brottas idag med lönsamhetsproblem och det finns en risk för att kraftvärmeverk stängs. Det beror både på höga bränslekostnader till följd av kriget i Ukraina och EU:s önskan att vara oberoende av rysk gas och olja, samt att billig vindkraftsel har minskat produktionsutrymmet för kraftvärme. Ytterligare en sak som begränsar kraftvärmens bidrag i elsystemet är att fjärrvärmeföretagen oftast måste prioritera värmeproduktion framför elproduktion.

Kraftvärmen fyller en viktig roll i elsystemet. Den bidrar med viktiga systemtjänster och möjliggör styrbar elproduktion. Den producerar som mest el när både el- och värmebehovet är som störst vintertid. Kraftvärme är en brygga mellan el- och värmesystemet och utgör därför en viktig flexibilitetsresurs. Även värmepumpar i fjärrvärmenäten bidrar med flexibilitet och kan därmed höja värdet på den icke-planerbara elproduktionen. Kraftvärmens och fjärrvärmens roll i elsystemet diskuteras vidare i avsnitt "Samverkan mellan el och värme i fjärrvärmesystem" på sida 27.

Försämrade förutsättningar för solkraften

På solelmarknaden investerar både kommersiella aktörer och privatpersoner. Solceller placeras ofta på hustak, men antalet stora solparker på mark har ökat. Förutsättningarna för solel är sämre än under åren med höga elpriser, i synnerhet för takinstallationer. För privatpersoner påverkar också det osäkra ränteläget som gör att de inte gärna investerar i solel just nu.

Solparker är en annan marknad. De byggs av kommersiella aktörer för produktion av el till försäljning, ofta med PPA-kontrakt. Det är dock mycket svårt att hitta motparter till dessa kontrakt, på samma sätt som tidigare beskrivits när det gäller vindparker.

Solkraften i södra Sverige är också hårt drabbat av kannibalisering, till stor del på grund av kraftig utbyggnad i Tyskland och Nederländerna. Dessutom har stigande obalanskostnader drabbat solparker hårt då de är mycket svåra att prognosticera på 15-minutersnivå. Lönsamheten i solparker är ansträngd och många projektutvecklare och investerare tvekar inför fler projekt. Nättarifferna och möjlighet för anslutning till elnäten är också en utmaning för solkraftinstallationer.

Vattenkraft – en viktig tillgång i omställningen av energisystemet

Vattenkraften utgör en stor och viktig del i det svenska elsystemet och svarar för ungefär 40 procent av elproduktionen. Vattenkraften är den viktigaste reglerresursen i det svenska elsystemet vilket diskuteras vidare i kapitlet om flexibilitet.

Under de kommande 20 åren ska all svensk vattenkraft omprövas för moderna miljövillkor. EU:s vattendirektiv, som implementerades i svensk lag 2004, innebär utmaningar för vattenkraftens framtid. Genom den nationella planen för omprövning av vattenkraft (NAP), som antogs 2020, skulle miljövillkoren för vattenkraftverk omprövas för att förbättra den lokala vattenmiljön, men med ett riktvärde om en maximal förlust av elproduktion på 1,5 TWh per år. Kritiker har dock varnat för att dessa miljöåtgärder, som krav på minimitappning och fiskvägar, riskerar att leda till betydligt större produktionsförluster, potentiellt uppemot 5–10 TWh per år, vilket skulle minska både elproduktionen och reglerförmågan i ett system som alltmer behöver flexibilitet.

Regeringen har därför agerat för att balansera dessa intressen. I maj 2024 förlängdes pausen för omprövningarna till den 1 juli

2025, en åtgärd som inleddes i december 2022. Regelverken har nyligen uppdaterats genom ändrade förordningar i syfte att uppnå de ursprungliga målen för den nationella planen.

Syftet är att ge tid att analysera elsystemets behov och revidera regelverken så att vattenkraftens nytta, inte bara för elproduktion utan också för reglering och möjlighet till ö-drift vid störningar i det nationella nätet, tas till vara. De etablerade vattenkraftverken har ofta värden såsom bidrag till kulturmiljö och naturmiljö för både människor och djur som måste vägas gentemot den lokala vattenmiljön.

Tvärt emot utvecklingen att minska vattenkraftens effekt och energileveranser finns två skäl att i stället öka effekten i existerande vattenkraftssystem. Det ena är att de mer extrema nederbördsepisoder som förväntas följa av den globala uppvärmningen kräver kapacitet att leda större flöden nedför vattendragen. Det andra är att det ekonomiska värdet av att kunna variera effekten ökar med mer sol- och vindel.

Framöver kommer vattenkraftens roll att fortsätta utvecklas i takt med att elsystemet förändras. Med en växande andel väderberoende elproduktion och ökad elektrifiering av samhället blir dess förmåga att leverera både baskraft och reglerkraft allt

viktigare. Samtidigt måste Sverige navigera de miljömässiga och rättsliga krav som vattendirektivet innebär för att säkerställa en hållbar framtid för både elproduktionen och den lokala vattenmiljön. Detta kräver en noggrann avvägning mellan olika samhällsintressen, där vattenkraftens unika egenskaper inte får underskattas.

Flexibilitet – hantering av variabilitet

Det finns lösningar för alla
flexibilitetsbehov



SAMMANFATTANDE BUDSKAP

- Flexibilitet är avgörande för att hantera variationer i elproduktion och efterfrågan, och för en fortsatt utveckling och utbyggnad av elsystemet, oberoende av teknikval.
- Vi kan visa att det potentiellt finns resurser för att hantera alla de flexibilitetsbehov som kan identifieras under normal drift.
- Variationer i elsystemet kan delas in i: "sällan förekommande", "ofta förekommande" och "uthålliga" variationer, som alla kräver olika lösningar.
- I debatten ligger ett stort fokus på hur vi ska klara "sällan-händelser", men de största utmaningarna ligger i hur vi ska klara uthålliga variationer på flera dygn upp till en vecka.
- Existerande resurser som vattenkraft, fjärrvärmesystem, batterier, elbilar och industriella processer kan gemensamt bidra till ökad flexibilitet.
- Fjärrvärmesystemens koppling till el är särskilt viktig för att hantera uthålliga variationer kostnadseffektivt, som ett komplement till vattenkraften.
- Vätgasproduktion och vätgaslagring är en framtida flexibilitetsresurs för uthålliga variationer.
- Industri och fastigheter har stor outnyttjad potential att bidra med efterfrågefleksibilitet.
- En välfungerande energy-only-marknad är den viktigaste förutsättningen för investeringar i flexibilitet som hanterar ofta förekommande och uthålliga variationer.

I detta kapitel diskuterar vi vilka olika behov av flexibilitet som finns under normal drift och vilka lösningar som finns att tillgå. Vi kan konstatera att det potentiellt sett finns lösningar för alla identifierade flexibilitetsbehov. Samtidigt vill vi understryka att det behövs mer kunskap och forskning, både om behoven och om hur de olika flexibilitetsresurserna ska aktiveras och samordnas.

Behovet av flexibilitet ökar i det svenska elsystemet

Flexibilitet i elsystemet blir allt viktigare i takt med att förutsättningarna för både elproduktion och elanvändning förändras. Hittills har elsystemet i huvudsak balanserats genom att produktionen har anpassats till efterfrågan med vattenkraften som den främsta reglerresursen. Men i ett system där en växande andel av elen kommer från väderberoende källor som vind- och solkraft finns inte förutsättningarna för att styra produktionen på samma sätt. Det innebär att andra delar av elsystemet måste bli mer flexibla.

Samtidigt förändras efterfrågan i grunden. Elektrifieringen av transporter, industri och uppvärmning förväntas driva

upp både elförbrukningen och behovet av effekt, vilket ökar belastningen på elsystemet. För att fortsatt ha ett kostnads-effektivt och leveranssäkert elsystem spelar därför en ökad flexibilitet en avgörande roll.

Ökad flexibilitet bidrar till att dämpa effekterna av alltmer volatila elpriser. När elproduktionen varierar kraftigt beroende på väderförhållanden blir priset på el mer rörligt. Genom att anpassa förbrukningen till tider med lägre priser kan både hushåll och företag minska sina kostnader, samtidigt som elsystemet avlastas.

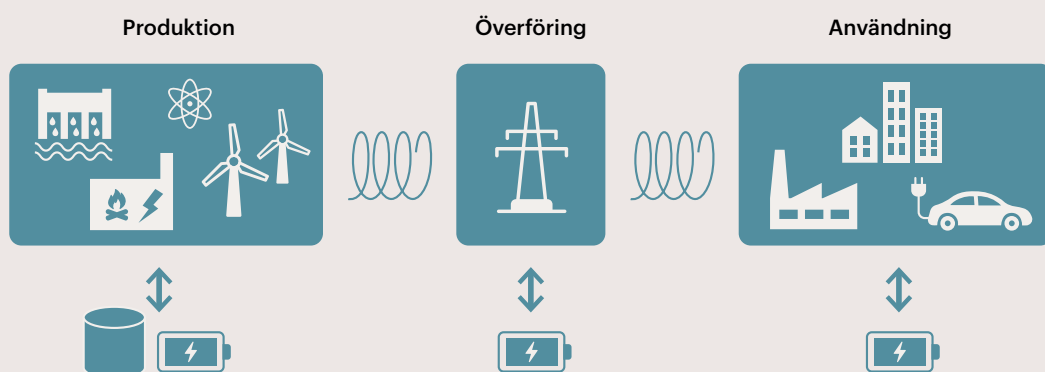
Flexibilitet är också ett verktyg för att hantera lokala nätbe-gränsningar. Genom att styra elanvändningen i tid och rum kan man minska behovet av omfattande nätutbyggnad och samtidigt möjliggöra att fler kunder kan anslutas till elnätet. Detta är särskilt viktigt i ett system där utbyggnaden av el-nätet inte alltid hinner med den snabba utvecklingen av ny elproduktion och elanvändning.

Mängden kärnkraft i det framtida elsystemet kommer att ha en liten påverkan på elprisernas volatilitet i Sverige. Sol- och vindkraft är de billigaste kraftslagen och byggs ut i våra grannländer, och eftersom vi är sammankopplade med dem

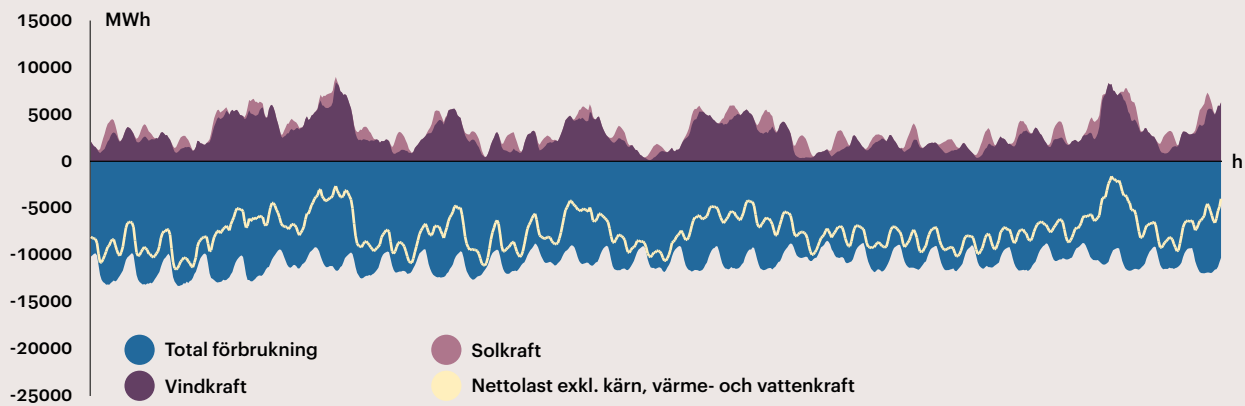
kommer detta ofrånkomligen att innebära volatila elpriser även i Sverige. Ett ökat behov av flexibilitet är alltså troligt oberoende av vilka beslut som tas om elproduktionen i Sverige. (Göransson, 2025)

För att illustrera de variationer vi har redan idag, visas i diagrammen hur efterfrågan och produktionen med sol och vind har varierat per timme under juli 2024 (Figur 4) respektive januari 2025 (Figur 5). Nettovariationen, det vill säga elanvändningens variation minus den väderberoende produktionen i sol- och vindkraft, visas som en linje. Det är nettovariationen som behöver hanteras.

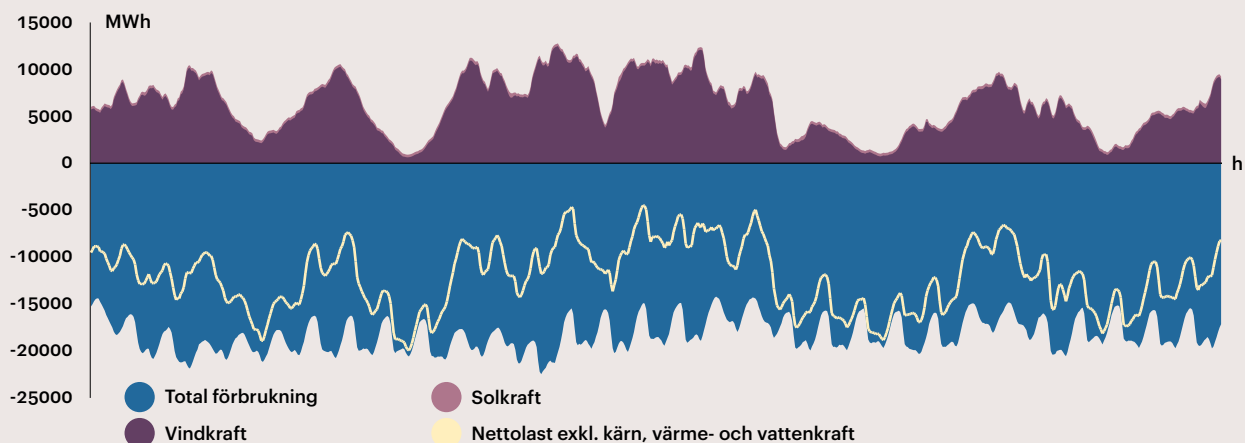
FIGUR 3: Hela elsystemet måste, och kommer att bli mer flexibelt i den omställning som nu sker. Det finns många konstruktiva och kostnadseffektiva lösningar för detta.



FIGUR 4: Variabel elproduktion och användning, samt den variabla nettolasten per timme, juli 2024. Källa: Svk.



FIGUR 5: Variabel produktion och användning, samt den variabla nettolasten per timme, januari 2025, Källa: Svk.



Olika flexibilitetsbehov kräver olika lösningar

Flexibilitet handlar om att kunna hantera variationer i produktion och konsumtion av el i olika tidsperspektiv för att hålla effekt- och

energibalansen i elsystemet. Vi har analyserat hur olika flexibilitetsresurser kan möta olika behov som uppstår i elsystemet. Nedanstående analys är baserad på forskningsartikeln "Balancing Electricity Supply and Demand in a Carbon-Neutral Northern Europe". (Göransson, 2023) I artikeln undersöks i vilken utsträckning olika typer av variationer kan förväntas uppstå i elsystemet när sol- och vindkraft byggs ut ytterligare för att möta elektrifieringen av transport och industrisektorerna. (Metodiken beskrivs i bilaga 2.)

Variationerna som uppstår i elsystemet under normal drift kan delas in i tre olika typer, se Tabell 1.

Utöver dessa förekommer även mycket snabba variationer inom timmen som framför allt är viktiga för systemstabilitet. Systemstabilitet behandlas inte närmare i denna rapport, men det finns andra analyser (se exempelvis Energiforsk-rapporten "Elsystemets stabilitet – Funktion, betydelse och säkerställning", NEPP rapport 2024-1057, maj 2025) som kommit fram till att de flexibilitetsresurser som berörs i denna rapport också kan ge viktiga bidrag till systemstabilitet. I sammanhanget kan nämnas att också kravställning för detta behövs, vilket Svk:s rapport "Driftsäkerhet i kraftsystemet – framtidens behov och förmågor" från augusti 2025, belyser.

TABELL 1: Variationerna som uppstår i elsystemet under normal drift kan delas in i tre olika typer.

”Sällan förekommande”	”Ofta förekommande”	”Uthålliga”
Ovanligt stora variationer som kräver flexibilitetsresurser med låg investeringskostnad för inmatning respektive uttag av el.	Återkommande variationer som kräver flexibilitetsresurser med hög verkningsgrad och låga kostnader för inmatning respektive uttag av el.	Långvariga variationer, exempelvis när det blåser i flera dygn, som kräver variationsresurser med låg kostnad för energilagring.

TABELL 2: Kategorisering av olika flexibilitetsbehov i ett elsystem med betydligt mer sol och vind inom en tioårsperiod. Se Figur 6 och Bilaga 2. Källa: Lisa Göransson, Chalmers tekniska högskola, 2025, baserat på (Göransson, 2023).

Typ av flexibilitetsbehov	Amplitud	Tid	Förekomst
Sällan-behov	4 GW + 2 GW	1-4 h 1-96 h	12 ggr/år (ljusblå box) 4 ggr/år (blå box)
Ofta-behov	6 GW	1-20 h	365 ggr/år (orange box)
Uthålliga behov	4 GW + 11 GW	1-72 h 1-168	52 ggr/år (grön box) 12 ggr/år (mörkgrön box)

Variationernas karaktär avseende amplitud, frekvens och uthållighet redovisas i diagrammet i Figur 6. Det är ett tredimensionellt diagram som belyser amplitud, förekomst och uthållighet av olika typer av flexibilitetsbehov under normal drift. Vi använder diagrammet för att illustrera vilka behov olika flexibilitetsresurser behöver kunna möta. Därefter diskuteras vilka flexibilitetsresurser som finns, eller potentiellt finns tillgängliga i Sverige, och vilken roll de kan spela för att hantera ett variabelt elsystem.

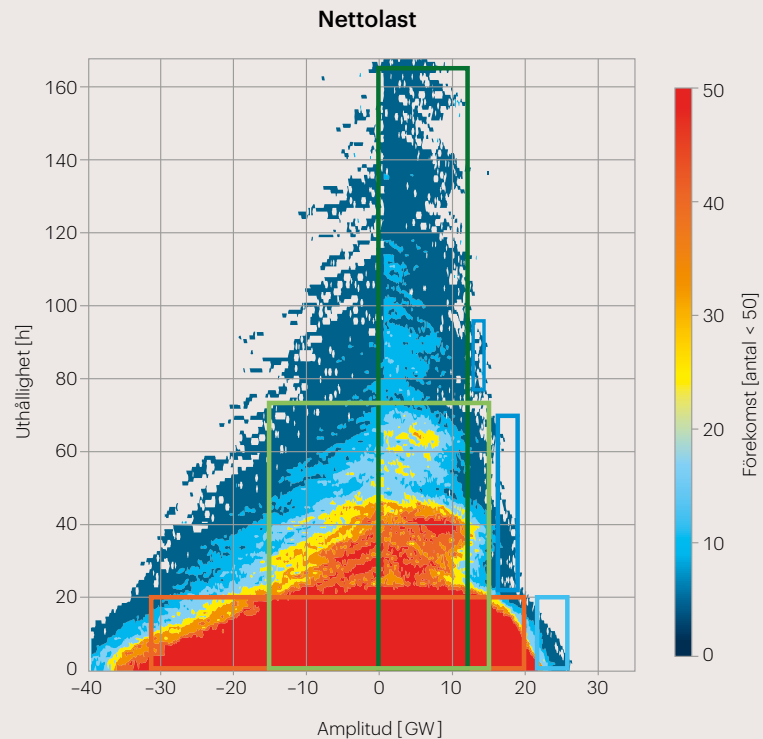
De olika flexibilitetsbehoven kan kvantifieras enligt Tabell 2. Som vi skrev inledningsvis är detta en första ansats för att kategorisera olika flexibilitetsbehov och att mer forskning och kunskap behövs på området.

Tillgängliga flexibilitetsresurser inom 10 år

Olika tekniker för flexibilitet i elsystemet kan delas in i elproduktion, elanvändning och lagring av elenergi. Lagring av el kan ske i batterier, vattenmagasin, som värme i fjärrvärmesystem, pumpkraft eller som vätgas. Många resurser kan rent tekniskt användas till flera kategorier av variationer men är bara *kostnadseffektiva* att använda i en av dem – exempelvis batterier som bara är kostnadseffektiva att använda "ofta" – eller är mycket mer *värdefulla* att använda i en av dem – exempelvis vattenkraft som är mest värdefull för "uthålliga variationer". Nedan är en övergripande genomgång av de olika flexibilitetsresurser som finns tillgängliga i det svenska elsystemet idag, fördelat på de olika behov som vi identifierat i Figur 6.

När vi summerar de olika flexibilitetsresurserna relativt behoven kan vi konstatera att det potentiellt finns en lösning för alla de flexibilitetsbehov vi kan identifiera under normal drift, vilket visas nedan.

FIGUR 6: Behovsanalys uttryckt i form av nettolast (elbehov reducerat med vindkraft och solelproduktion) för ett framtida Sverige efter elektrifiering av transport- och industrisektorerna och med betydligt mer sol- och vindkraft. Metodiken beskrivs i Bilaga 2. Källa: Lisa Göransson, Chalmers tekniska högskola, 2025, baserat på (Göransson, 2023).



I Figur 6 visas resultatet från en behovsanalys av olika flexibilitetsbehov baserat på (Göransson, Balancing Electricity Supply and Demand in a Carbon-Neutral Northern Europe, 2023).

Diagrammet ska läsas tredimensionellt såsom att:

- **x-axeln** visar utbredningen i effektbehov, "amplitud" där negativa värden = överskott av el, positiva = underskott av el
- **y-axeln** visar hur länge effektbehovet existerar, d.v.s. "uthållighet"
- **färgen** anger hur frekvent behoven uppstår, där rött visar ofta förekommande och mörkblått visar sällan förekommande

Utifrån bilden kan vi identifiera behovet av flexibilitetsresurser motsvarande kategorierna i

Tabell 1, ovan. Sällan-behov (blå boxar) och de uthålliga behoven (gröna boxar) har delats in i två grupper med kortare respektive längre uthållighet.

I Figur 6 överlappar flera boxar varandra i och med att uthålliga resurser också kan hantera mindre uthålliga variationer om de finns på plats i systemet. Samtidigt är de uthålliga resurserna ofta mer värdefulla för att hantera just de uthålliga variationerna och därför ofta inte kostnadseffektiva för att enbart hantera variationer med kortare uthållighet.

Det innebär att till exempel resurser för att täcka ofta förekommande variationer (orange box) enbart behöver motsvara den del av den orangea boxen som inte också täcks av uthålliga resurser (gröna boxar). Tabell 2 sammanfattar behoven i de tre kategorierna.

Vattenkraft

Vattenkraften är den viktigaste reglerresursen och står för majoriteten av all balansering som sker i Sverige. Vattenkraften bidrar både i tidsintervall på någon minut, över dygnet, veckor och mellan säsonger. Vattenkraften har begränsningar genom tillstånd, årstidsvariationer samt fysiska begränsningar, inklusive begränsningar i överföringskapacitet mellan norra och södra Sverige. Vattenkraftens produktion varierar över året och ligger mellan 2 500 och 14 000 MW. Den maximala magasinsvolymen i Sverige motsvarar cirka 34 TWh.

Pumpkraftverk

I Sverige finns det för närvarande tre pumpkraftverk i drift. Samtliga ägs eller drivs av Fortum och ligger i Värmland:

1. **Kymmen:** Har en pumpkapacitet på 53 MW. Fallhöjden är 85 meter.
2. **Letten:** Har en kapacitet på 38 MW med två aggregat som vardera omfattar pump, turbin och en gemensam motor-generator. Fallhöjden är cirka 190 meter.

3. **Eggsjön:** Har en kapacitet på 0,4 MW och en pumphöjd på 18 meter.

Fortum arbetar för närvarande med tre förstudier för nya pumpkraftverk i västra Sverige (Värmland och Dalarna). Målet är att ha minst ett i drift innan 2035.

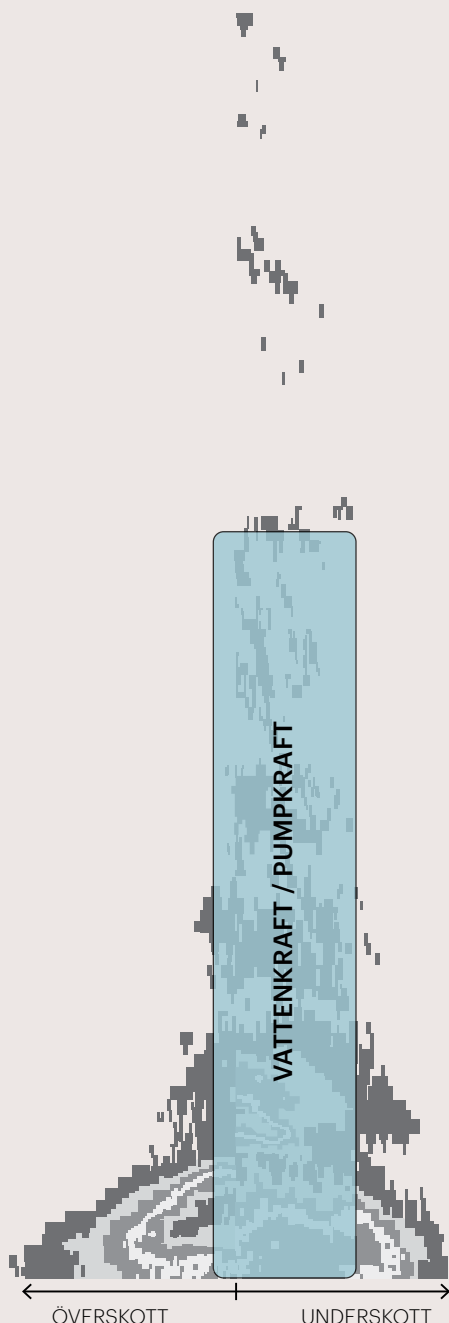
Vattenfall undersöker förutsättningarna för att ta Juktans pumpkraftverk i drift igen. Förstudien har visat positiva resultat. Om allt faller väl ut, kommer Juktan att bli Sveriges största pumpkraftverk med en kapacitet på 315 MW med planerad driftstart 2033.

I Figur 7 illustreras vilken roll vattenkraft och pumpkraft kan spela för att möta olika flexibilitetsbehov. Vattenkraften är värdefull som uthållig flexibilitetsresurs.

Samverkan mellan el och värme i fjärrvärmesystem

Fjärrvärmesystemen spelar en viktig roll genom att integrera flera olika tekniker som kan samverka och anpassas efter elsystemets variationer. Dessa är primärt kraftvärme, värmeackumulatorer, värmepumpar och elpannor.

FIGUR 7: Vattenkraft och pumpkraft kan möta flera behov av flexibilitet inklusive uthålliga flexibilitetsbehov.



Den svenska fjärrvärme-produktionen kan reagera på elpriset och växla mellan en elanvändning på 1 500 MW (maximal drift av elpannor och värmepumpar samt ingen elproduktion från kraftvärme) och en elproduktion på 2 900 MW (maximal kraftvärmedrift samt ingen drift av elpannor och värmepumpar). På så sätt kan fjärrvärmesektorn bidra till balanseringen av elsystemet oavsett om utbudet och efterfrågan på el är högt eller lågt. (Energimyndigheten, 2023)

Kraftvärmeverk kan bidra som en uthållig flexibilitetsresurs under längre vindstilla perioder, men

eftersom de flesta fjärrvärmeleverantörer behöver prioritera värmeleveranser, kan kraftvärmen behöva kombineras med en hetvattenackumulator. Det finns ingen aktuell statistik över hur många eller vilken kapacitet det finns idag men enligt en undersökning från 2016 har närmare 80 procent av alla fjärrvärmesystem någon form av lager. Därutöver finns bergrumslager för lagring av varmvatten. (Energiforsk, 2024) Vår uppskattning är att lagringsvolymen uppgår till några tiotals GWh. Att lagra energi i en hetvattenackumulator är ett komplement till batterier. Eftersom lagring av hetvatten är en enklare teknik och kan hantera större energivolymer än batterier, så är också investeringskostnaderna betydligt lägre. Förutom lagring av hetvatten så pågår även utveckling av lagringsteknik för högre temperaturer i olika medier, vilket kan tillämpas i fjärrvärmenät men också i industrin. Exempel på detta är lagring i sand (Polar Night Energy, Finland), smältsalt (Hyme, Danmark) och eldfast tegel (Rondo Energy, USA).

Ett alternativ till hetvattenackumulatorer är att värmeverket kompletteras med en extra värmepanna som kan utgöra en flexibilitetsresurs för värmen, så att elproduktionen kan maximeras i kraftvärmeverket. I de fall fjärrvärmesystemet inkluderar värmepumpar eller elpannor kan dessa också bidra till uthållig

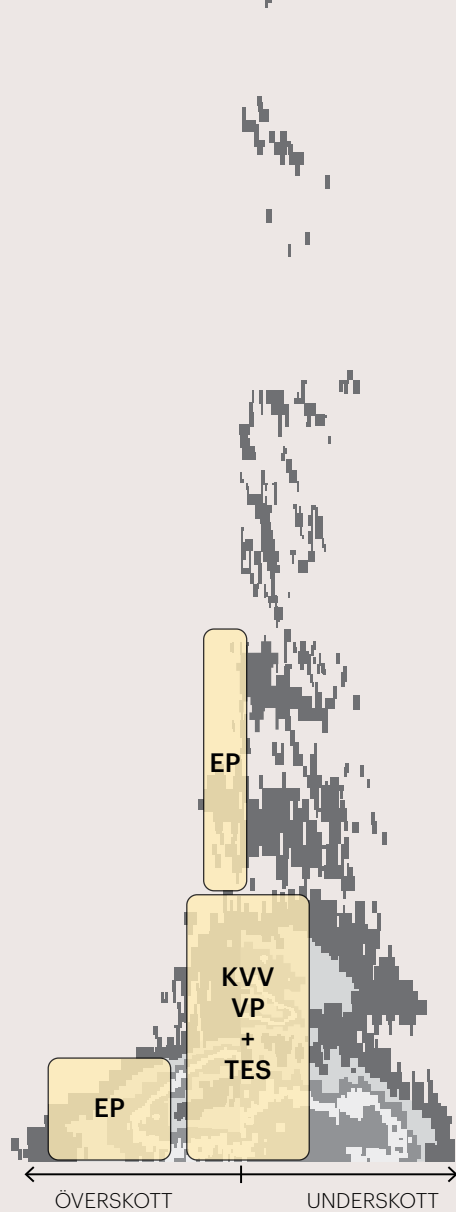
flexibilitet. Värmepumpar kan dra ned på elanvändningen när elpriserna bli mycket höga och ersättas med värmelager eller värmepannor. Elpannor används vid låga elpriser för ökad värmeproduktion mot nät och eventuella lager.

I Figur 8 illustreras vilken roll sektorskoppling inom fjärrvärmesystem kan spela för att möta olika flexibilitetsbehov. Sektorskoppling är ett viktigt komplement till vattenkraft som en uthållig flexibilitetsresurs.

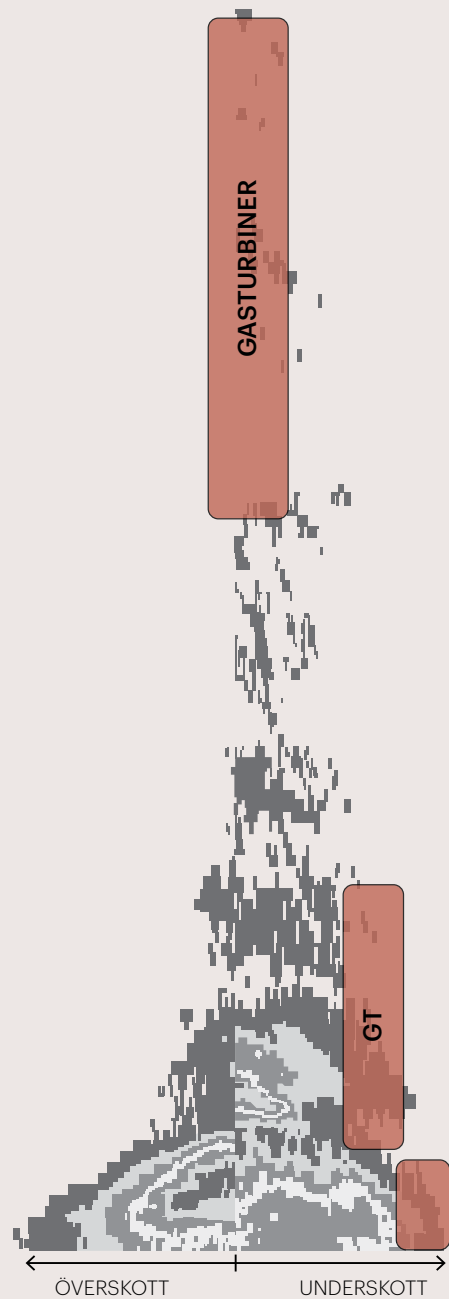
Gasturbiner – reservkraft för variationer som inträffar sällan

Gasturbiner har låga investeringskostnader relativt annan kraftproduktion men är dyra i drift på grund av höga bränslekostnader. De används därför främst som reservkraft och aktiveras vid störningar eller överbelastningar. En gasturbin drivs av strömmande förbränningsgaser. Vanligt bränsle är olja eller naturgas, men de kan även drivas med exempelvis förgasade eller flytande biobränslen. De flesta gasturbiner som finns i elsystemet idag ingår i Svenska kraftnäts upphandling inom resurser för överbelastning. Det finns ytterligare några reservaggregat som ägs av Uniper. Det finns endast ett fåtal gasturbiner i

FIGUR 8: Samverkan mellan el och värme kan möta flera flexibilitetsbehov men är ett viktigt komplement till vattenkraftens uthålliga produktion. EP = Elpannor, KVV = kraftvärmeverk, VP = värmepumpar, TES (Thermal Energy Storage) = värmelager.



FIGUR 9: Gasturbiner är lämpliga för att möta flexibilitetsbehov som uppstår sällan.



kontinuerlig drift, exempelvis Rya kraftvärmeverk i Göteborg. Öresundsverket i Malmö, som var under nedmontering, har nyrestaurerats och ingår nu i Svenska kraftnäts ödriftberedskap i Malmö. Rya och Öresundsverket är båda så kallade kombikraftverk, det vill säga att de har både en gasturbin och en ångturbin.

I Figur 9 illustreras vilken roll gasturbiner kan spela för att möta olika flexibilitetsbehov. Gasturbiner är främst lämpade för flexibilitetsbehov som uppstår sällan.

Batterier hanterar frekventa och kortvariga variationer

Batterier blir en allt viktigare flexibilitetsresurs i elsystemet. Batterier har låga kostnader för i- och urladdning med hög verkningsgrad, men hög kostnad för energilagring. Därför passar batterier för att hantera variationer som förekommer ofta och med kortare uthållighet.

Batterier bidrar med olika nyttor beroende på var de placeras och hur de styrs. De kan placeras på olika platser i elsystemet, i transmissions- eller distributionsnät, eller bakom mätaren hos

FIGUR 10: Batterier är lämpliga för att möta flexibilitetsbehov som uppstår ofta men och med kort uthållighet.



producenten eller konsumenten. (CheckWatt AB, 2024) Utvecklingen går snabbt i takt med att kostnaden för batterier faller. Kapaciteten har fördubblats på två år och väntas fortsätta öka i takt med att fler stora projekt planeras, särskilt i anslutning till sol- och vindparker.

Utvecklingen har främst drivits av marknaden för stödtjänster. Vid årsskiftet 2024/25 fanns det ungefär 800 MW installerad batterikapacitet tillgängliga för Svk:s stödtjänstmarknader (Energimyndigheten, 2025) I Figur 10 illustreras vilken roll batterier kan spela för att möta olika flexibilitetsbehov.

TABELL 3: Flexibilitetspotential från industrisektor. Källor: DNV (DNV, 2023) och Power Circle. (Power Circle AB, 2022) Bearbetat av IVA 2025.

Industrisektor	Flexibel process	Flyttbar potential (MW)	Uthållighet (h)	Reduktionspotential (MW)
Massa- och pappersindustri	Raffineringsprocess	1 030	1,5	1 030
Stålverk	Elektrisk ljusbågsugn		2	180
Aluminium	Aluminiumelektrolys		4	65
Kemi	Kloralkaliprocess och oljeproduktion		2	65
Cement	Cementkvarnar		2	34
Industri med egen produktion	Reservkraft	6		
Datacenter	Ventilation och kyla		1	23
Summa				Cirka 1 400

Batterier lämpar sig bäst för flexibilitetsbehov som uppstår ofta och med kort uthållighet.

Industrin kan bidra med efterfrågefleksibilitet

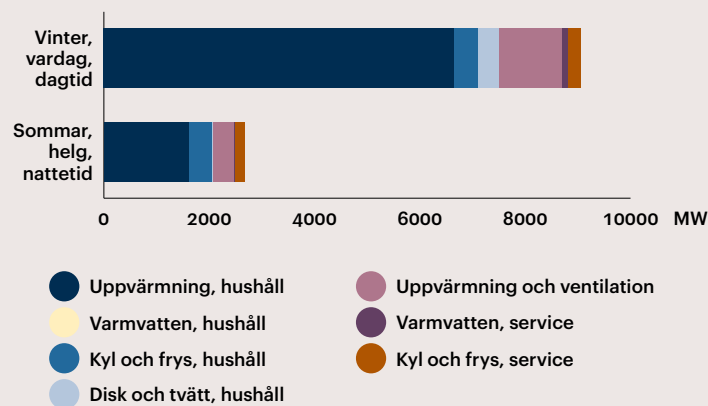
Industrin har en betydande, men till stor del outnyttjad, potential att bidra med efterfrågefleksibilitet i elsystemet. Större industrier kan generellt sett vara flexibla med 5–15 procent av sin elanvändning utan att det kräver stora investeringar. Elintensiva branscher som massa- och pappersindustri, stål- och kemiindustri har särskilt goda förutsättningar att bidra. (Energimyndigheten, 2025)

Faktorer som påverkar möjlig flexibilitet i industrin (Power Circle AB, 2022):

- Många industriprocesser måste köras på jämn last och förlorar i verkningsgrad och lönsamhet vid långa eller upprepade uppehåll.
- Många industrier saknar överkapacitet och lager som krävs för flexibel drift. Kostnaden för flexibilitet blir därför hög på grund av kostnaden för förlorad produktion.
- Bristande kompetens om hur processer kan köras utifrån flexibilitetsbehov, och hur nya marknader för lokal flexibilitet fungerar.
- Marknadens utformning spelar roll. Intresset för kortare eller valfri uthållighet är större än för reglerkraftmarknaden där uthålligheten måste vara minst en timme.

Det är viktigt att fortsatt uppmuntra företag att öka sina intäkter och minska sina kostnader på sätt som minskar samhällets totala kostnader. Detta kan göras genom att köpa och sälja el under dagen för att balansera utbud och efterfrågan i realtid, inte bara handla på dagen före marknaden. När elpriserna är mycket höga kan det för vissa verksamheter vara bättre att tillfälligt stoppa produktionen för att undvika förluster.

FIGUR 11: Maximal och minimal apparat- och maskinberoende flexibilitetpotential för hushåll och servicefastigheter, MW, baserat på uppskattning gjord av DNV 2021. (Power Circle AB, 2022).



TABELL 4: Uppskattning av flexibilitet som kan möjliggöras inom servicesektorn dagtid. Källa: DNV, 2023 (DNV, 2023)

Typ av last	Flyttbar potential (MW)	Uthållighet (h)	Återhämtning (h)	Reduktionspotential (MW)
Uppvärmning och ventilation	960	1	2	48
Kylning	75	1	2	-
Belysning	-	-	-	61
Summa	1 035	-	-	109

I Tabell 3 återges uppskattningar för möjlig flexibilitet i några olika industribranscher och industriprocesser hämtade från DNV och Power Circle. Läs gärna mer i dessa rapporter.

Vätgas är en potentiell flexibilitetsresurs

Elbaserad vätgasproduktion genom elektrolys av vatten förväntas spela en viktig roll i framtidens energisystem, särskilt för att fasa ut fossila bränslen och insatsvaror inom industrin, och för framställning av elektrobränslen. I detta sammanhang kan vätgas ses som en potentiell flexibilitetsresurs. Genom att anpassa produktionen efter tillgången på el, exempelvis genom att undvika vätgasproduktion vid låg tillgång på förnybar el, kan vätgasproduktionen bidra till att balansera elsystemet. För att denna flexibilitet ska realiseras krävs dock att produktionsanläggningarna är utformade med överkapacitet i elektrolysörerna och kopplade till lager eller till en flexibel industriprocess. Pilotprojektet Hybrit har visat att storskalig lagring av vätgas är tekniskt möjlig och säker.

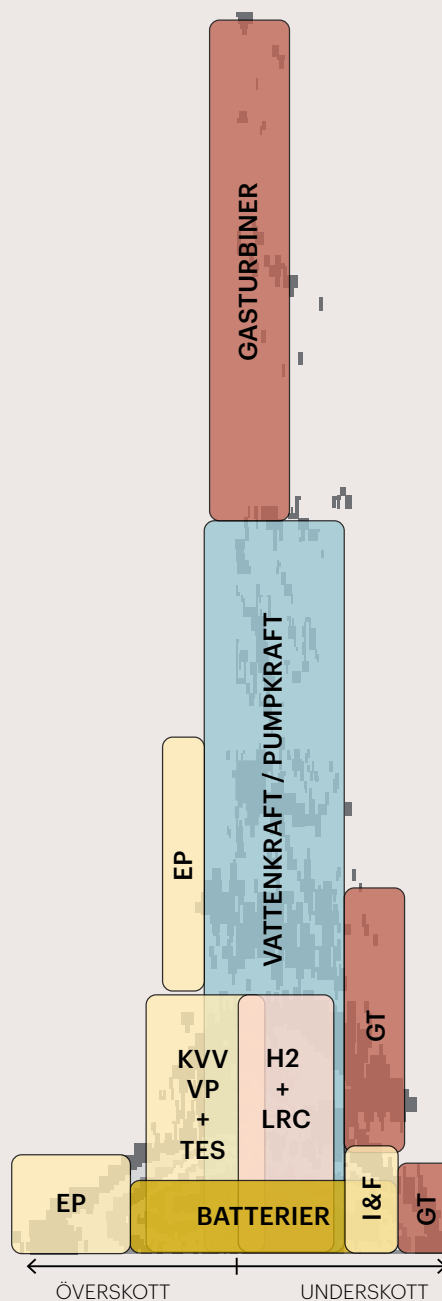
Efterfrågefleksibilitet i hushåll och service

Effektbehovet hos slutkonsumenter kan delas in i: "personberoende effektbehov" samt "apparat- och maskinberoende effektbehov". Det personberoende behovet utgör i princip hela dygnsvariationen av samhällets effektbehov och ungefär hälften av toppeffektbehovet under kalla vinterdagar. Det apparat- och

FIGUR 12: Efterfrågefleksibilitet, inklusive potentiell vätgasproduktion med lager inom industrin, kan möta flera flexibilitetsbehov. I = industri, F = fastigheter, H2 = vätgasproduktion med elektrolys, LRC (LRC = Line Rock Caverns) = bergumslager för vätgas.



FIGUR 13: Summeras alla potentiella flexibilitetsresurser i samma diagram täcker de in alla de flexibilitetsbehov som kan bedömas uppstå under normal drift.



maskinberoende effektbehovet, som innefattar uppvärmning av luft och vatten, ventilation, kyl och frys, kan i större utsträckning styras till optimala tidpunkter på dygnet. (Power Circle AB, 2022)

Flexibilitetsresursen är störst vid uppvärmning och ventilation av bostäder och lokaler. Potentialen varierar markant mellan vardagar och helger, samt sett till tid på dygnet eller året. För hushåll är skillnaden i behov av uppvärmning mellan sommar och vinter avgörande, medan det för servicesektorn är skillnaden mellan dag och natt. Se Figur 11. (Power Circle AB, 2022)

I Figur 12 illustreras vilken roll efterfrågefleksibilitet inom industri och fastigheter kan ha för att bidra med flexibilitet. Summeras de identifierade flexibilitetsresurserna relativt nettolastbehovet kan vi konstatera att det potentiellt finns en lösning för alla de flexibilitetsbehov vi kan identifiera under normal drift, se Figur 13.

Illustration av utbudskurvor i ett flexibelt elsystem

I det här projektet har vi velat beskriva vilka olika typer av resurser som kan göra elsystemet mer flexibelt, och hur de kan användas för olika behov. Vi gör också ett försök att kvantifiera

dessas och bedöma i vilken ordning de kan komma in i systemet. Eftersom marknaden fortfarande utvecklas och många faktorer påverkar så har detta varit långt ifrån enkelt. Resonemangen nedan bör därför ses som en principiell diskussion inom ett område där mer forskning behövs.

Trots det försöker vi visa exempel på hur olika resurser kan bidra, beroende på de tre olika typbehoven som diskuteras ovan. Vilken resurs som passar bäst för ett "sällan-", "ofta-" eller "uthålligt" behov beror på kostnader och tekniska förutsättningar. Avgörande är också om resursen redan finns men flexibilitet inte är dess primära användning, exempelvis smart laddning av ett elbilsbatteri, så kallad "*dual use*", eller om det krävs en ny investering för flexibilitetsresursen, exempelvis en gasturbin eller ett stationärt batteri. Vi bedömer marginalkostnaden för "*dual use*" som lägre än för en primärinvestering. I praktiken överlappar de olika resursernas användningsområden varandra, men i utbudskurvorna nedan så placeras de där de har sitt största värde.

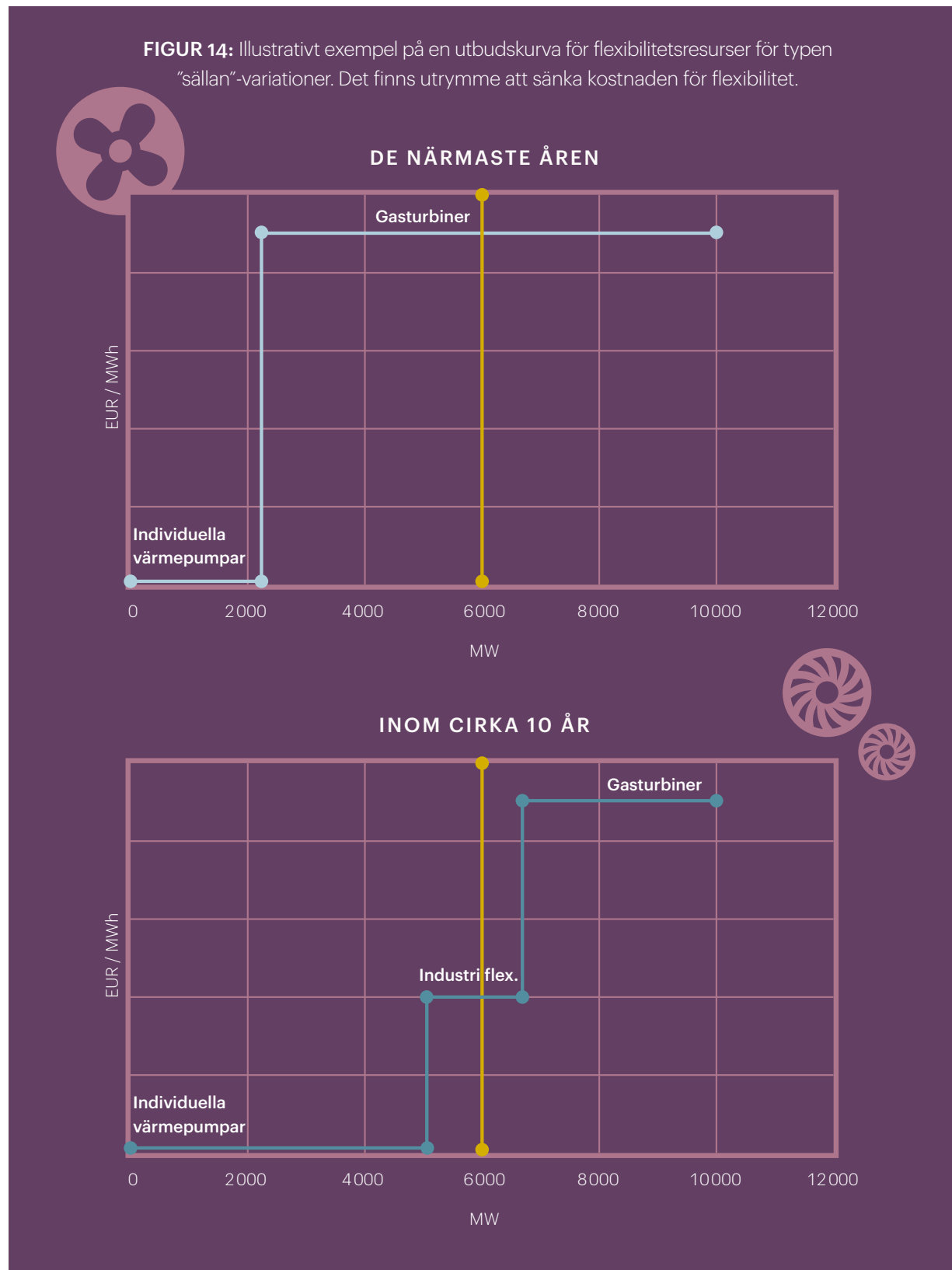
Nedan diskuteras hur olika utbudskurvor för flexibilitetsresurser kan se ut inom tidsperspektivet cirka 10 år. Enligt våra bedömningar finns ett stort utrymme för att sänka kostnaderna för flexibilitet i elsystemet och därmed uppnå ökad kostnads-

effektivitet och leveranssäkerhet. Vi har valt att inte visa kostnaderna på y-axeln, eftersom det inte är exakta uppgifter och skiljer sig mycket mellan olika projekt. Det viktiga är att visa relationerna mellan kostnader för olika flexibilitetsresurser och att kostnaderna kan sjunka mycket på systemnivå om man lyckas aktivera all potentiell flexibilitet. (Skalan på y-axeln är samma i de olika diagrammen.) Slutsatsen är att begränsade investeringar kan få stor inverkan på systemkostnaden för flexibilitet avseende olika behov. Om man däremot begränsar eller hindrar investeringar i flexibilitet så kan det få stor inverkan på kostnaden att hantera variationer. Den orange vertikala linjen visar behovet av flexibilitet.

Exempel utbudskurva för "sällan"-flexibilitetsresurser

Figur 14 illustrerar en utbudskurva för flexibilitetsresurser som kan hantera nettolastvariationer som förekommer sällan (jämför indelningen tidigare i detta kapitel om flexibilitet). Enligt behovsanalysen behövs 6 GW "sällan"-resurser, varav 4 GW kan ha en uthållighet på 4 timmar eller lägre, medan minst 2 GW behöver en uthållighet på upp till 4 dygn (96 h). Det finns i storleksordningen 10 GW individuella värmepumpar i hushållen i Sverige.

FIGUR 14: Illustrativt exempel på en utbudskurva för flexibilitetsresurser för typen "sällan"-variationer. Det finns utrymme att sänka kostnaden för flexibilitet.



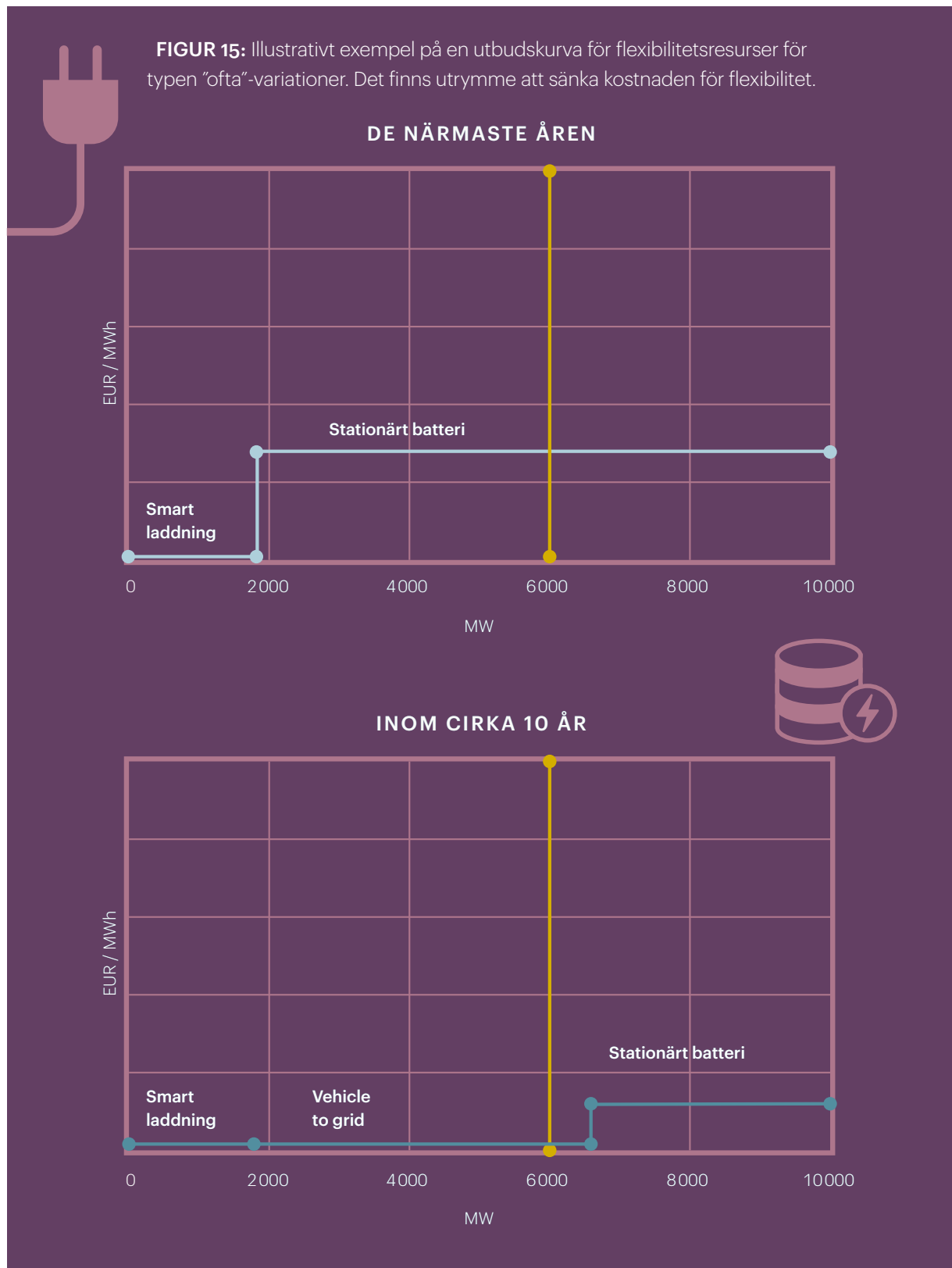
(Energiforsk, 2023) Hur mycket flexibilitet värmepumparna kan bidra med beror på hur stor konsumtionen av el från dessa är en given timme och varierar således kraftigt över året beroende på utomhustemperatur. I utbudskurvan i Figur 14 räknar vi med att värmepumparna använder 5 GW el, det vill säga hälften av max. Tack vare den termiska trögheten i byggnaden är det möjligt att stänga av dessa under 3–4 timmar utan att inomhustemperaturen understiger komfortnivå även under kalla vinterdagar. Idag saknar dock många hushåll möjlighet till smart styrning av sin värmepump. Låt oss anta att hälften av hushållen kan få detta på plats före 2035. I övrigt är det gasturbiner, eller möjligen stationära batterier, som står till buds för att hantera den här typen av variationer. En fördel med att använda gasturbiner är att de också kan nyttjas för att hantera variationer med längre uthållighet, inklusive extrema nettolastsituationer. Att bränslet för gasturbiner är dyrt har liten betydelse eftersom drifttimmarna är få.

Även inom industriella processer finns en kapacitet att reducera elproduktionen vid enstaka tillfällen med mycket hög nettolast och medföljande höga elpriser. Bland annat kan virkestorkar, raffinörer och ljusbågsugnar undvika elproduktion i tidsskalan ett par timmar. En bra kostnadsuppskattning för detta saknas i dagsläget och beror i stor utsträckning på om re-

duktionen i delprocessen påverkar mängden slutprodukt eller om det finns överkapacitet i delar av processen som gör flexibilitet möjligt med bibehållen total produktion. Efter 2030 kan industrins flexibilitet förväntas få ett större genomslag. Även utnyttjandet av värmepumparnas bidrag kan öka i och med att smarta styrsystem kommit på plats.

Exempel utbudskruva för "ofta"-flexibilitetsresurser

Figur 15 ger utbudskurvan för "ofta"-händelser. I dagsläget kan dessa hanteras av smart laddning av elbilar och stationära batterier. Med låg kostnad för i- och urladdningseffekt, och med hög verkningsgrad, är batterier utmärkta för att hantera den här typen av variabilitet. I och med att variationerna har relativt kort uthållighet så påverkas inte elbilens möjlighet att möta transportbehovet, och den relativt höga kostnaden för energilagring i batterier hålls nere. I ett framtida elsystem kommer antalet elbilar att vara fler och kan då också i större utsträckning vara utrustade med anslutningar som möjliggör matning av el från elbilen tillbaka till elnätet (s.k. *vehicle to grid* = V2G).

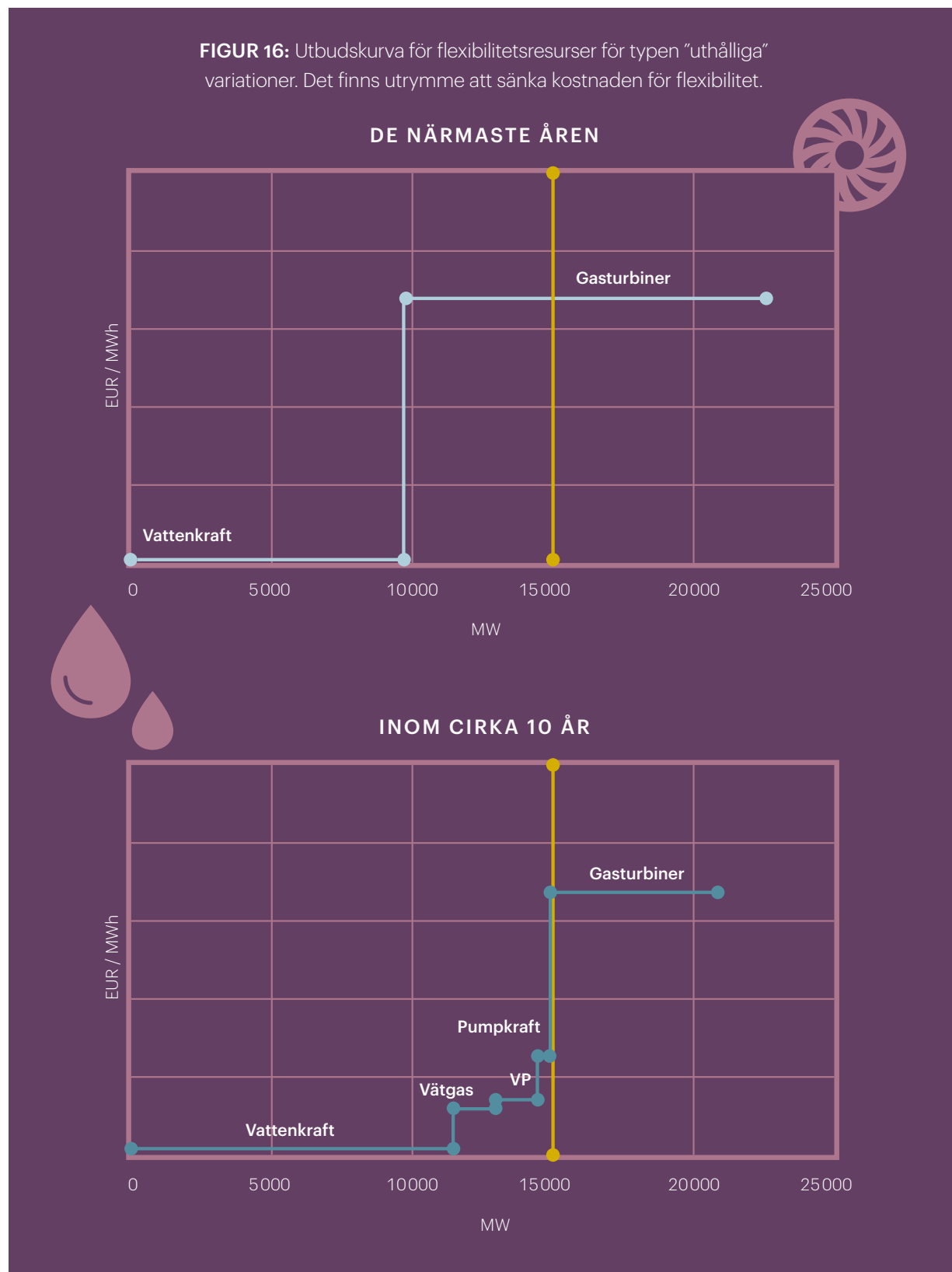


Exempel utbudskurva för "uthålliga" flexibilitetsresurser

Figur 16 ger utbudskurvan för variationer med lång uthållighet. Enligt behovsanalysen krävs 15 GW uthålliga resurser varav 11 GW med en uthållighet på upp till en vecka. I dagsläget används framför allt vattenkraften till detta. Eftersom vattenkraften har en minsta produktionsnivå motsvarande cirka 2,5 GW så räknar vi här med att övriga 11,5 GW kan användas till ändamålet. Vattenkraften har förmåga att hantera variationer med uthållighet på storleksordningen en vecka.

I en framtid med vätgasproduktion till industrin kan även elektrolysörer tillsammans med vätgaslagring användas för att hantera variationer med lång uthållighet. Den relativt höga kostnaden för elektrolysörer, i kombination med relativt sett låga kostnader för underjordiska vätgaslager, gör strategisk vätgasproduktion lämplig för att hantera variationer med lång uthållighet. Här har vi räknat med en efterfrågan på el till vätgasproduktion på 53 TWh/år vilket motsvarar en elektrolysörkapacitet på 6 GW vid kontinuerlig drift. Om vi undviker att använda elektrolysören vid 24 tillfällen á 72 timmar, så behöver den i stället ha en kapacitet på 7,5 GW och ha ett lager på drygt 400 GWh, vilket motsvarar 4–5 fullstora bergrumslager för vätgas. Vi antar

FIGUR 16: Utbudskurva för flexibilitetsresurser för typen "uthålliga" variationer. Det finns utrymme att sänka kostnaden för flexibilitet.



här en ökad andel fjärrvärme som försörjs med värmepumpar och en årsefterfrågan på el till värmepumpar på 13 TWh. Därutöver planeras även cirka 400 MW pumpvattenkraft.

Om vi jämför utbudskurvorna med behoven av olika typer av flexibilitetsresurser (orange linje) kan vi konstatera att det finns flexibilitet till relativt låga kostnader som motsvarar de identifierade behoven i varje kategori, men den är inte tillgänglig idag. Samhällets förmåga att aktivera den identifierade potentialen av flexibilitetsresurser, inte minst på användarsidan, ser ut att ha stor påverkan på kostnaden för flexibilitet i det framtida elsystemet.

Åtgärder för ökad flexibilitet på elmarknaden

Vi har visat ovan att det finns möjliga lösningar för att möta behovet av flexibilitet, och en teknisk potential som kan tillgängliggöras och bidra till sänkta kostnader för att balansera elsystemet. För att uppnå detta krävs ett helhetsperspektiv där styrmedel, tekniska lösningar och affärsmodeller behöver samverka mycket bättre. Både nationella och lokala aktörer behöver ges rätt förutsättningar att bidra. Samtidigt behöver kunskapen

om möjliga flexibilitetsresurser och vinsterna med att använda dessa öka, både bland beslutsfattare, i näringslivet och i samhället i stort.

Flexibilitetsresurser som hanterar variationer som är ofta förekommande och uthålliga har *energy-only*-marknaden som främsta intäktskälla. Att möta dessa två kategorier kostnadseffektivt har stor påverkan på samhällets kostnader för att möta efterfrågan på el. Det är därför viktigt att värna om en väl fungerande *energy-only*-marknad som tillåts reflektera värdet av el vid varje tidpunkt, inklusive då priset blir betydligt högre än normalt. För att elprisvariationerna som det innebär ska vara acceptabla för elkonsumenterna behöver förväntningar om ökade elprisvariationer tydligt kommuniceras till konsumenterna samtidigt som olika konsumentkategoriers möjlighet till flexibilitet identifieras och aktiveras.

Åtgärder för den största utmaningen: "uthålliga" flexibilitetsresurser

För att tillvarata de goda vindresurser som finns i Sverige och omgivande länder, och därmed uppnå konkurrenskraftiga elpriser, behöver vindvariationer hanteras på ett kostnadseffek-

tivt sätt. Vindvariationer har en längre uthållighet än dygnsvariationer i efterfrågan på el och pågår typiskt i flera dygn upp till en vecka. Framför allt är det viktigt att kunna tillföra elproduktion eller undvika konsumtion i storleksordningen 3–4 dygn, vilket motsvarar uthålligheten på återkommande perioder med låg vindkraftsproduktion. Den här typen av flexibilitet finns framför allt i sektorskopplingen till fjärrvärmesystemen – där storskaliga värmepumpar kan undvika produktion medan värmeefterfrågan möts av värmelager eller värmepannor, i sektorskopplingen till industrin där elektrolysörer kan undvika produktion och vätgasbehovet försörjas med lagrad vätgas och i vattenkraften. Vattenkraften används redan idag på det sättet. Sektorskoppling inom fjärrvärmesystem har dock hinder som bör tas bort. Möjligheten till flexibilitet inom vätgasproduktion beror framför allt på kostnadsutvecklingen för elektrolysörer samt avtalsformer mellan elproducenter och industrikonsumenter som fördelar risken av den initialt stora investeringen på ett rimligt sätt.

Sänk elskatten på värmepumpar och elpannor i fjärrvärmesystem

Hinder för att utnyttja sektorskopplingen i fjärrvärmesystemen är bland annat energiskatten på el som begränsar möjligheten att använda el för fjärrvärmeproduktion när elpriset är lågt. För

att frigöra denna flexibilitetspotential bör energiskatten på el som används för elpannor och värmepumpar sänkas till EU:s miniminivå. Detta skulle ge flera positiva systemnyttor utöver möjligheten till flexibilitet som beskrivs ovan, till exempel skulle det minska användningen av biobränsle och därmed lätta trycket på den hårt ansträngda marknaden för dessa bränslen. Vidare skulle en ökad användning av elpannor göra dessa tillgängliga för stödtjänstmarknaderna. Även skatten på kraftvärmeproduktion kan behöva ses över, med möjligheten att bidra till ökad sektorskoppling mellan el och värme, för att frigöra möjlig flexibilitet.

Åtgärder för situationer med effektbrist – vilket inträffar sällan

Det flexibilitetsbehov som oftast diskuteras är risken för effektbrist, något som dock inträffar sällan. Effektbrist definieras som en situation där tillgänglig elproduktion och import inte förväntas kunna täcka efterfrågan. Historiskt har detta främst inträffat under kalla vinterdagar. Svenska kraftnät har en beredskap för att genomföra en manuell bortkoppling av elkunder om behovet skulle uppstå, men hittills har detta inte behövt göras.

Det finns flera samverkande åtgärder som kan bidra till att hantera risken för effektbrist. När övriga flexibilitetsresurser inte är tillräckliga är den mest effektiva lösningen att använda gasturbiner, eller annan reservkraft, vid höga effekttoppar. Gasturbiner är relativt billiga att bygga jämfört med andra kraftslag, men har höga driftskostnader. De kan snabbt tas i drift och anpassas till framtida fossilfria bränslen som biogas, vätgas eller bioolja.

Eftersom reservkraft används mycket sällan måste gasturbiner för detta ändamål upphandlas utanför den ordinarie elmarknaden (*energy-only*), med minimal påverkan på elpriset. Idag sker exempelvis upphandlingar av gasturbiner genom Svenska kraftnäts avtal för resurser för överbelastning, samt tidigare inom ramen för effektreserven, numera strategisk reserv.

För att gasturbiner i större utsträckning ska kunna fungera som effektreserv krävs att regelverk och finansieringsmodeller anpassas för långsiktiga investeringar. Detta kan ske genom långsiktiga ersättningsmodeller för reserv- och stödtjänster, i kombination med skatteincitament för gasturbiner som drivs med fossilfria bränslen.

Det finns lösningar för de variationer som inträffar "ofta"

Det finns lösningar för återkommande och kortvariga variationer till följd av person- och verksamhetsberoende elanvändning och variationer i väderberoende elproduktion, men för att den ska tillgängliggöras behövs det incitament och ökad kunskap om möjligheterna. Det finns en stor potential för efterfrågefleksibilitet, främst hos elbilar, inom vissa industrier och i större kommersiella fastigheter. Åtgärder för att realisera denna diskuteras nedan. Dessa åtgärder stöttar även flexibilitetsresurser som möter andra typer av variationer.

Låt elskatten bidra till ökad flexibilitet men säkerställ en rimlig övergångsperiod

För att frigöra den flexibilitet som finns tillgänglig bör elprisets variation utgöra ett aktivt ekonomiskt incitament för alla typer av elkunder. För hushållskunder utgör elhandelskostnaden, alltså kostnaden för själva elenergin, mindre än hälften, cirka 40 procent, av den totala elkostnaden. Elnätsavgiften ligger på cirka 20 procent medan skatterna (elskatt, moms och elcertifikat) utgör 40 procent av hushållens elkostnader. (Energiföretagen, 2025) Det gör att elprisets variation inte får det genomslag som

skulle vara möjligt. Ett förslag som diskuteras är därför att även låta elskatten variera proportionellt med elpriset. Då elpriset är lågt bör även elskatten följa med och uppmuntra till ökad elanvändning, och vice versa. Det skapar ett tydligare incitament för elkunderna att anpassa sin elanvändning. En utmaning ur elkundernas perspektiv är emellertid att prisvariationerna blir ännu större, vilket kan leda till lägre acceptans för omställningen. En eventuell reformering av elskatten bör därför ske, i kombination med åtgärder (information och teknik) som möjliggör för elkunderna att vara flexibla när de utsätts för en kraftig pris-signal, med beaktande av regelverken för elnätinnehavare, vilka också behöver ses över. Se nedan.

Prissättning på el och elnätens effektagifter får inte motverka varandra

Alla elnätsföretag ska, enligt beslut av Energimarknadsinspektionen, införa en prismodell med effektagifter senast den 1 januari, 2027. (Energimarknadsinspektionen, 2025) Många bolag har redan hörsammat beslutet och infört dessa. Det har lett till att effektagifterna och prissättningen på elmarknaden i vissa fall motverkar varandra. Då elpriset är lågt, och elanvändningen kan och bör öka, begränsas det av effektagifter i elnätet. Effektagifterna sätts ofta utifrån belastningen i det egna

elnätet och inte med hänsyn till elmarknaden. För att balansera incitamenten till flexibilitet mellan elmarknaden och det lokala elnätet är det viktigt att effektavgiften speglar det faktiska värdet av flexibilitet i lokalnätet inklusive situationen på elmarknaden. Effektavgifterna kan också bidra positivt då de uppmuntar elkunderna att sprida ut sin elanvändning och undvika höga effektoppar.

Elnätsföretagen kan bidra om regelverken ändras

Regelverken för hur elnätsföretagen får bedriva sin verksamhet utgör idag ett hinder för flexibilitet. De intäktsramar som styr hur elnätsföretagennät får ta betalt av sina kunder och vilka typer av anläggningar de får äga, begränsar de möjligheter som finns till flexibilitet. Intäktsramarna behöver därför justeras så att elnätsbolagen tillåts och uppmuntras att investera i flexibilitetsresurser, såsom batterilager och styrsystem, som alternativ till traditionell nätutbyggnad.

Realisera den potential som finns i större fastigheter

Kommersiella fastigheter har en, till stor del outnyttjad, potential att bidra till ett mer flexibelt elsystem. Det finns goda tekniska förutsättningar för att styra elanvändningen i exempelvis kontorsbyggnader, köpcentrum och skolor utan att det påverkar verk-

samheten negativt. Flexibiliteten ligger främst i styrbara system som ventilation, belysning, kylsystem och värmepumpar. Många fastigheter är redan utrustade med digitala styrsystem (BMS²), vilket gör det möjligt att automatisera och optimera elanvändningen utifrån elpris, belastning i nätet eller tillgång på förnybar el. Potentialen är särskilt stor i urbana områden där elnäten är hårt belastade. För att realisera denna potential krävs bättre affärsmodeller, tydligare incitament och ökad kunskap hos fastighetsägare och förvaltare. (Energimyndigheten, 2025)

Ökad kunskap och utvecklade affärsmodeller i industrier och kommersiella fastigheter

Inarbetade rutiner och brist på kompetens kan ibland utgöra hinder för att frigöra den flexibilitet som faktiskt finns och kan vara lönsam i såväl industrier som kommersiella fastigheter. Här kan både ökad kunskap och utvecklade affärsmodeller bidra. Genom riktade utbildningsinsatser och rådgivning kan aktörer få stöd i att identifiera och realisera sin flexibilitetspotential, exempelvis genom att anpassa produktionstider till perioder med låg belastning i elsystemet, integrera energilager för att kunna

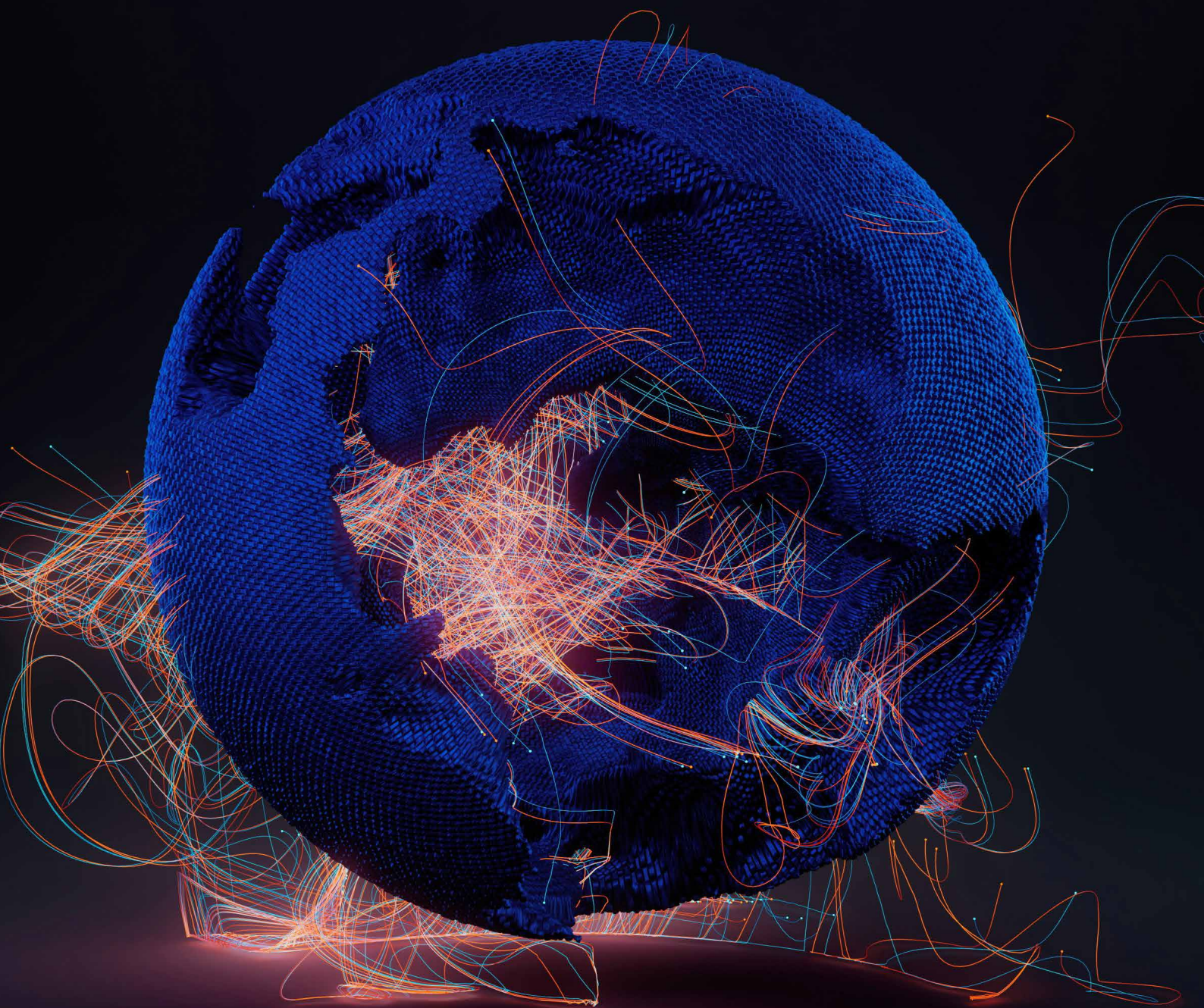
2 BMS = Building Management System.

styra elanvändningen över tid, samt delta i marknader för stöd-tjänster där flexibilitet kan ersättas ekonomiskt. Affärsmodellerna bör gärna inkludera samverkan med elnätsföretag och aggregatorer³ samt utvärdera investeringar i styrsystem och digitala lösningar, så att flexibilitet blir en integrerad del av verksamhetens värdeskapande och bidrar till ett mer robust och kostnadseffektivt elsystem.

3 En aktör som samlar och koordinerar många mindre flexibla elkonsumenter, energilager eller elproducenter för att tillsammans agera som en större enhet på elmarknaden.

Internationell utblick

Allt fler länder investerar i ett
flexibelt elsystem



Utmaningarna med ett alltmer väderberoende elsystem är inte unika för Sverige. Kostnaderna för sol- och vindkraft har sjunkit kraftigt under många år, vilket har gjort dem alltmer konkurrenskraftiga gentemot bränslebaserad elproduktion. Det har lett till ökade investeringar i väderberoende elproduktion världen över, samtidigt som andelen styrbar elproduktion har minskat. Det ställer krav på hela elsystemet att kunna bidra både med ökad användarflexibilitet och effektiva lösningar för energilagring.

Sverige har ett gynnsamt utgångsläge tack vare den höga andelen vattenkraft i elproduktionen. Länder utan, eller med begränsad tillgång till, vattenkraft behöver i större utsträckning utveckla nya flexibilitetsresurser för att hantera variationerna i elproduktion och efterfrågan. Nedan ges exempel på några länder och regioner som kan tjäna som inspiration för Sverige.

Danmark

År 2023 kom 68 procent av Danmarks elförbrukning från vind- och solkraft. (Energy Institute, 2024) Utlandsförbindelserna med Sverige, Norge och Tyskland är nödvändiga för att klara en

så hög andel väderberoende elproduktion, men därutöver har Danmark utvecklat en rad kompletterande flexibilitetsresurser, såsom batterier, flexibla termiska kraftverk, värmelager och värmepumpar. År 2023 fanns cirka 63 MW installerad batterikapacitet, och denna kapacitet förväntas öka i takt med att tekniken utvecklas. (Energinet, 2024)

Danmark har under 2024 intensifierat sina satsningar på batterilagring som en nyckelkomponent för att stärka flexibiliteten i elsystemet. Detta är en del av Energinets långsiktiga utvecklingsplan (LUP24), som syftar till att möjliggöra en snabbare integration av förnybar energi och möta den ökande efterfrågan på grön el. (Energinet, 2024) Batterier betraktas som en "schweizisk armékniv" i det gröna energisystemet – mångsidiga resurser som kan användas för flera ändamål. Bland annat kan de leverera systemtjänster som frekvensreglering, balansera kortsiktiga variationer i elproduktion och förbrukning, förhindra överbelastning i elnätet genom att lagra överskottsel vid hög produktion samt förstärka elförsörjningen lokalt i områden med svag nätinфраstruktur. (Green Power Denmark, 2024)

Irland

Irland har en av Europas högsta andelar vindkraft i elproduktionen och har satt ambitiösa mål för fortsatt utbyggnad av både vind- och solenergi. 2023 uppgick vindkraftsproduktionen till 11,6 TWh och solkraften till 0,4 TWh, vilket totalt motsvarar 39 procent av eltillförseln. Som jämförelse uppgår vattenkraften till endast 3 procent av eltillförseln på totalt 31,1 TWh. (Energy Institute, 2024)

För att klara en hög andel väderberoende el satsar man på utbyggnad av elnätsförbindelser till bland andra Storbritannien och Frankrike. Irland satsar också på energilagring. En ny nationell strategi för ellagring lanserades 2024 och betonar batterilagringens roll för att stabilisera nätet, lagra överskottsel från vind och sol, samt tillhandahålla systemtjänster som frekvensreglering. (Energy Ireland, 2024)

Förutom batterier spelar även pumpkraftverk en viktig roll i dagens lagringskapacitet. Regeringen ser även potential i framtida tekniker som vätgaslagring för säsongsbalansering, och arbetar för att skapa marknadsförutsättningar där lagringslösningar kan ersätta fossil reservkraft.

Irlands flexibilitetsstrategi bygger således på en kombination av förbindelser till Storbritannien och kontinenten, batterilagring, pumpkraft, systemtjänster, efterfrågefleksibilitet samt vätgaslagring och andra nya tekniker. (Department of Climate, Energy and the Environment, 2025)

Storbritannien

Storbritannien har fortsatt att bygga ut sin kapacitet för att hantera ett elsystem med hög andel väderberoende elproduktion. Under 2023 kom 29 procent av den totala elproduktionen på 285 TWh från vindkraft och 5 procent från solkraft. Det innebär att väderberoende källor stod för 34 procent av elmixen. Samtidigt består endast 2 procent av elproduktionen av vattenkraft. (Energy Institute, 2024)

För att möjliggöra en kraftigt ökad andel sol- och vindkraft i elsystemet satsar Storbritannien på att bygga ut både kort- och långsiktig flexibilitet. Vid slutet av 2024 uppgick den installerade batterikapaciteten i Storbritannien till 4,7 GW, med ytterligare 1 GW tillkommande under året. Batterierna används i allt större utsträckning för att delta i grossistmarknader och balansmekanismer, särskilt vid tillfällen med ne-

gativa elpriser och hög vindkraftsproduktion. (Modo Energy, 2024)

Enligt "Clean Power 2030 Action Plan" (UK Government, 2024) krävs upp till 50 GW flexibel kapacitet till 2030, inklusive batterilagring, långvarig energilagring, vätgas till el och kraftverk med koldioxidavskiljning (CCUS⁴). Med "långvarig energilagring" avses lagringstekniker för mer än 6 timmar upp till dagar eller veckor, i första hand pumpkraft, men även vätgaslagring av el, (P-H₂-P). Även andra tekniker diskuteras, såsom tryckluft eller termisk lagring. Gasturbiner kommer fortsatt att vara viktiga som reservkraft men ska successivt övergå till fossilfria bränslen eller förses med koldioxidavskiljning och lagring. Kabelförbindelser till andra länder är också viktigt för att balansera elsystemet.

Australien

Australien genomgår en omfattande energiomställning där förnybara energikällor, särskilt sol- och vindkraft, spelar en central roll.

4 CCUS = Carbon Capture Utilisation and Storage.

2023 svarade sol- och vindkraft för 28 procent av Australiens elproduktion, medan vattenkraften stod för 6 procent av den totala elproduktionen på 273 TWh. (Energy Institute, 2024)

Enligt den australiska systemoperatören AEMO är den mest kostnadseffektiva vägen mot ett netto-nollsystem att kombinera förnybar elproduktion med utbyggd överföringskapacitet, energilagring och gaskraft som reserv. (AEMO, 2024)

Australien har idag cirka 2 GW storskalig batterikapacitet i drift, främst för att balansera variabel elproduktion från sol och vind. Till slutet av 2027 väntas kapaciteten öka till 12,5 GW, driven av kolkraftens avveckling och behovet av nätstabilitet. Nästan alla nya batterier får minst 2 timmars lagringskapacitet, och många är samlokaliserade med förnybara energikällor. Utbyggnaden är avgörande för att möjliggöra en hög andel intermittent el i det australiska elnätet. (Modo Energy, 2024)

Australien satsar också på långvarig energilagring (LDES⁵), inklusive pumpkraft och vätgas, för att hantera längre perioder med låg produktion från väderberoende källor. Enligt Clean Energy

5 LDES = Long Duration Energy Storage.

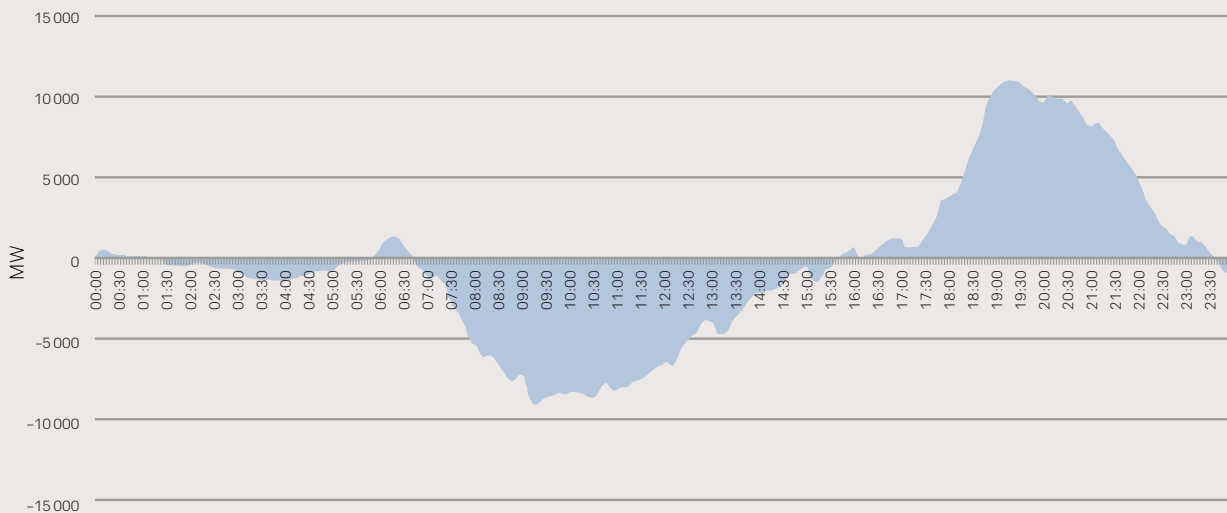
Council är litiumjonbatterier och pumpkraft de dominerande teknikerna i dagsläget, men nya teknologier förväntas spela en större roll framöver. (ArenaWire, 2024)

Kalifornien, USA

Kalifornien har ett av världens mest avancerade elsystem för integration av förnybar energi. Vid utgången av 2024 hade delstaten byggt ut sin installerade kapacitet av sol- och vindkraft till 28,2 GW, vilket är nästan en tredubbling sedan 2014. Under dagtid täcker solenergi ofta upp till hälften av elbehovet i Kaliforniens elnät, men den snabba tillväxten har också lett till ökade så kallade *curtailments*, det vill säga att elproduktion från sol och vind måste begränsas för att undvika överskott i nätet. (U.S. Energy Information Administration, 2025)

För att hantera dessa variationer har Kalifornien byggt ut sin batterilagring. Världens största batterilager finns idag i Monterey i Kalifornien, med en kapacitet på 750 MW/3 GWh (Check-Watt AB, 2024). Under 2024 ökade batterikapaciteten i högspänningsnätet från 8,0 GW till 11,6 GW, vilket motsvarar en ökning med 45 procent på ett år. (U.S. Energy Information Administration, 2025) Mer än hälften av denna kapacitet är inte-

FIGUR 17: Batteri som flexibilitetsresurs i Kalifornien – i- och urladdning under 24 timmar den 6 augusti 2025.
Källa: Kaliforniens systemoperatör CAISO: Today's Outlook | Supply | California ISO.
CAISO = California Independent System Operator.



grerad med sol- eller vindkraft, antingen som samlokaliserade eller som tekniskt och operativt integrerade resurser. Batterierna laddas ofta med överskottsel mitt på dagen och används för att täcka efterfrågan under kvällstopparna. (California Independent System Operator, 2024) I Figur 17 nedan visas hur batterier för flexibilitet varierade över dygnet den 6 augusti, 2025. Som framgår är den totala amplituden 20 GW, vilket kan jämföras med Sveriges totala installerade eleffekt på 50 GW, se Bilaga 1.

Smartare användning av elnäten

Det finns lösningar för att frigöra
kapacitet i elnäten



VIKTIGASTE BUDSKAPEN OM ELNÄT

1. Behovet av kapacitet växer snabbare än elnäten byggs ut. Elektrifiering av industri, elbilar och datacenter samt ny elproduktion kräver snabbare och smartare lösningar.
2. Stora investeringar behövs men tar lång tid. Tillståndsprocesser kan ta 10–15 år, medan byggtiden ofta bara är ett par år.
3. Det finns tekniska och marknadsmässiga åtgärder, som komplement till att bygga nya elnät, som kan bidra till att öka överföringskapaciteten.
4. Regelverket bromsar utvecklingen. Dagens elnätsregler ger svaga incitament för innovation, flexibilitet och proaktiv planering.
5. Kontrollrum och digitalisering är nycklar till effektivare nätanvändning. Flaskhalsar kan bero på såväl digital styrning och övervakning, som teknisk kapacitet.

Trots att Sverige har ett i grunden välutvecklat elnät finns flera strukturella och praktiska begränsningar. En av de största utmaningarna är att elanvändning och elproduktion förändras snabbare än vad elnätet hinner byggas ut eller anpassas till. Det handlar såväl om geografiska förskjutningar av produktion som

nya typer av elanvändning, som exempelvis elbilar, datacenter och elektrifiering av nya industriprocesser.

Detta skapar ett kapacitetsgap – ett glapp mellan vad nätet klarar av och vad som efterfrågas. Prognoser pekar på att detta gap till stor del kan vara åtgärdat till 2035, men fram till dess krävs åtgärder för att bättre utnyttja den befintliga infrastrukturen. Det kan handla om smartare styrning, digitalisering, apparatbyten, marknadsåtgärder, ökad flexibilitet, efterfrågestyrning och investeringar i kontrollrummens kapacitet.

Elnäten har också identifierats som en del av Sveriges kritiska infrastruktur, inte bara ur ett energiförsörjningsperspektiv utan även för totalförsvaret. Ett robust och motståndskraftigt elnät är avgörande för samhällets funktion i både fredstid och kris.

Nedan diskuteras de utmaningar elnäten står inför och de åtgärder som krävs för att befintliga elnät ska kunna utnyttjas effektivare, både som komplement till, och i väntan på, nödvändiga investeringar i nya nät. I bilagorna 3. "Exempel på tekniska åtgärder för att öka nätets kapacitet", 4. "Marknadslösningar" och 5. "IT-systems betydelse och begränsningar i elnät" ges en mer detaljerad översikt av utmaningar och åtgärder.

Elnät i Sverige

Elnätets grundfunktion är att överföra el från producenter till användare och därmed möjliggöra en säker och tillförlitlig försörjning av el till hela Sverige, 24 timmar om dygnet, 365 dagar om året. Elnätet ökar tillförlitligheten genom att kraftverk samverkar i elförsörjningen. Elnätsverksamhet är monopol vars verksamhet regleras genom författningar.

Sveriges elnät är uppbyggt i tre nivåer: transmissionsnät, regionnät och lokalnät, som tillsammans transporterar el från producenter till konsumenter över hela landet.

Transmissionsnätet, tidigare kallat stamnätet, är elens "motorväg". Det överför stora mängder el från kraftverk till regionala nät och direkt till stora industrier. Spänningsnivån är mycket hög; 220 till 400 kilovolt (kV), för minskad ström och därmed lägre energiförluster. Nätet ägs och drivs av Affärsverket svenska kraftnät (Svk) och sträcker sig genom hela landet samt kopplar ihop Sverige med grannländer via utlandsförbindelser.

Regionnäten fungerar som elens "riksvägar". Regionnäten är anslutna till transmissionsnätet och distribuerar elen vidare till lokalnät eller direkt till större elproducenter eller elanvändare

som industrier. Spänningsnivån ligger vanligtvis mellan 30 och 150 kV. Dessa nät ägs av ett fåtal större elnätsföretag.

Lokalnäten är elens "lokalvägar" och ansvarar för att leverera el den sista sträckan till hushåll, butiker och mindre företag. Spänningen sänks här till 0,4–20 kV. Hos hushållen omvandlas den från 400 V trefassspänning till enfas 220 V. Lokalnäten är geografiskt avgränsade och ägs av cirka 170 olika elnätsbolag.

Kontrollrummen är navet i energisystemet

Kontrollrum, eller driftcentraler, är navet som kopplar samman elproduktion, förbrukning och marknad. I varje nivå av elnätet, från lokalnät till regionnät och transmissionsnät, finns kontrollrum som övervakar och styr elnätet i realtid. Deras uppgift är att balansera produktion och konsumtion, hantera störningar och säkerställa en stabil och säker elförsörjning.

Kapacitetsbrist uppstår inte enbart på grund av begränsningar i den tekniska infrastrukturen, utan också till följd av begränsningar i kontrollrummens styr- och övervakningssystem, samt marknadsdesign och regleringar. För ett effektivt utnyttjande av elnätet krävs att alla dessa delar samordnas.

Kontrollrummen arbetar inom givna tekniska och regulatoriska ramar, men står inför nya utmaningar i takt med att elnäten blir mer komplexa, med fler småskaliga producenter, elbilar och batterilager. För att möta dessa krav krävs nya digitala verktyg, automatisering och förbättrad dataintegration.

Stora investeringar behövs i elnäten men tar tid

Sveriges elnät behöver byggas ut för att möta dagens och framtidens behov av elförsörjning. Investeringarna i elnäten har ökat markant under de senaste åren, men det råder fortfarande brist på överföringskapacitet, både inom landet och från transmissionsnätet till storstadsregionerna. Den växande andelen väderberoende elproduktion från sol- och vindkraft medför större variationer i effektlödena, vilket i sin tur ökar behovet av kapacitet. Behovet växer därmed snabbare uttryckt i effekt än i energi.

Utöver behovet av ny kapacitet finns ett omfattande förnyelsebehov hos det befintliga elnätet. Många anläggningar närmar sig slutet av sin tekniska livslängd och måste ersättas för att säkerställa fortsatt hög driftsäkerhet och personsäkerhet.

Svenska kraftnät genomför omfattande investeringar i nya och förnyade ledningar för att säkerställa tillräcklig kapacitet och stabilitet. Kapaciteten kommer successivt att öka, men det kan ta 20 år innan alla idag planerade projekt är genomförda. (Svenska kraftnät, 2025) För att nätet ska fungera effektivt krävs att utbyggnaden sker samordnat på alla nivåer; lokalnät, regionnät och transmissionsnät. Om en nivå byggs ut utan att de andra följer med riskerar man att skapa nya flaskhalsar. Därför är en koordinerad planering avgörande för att maximera nyttan av varje investering.

Samtidigt råder stor osäkerhet kring hur stor efterfrågan på elnätskapacitet faktiskt kommer att bli, och inte minst, var den kommer att uppstå. Elektrifieringen av industrin, framväxten av datacenter och förändrade konsumtionsmönster gör det svårt att förutse framtida behov. Detta gör planeringen särskilt utmanande, eftersom elnätet är en kritisk infrastruktur som måste fungera oavsett hur utvecklingen ser ut.

För att hantera denna osäkerhet har Svenska kraftnät i sitt regleringsbrev fått i uppdrag att peka ut lämpliga platser för elproduktion, elanvändning och flexibilitet. Syftet är att ge vägledning till marknadsaktörer och myndigheter, och därigenom

skapa bättre förutsättningar för en effektiv användning och utbyggnad av elnätet.

Elnätsregleringen är ett hinder

Under större delen av 1900-talet byggdes elnätet successivt ut för att möta en ökande efterfrågan på el. Men från och med 1980-talet gick man in i en förvaltande fas, inte minst eftersom tillväxten i elanvändningen avstannade. Lagstiftning och myndighetsstrukturer anpassades därför till ett stabilt och färdigbyggt nät. Det gällande legala ramverket är därför inte utformat för att stödja en omfattande utbyggnad. Först nyligen har elnätet klassats som ett riksintresse, vilket ger det starkare skydd i planprocesser, men det återstår mycket att göra för att anpassa regelverken till dagens behov.

Nuvarande elnätsreglering förhindrar elnätsföretag från att basera investeringar på prognoser om framtida behov. Detta innebär att investeringar ofta måste vänta tills kapacitetsbrist redan uppstått, vilket leder till förseningar och ökade samhällskostnader.

Regleringen skapar också utmaningar för alternativa lösningar till traditionell nätutbyggnad. Eftersom elnätsföretagens intäk-

ter i huvudsak baseras på kapitalbasen, det vill säga investeringar i fysiska tillgångar, finns svaga incitament att satsa på operativa lösningar (OPEX), såsom flexibilitetstjänster, energilager eller digitala verktyg för nätoptimering. Ett moderniserat regelverk bör därför ge bättre förutsättningar för att även icke-kapitalintensiva investeringar ska kunna bidra till nätets utveckling och belönas därefter.

Dagens regler begränsar även möjligheterna för elnätsföretag att investera i forskning och utveckling (FoU). I Sverige finns inga tydliga incitament eller krav på FoU-verksamhet inom elnätsverksamheten, vilket står i kontrast till exempelvis Norge. Där har man infört krav på att FoU ska vara en del av elnätsföretagens verksamhet, vilket har lett till ett starkt engagemang i utvecklingen av smarta och hållbara elnät. Ett liknande angreppssätt i Sverige skulle kunna påskynda innovation och bidra till ett mer robust och framtidssäkrat elsystem.

Långa ledtider och stor osäkerhet

Att bygga ut elnätet är en lång och komplex process. Tillståndsprocessen för nya elledningar kan ta 10–15 år, medan själva byggandet ofta bara tar 1–2 år. Det handlar om miljö-

prövningar, samråd med markägare och kommuner samt överklaganden.

Denna obalans innebär att projekt kan försenas kraftigt redan innan de når byggfasen. Samtidigt sker planeringen under stor osäkerhet, exempelvis kan ett nytt datacenter eller en batterifabrik snabbt förändra elbehovet i ett område, vilket gör det svårt att planera långsiktigt. Tiden fram till beslut om en utbyggnad eller förstärkning av ett elnät kan därmed också ta lång tid.

Stora prisskillnader inom landet – vad kan göras på kort sikt?

Sedan november 2011 är Sverige indelat i fyra elområden vilket under senare år har lett till stora prisskillnader mellan norra och södra Sverige. Under 2022 var medelpriset i elområde Malmö 144 procent högre än i elområde Sundsvall. Hittills under 2025 (maj) är priset i Malmö drygt fyra gånger så högt som i Sundsvall (73 öre jämfört med 17 öre per kWh). Skillnaderna i elpris beror på begränsningar i överföringskapaciteten mellan elområdena. Genom att öka denna kapacitet kan prisskillnaderna minska. Ett alternativ för att minska prisskillnaderna är att öka elproduktionen i södra Sverige vilket diskute-

ras i kapitlet "Förutsättningar för ny elproduktion inom 10 år" i denna rapport.

På kort sikt kan prisskillnaderna minskas genom att förbättra överföringskapaciteten i befintliga nät enligt ovan. Överföringskapaciteten måste alltid ha marginaler för oväntade händelser som kan leda till att effektlödena ändrar riktning och spänningen varierar mer än normalt i det nationella elnätet. Dessutom kan automatiska funktioner i driftcentralens styrsystem införas, som vid störningar snabbt griper in och därmed möjliggör ett effektivare utnyttjande av ledningar och ställverk under normal drift.

Begränsad möjlighet till anslutning

Begränsningar i elnätets kapacitet utgör i dag ett växande hinder för att ansluta nya kunder eller utöka befintliga abonnemang. Det påverkar både elkonsumenter och elproducenter, och förekommer på alla nivåer i nätet, från lokalnät till transmissionsnät. Resultatet blir att investeringar i ny industri, elektrifiering och förnybar elproduktion försenas eller i värsta fall uteblir helt, vilket hämmar Sveriges konkurrenskraft och utvecklingen mot ett mer hållbart samhälle.

För att hantera dessa flaskhalsar och möjliggöra snabbare anslutningar kan alternativa lösningar användas, såsom villkorade anslutningsavtal. Dessa innebär att kunden får tillgång till nätet under vissa förutsättningar, till exempel att elförbrukningen begränsas vid kapacitetsbrist. En annan åtgärd är att utnyttja så kallade nätvärn eller systemvärn; det vill säga tekniska lösningar som automatiskt ingriper vid störningar eller försvagningar av elnäten. Det stärker nätets motståndskraft och flexibilitet, vilket skapar utrymme för fler anslutningar.

Brist på leverantörer

En av de största utmaningarna för elektrifieringen i Europa är bristen på leverantörer inom elnätsutbyggnaden. Det råder stor brist på leverantörer av kritisk utrustning som transformatorer, kablar och ställverk, vilket lett till kraftigt ökade kostnader och, framför allt mycket långa leveranstider, ibland flera år. Det fördröjer projekt även när planering och tillstånd redan är på plats. Samtidigt har många elnätsföretag inte ekonomiska möjligheter att genomföra nödvändiga investeringar. Situationen förvärras av globala handelshinder, tullar och ökad protektionism, vilket gör det svårare att handla

utanför EU och minskar tillgången på viktiga komponenter. Även entreprenörsledet, de företag som bygger och installerar elnätsinfrastruktur, har begränsad kapacitet, särskilt i takt med att efterfrågan ökar snabbt i hela Europa. För att hantera dessa flaskhalsar krävs nya arbetssätt, exempelvis genom att utveckla paketlösningar och effektivisera inköpsprocesser.

På kort sikt bör fokus ligga på effektivt utnyttjande av elnäten

Internationella studier visar att det i vissa länder är möjligt att öka kapaciteten i existerande nät med 10–40 procent, beroende på lokala förutsättningar, nätnivåer och teknisk status.⁶ Det är viktigt att utvärdera nya möjligheter för att öka kapaciteten även i Sverige, och var det finns möjligheter att göra detta. Åtgärderna kan vara tekniska, organisatoriska eller marknadsmässiga.

Exempel på tekniska åtgärder för att optimera den befintliga infrastrukturen är införande av dynamisk belastningsförmåga hos

6 (GridLAB, 2024) (U.S. Department of Energy, 2022) (Power – News & Technology for the Global Energy Industry, 2021).

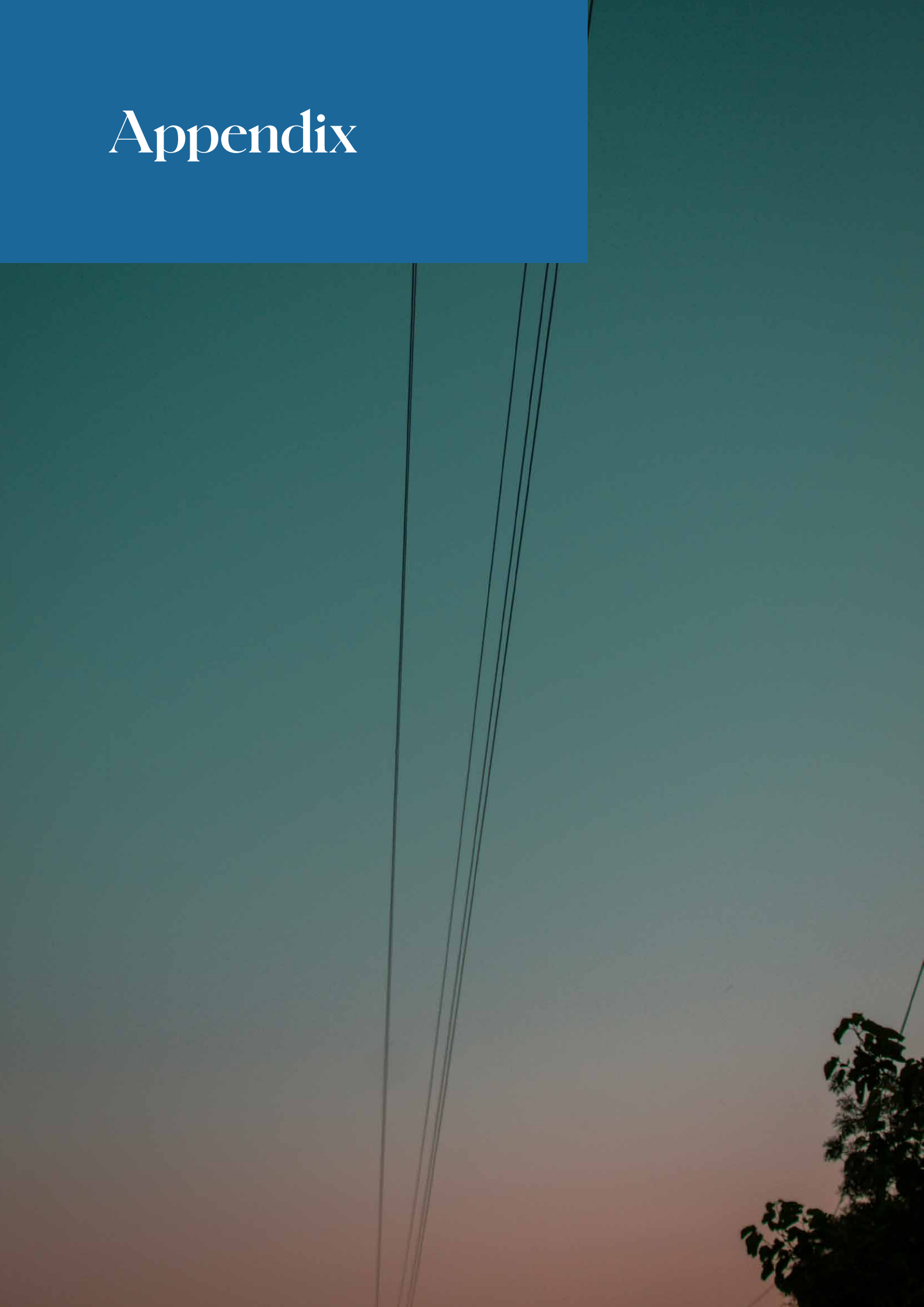
ledningarna (DLR⁷), högtemperaturlinor, temperaturuppgradering av komponenter samt förbättrad styrning av effektflöden. Dessa åtgärder möjliggör drift närmare nätens tekniska gränser utan att kompromissa med säkerheten. Även investeringar i kontrollrummens digitala kapacitet och automatiserade skyddssystem kan bidra till att öka nätets flexibilitet och stabilitet.

Vidare kan marknadslösningar som flexibilitetsmarknader, flödesbaserad kapacitetsberäkning och villkorade anslutningsavtal bidra till ett mer effektivt utnyttjande av nätet. Genom att samordna investeringar mellan lokal-, region- och transmissionsnät undviks nya flaskhalsar och nyttan av varje åtgärd maximeras.

Dessa insatser kräver framför allt förändrade regelverk och incitament som möjliggör och uppmuntrar elnätsföretag att investera i smarta lösningar. Genom att kombinera dessa åtgärder bör möjligheter även ges för Sverige att på kort sikt öka kapaciteten i elnäten och därmed skapa bättre förutsättningar för elektrifiering och industriell utveckling.

7 DLR = Dynamic Line Rating.

Appendix



Bilaga 1: Sveriges elproduktion och elanvändning 1990–2024

ELENERGIBALANS, TWh NETTO

Källa: SCB, Svenska kraftnät, Energiföretagen Sverige: Energiåret 2024

	1990	2000	2010	2020	2024
Produktion inom landet	141,7	141,8	144,9	161,0	169,7
Vattenkraft	71,4	77,9	66,8	71,9	64,4
Vindkraft	0,0	0,5	3,5	27,5	40,8
Kärnkraft	65,3	54,8	55,6	47,3	48,7
Solkraft				1,0	4,1
Övrig värmekraft	5,0	8,8	19,1	13,3	11,7
– Kraftvärme, mottryck industri	2,6	4,2	6,2	5,8	5,6
– Kraftvärme, mottryck fjärrvärme	2,2	4,4	12,4	6,5	5,1
– Kondens	0,2	0,3	0,5	1,0	1,0
– Gasturbin, diesel m.m.	0,03	0,03	0,03	0,01	0,13
Pumpkraft		-0,01	-0,02	-0,06	-0,07
Elanvändning inom landet	139,9	146,5	147,0	136,0	136,3
– varav nätförluster	10,7	11,1	10,7	10,7	9,4
Import	12,9	18,3	14,9	11,8	5,7
Export (-)	-14,7	-13,6	-12,9	-36,8	-39,1
Netto utbyte med grannländer (negativa värden är lika med nettoexport)	-1,8	4,7	2,1	-25,0	-33,4

INSTALLERAD EFFEKT PER ELOMRÅDE PER DEN 1 JANUARI 2025, MW

SE1 (LULEÅ), SE2 (SUNDSVALL), SE3 (STOCKHOLM), SE4 (MALMÖ) OCH SE (SVERIGE TOTALT)

Källa: Energiföretagen Sverige, Svensk Vindenergi, Energimyndigheten: Energiåret 2024

	SE1	SE2	SE3	SE4	Hela riket
Vattenkraft	5 198	8 101	2 627	347	16 273
Kärnkraft			6 944		6 944
Vindkraft	2 983	7 219	4 435	2 373	17 009
Solkraft	41	241	2 273	2 254	4 808
Övrig värmekraft	267	763	3 367	2 164	6 561
– Kraftvärme, fjärrvärmesystem	149	232	1 938	456	2 775
– Kraftvärme, industrin	117	529	525	411	1 582
– Kondenskraft				662	662
– Gasturbiner			888	631	1 519
– Övrigt	1	2	16	5	24
Alla kraftslag	8 489	16 324	19 646	7 137	51 596

Bilaga 2: Metodik för analys av olika typer av flexibilitet

För att analysera behovet av flexibilitetsresurser studeras nettolasten, det vill säga efterfrågan på el reducerat med elproduktion från sol- och vindkraft. Nettolasten kan beskrivas i termer av dess amplitud, uthållighet och förekomst. Figur 6 visar nettolasten för ett möjligt framtida Sverige efter en elektrifiering av industrin och transportsektorn med 40 GW installerad vindkraft (jämfört med dagens 17 GW) och 30 GW installerad solex (jämfört med dagens 5 GW) baserat på beräkningar för

att möta efterfrågan till lägsta kostnad för samhället. (Göransson, 2023)

Nettolasten har beräknats för 40 historiska väderår (1980–2019). I beräkning av nettolasten ingår den historiska efterfrågan på el samt el till transportsektorn och direktel till industrin vid en ökad elektrifiering av dessa sektorer.

För att definiera behovet av tillskott på el eller reduktion av efterfrågan, behöver vi också beakta efterfrågan på el till elektrolysörer på 6 GW, om dessa körs kontinuerligt, efterfrågan på el från värmepumpar i fjärrvärmesystemen motsvarande 1,4 GW, om dessa körs kontinuerligt, samt elproduktion från befintlig kärnkraft på 6,9 GW och den del av vattenkraften som inte kan flyttas i tid, motsvarande 2 GW. Det innebär sammantaget ett behov av tillskott av el eller reduktion av efterfrågan som är 1,5 GW lägre än nettolasten varje timme.

Som Figur 6 visar förekommer nettolast med en amplitud på upp till 27 GW (d.v.s. det behövs ett tillskott av el eller en reduktion av efterfrågan på 25,5 GW), men denna har kort uthållighet och förekommer sällan. Generellt avtar nettolastens amplitud med uthålligheten.

Bilaga 3: Exempel på tekniska åtgärder för att öka nätets kapacitet

1. **Koder, standarder och förordningar:** Det finns specifikationer och standarder som potentiellt kan utvecklas för att utnyttja tekniken annorlunda och därmed bidra till en ökad kapacitet i näten. Ett exempel är EU-nätkoder, en uppsättning regler utformade av ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) med vägledning från ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators). Dessa regler syftar till att harmonisera, integrera och effektivisera den europeiska elmarknaden.
2. **Väderanpassad/dynamisk belastbarhet (DLR, Dynamic Line Rating):** DLR är en teknik som används för att övervaka den verkliga väderanpassade kapaciteten för belastning av luftledningar (kraftledningar) i realtid. Det handlar om hur mycket ström som får flyta i ledningen utan att linorna skadas eller hänger ner för nära marken (elsäkerhet). Traditionella metoder använder konservativa statiska värden, medan DLR ger en mer exakt bedömning av belastbarheten, vilket möjliggör full användning av linjen utan att kompromissa

med säkerheten. DLR är ett naturligt verktyg i operationell drift medan det är svårare att nyttja i det långsiktiga planeringsskedet.

3. **N-1-kriteriet:** N-1-kriteriet innebär att kraftsystemet ska kunna hantera förlusten av en enskild komponent, såsom en kraftledning, ställverksdel eller generator, utan att det påverkar systemets stabilitet och tillförlitlighet. Detta säkerställer att systemet kan fortsätta fungera även vid oväntade störningar. Även inom N-1-kriteriet accepteras olika konsekvenser för olika fel baserat på dess sannolikhet att inträffa.
4. **Högtemperaturlinor:** Så kallade högtemperaturlinor för kraftledningar tål högre temperaturer (upp till cirka 150 grader) och kan i vissa fall ersätta vanliga linor. De tål mer ström utan att hänga ner mer än normala linor vilket ökar effektöverföringsförmågan. Detta kan vara ett effektivt alternativ till att bygga nya kraftledningar där ledningens strömtålighet är begränsande och kan snabbt implementeras utan omfattande miljöprövningar så länge ledningens struktur och driftmönster inte ändras markant.
5. **Temperaturuppgradering:** Genom att byta ut enskilda begränsande komponenter i elnätet eller genom att mäta den

verkliga temperaturen kan effektöverföringsförmågan ökas i vissa fall. Det kan exempelvis handla om att mäta temperaturen i en krafttransformator eller en strömtransformator i realtid. Alternativt byts begränsande komponenter som är förhållandevis billiga ut, exempelvis strömtransformatorer.

6. **Styrning av effektflöden i elnät:** Genom att införa aktiv styrning av effektflöden i elnät kan ledningar och ställverk användas bättre. Det görs med styrbara komponenter i elnätet och programvara som övervakar och styr effektflödena kontinuerligt.
7. **Dynamiska skydd:** Skyddssystem (reläskydd) för att övervaka och skydda elnätet mot störningar och fel görs mer avancerade genom att de använder information från givare och beräkningar med matematiska algoritmer. Detta för att snabbt identifiera och reagera på potentiella problem.
8. **Kontrollrum:** Kontrollrummet är hjärtat i elnätets övervakning och styrning. Ett utvecklingsområde kan vara att programvaran som används i kontrollrummet använder artificiell intelligens som stöd för driftledarna som arbetar i driftcentralen. Det går även att införa automatiska funktioner där datorer gör ingrepp i elnätet för att säkra tillförlit-

ligheten. Det kan gälla i normal drift, i störd drift och under återuppbyggnad av elnätet efter en kollaps (blackout). Krav på säkerhet, tillförlitlighet och teknisk mognad utgör särskilt viktiga aspekter vid utveckling av dessa funktioner.

9. **Stabilitetshöjande insatser:** Genom att införa teknik för så kallade smarta elnät som stabiliserar elsystemets frekvens och spänning kan den kapacitet som behövs för att hantera plötsliga oväntade händelser som bortkoppling av elproduktionskällor minskas. Då kan den kapaciteten istället användas för överföring av el vid normaldrift.

Bilaga 4: Marknadslösningar

Exempel på marknadslösningar som också bidrar till ett effektivare utnyttjande av elnäten.

1. **Flödesbaserad kapacitetsberäkning:** En flödesbaserad kapacitetsbestämning använder en metod för att beräkna och allokera kapacitet för handel med el i elnät. Denna metod optimerar användningen av elnätets kapacitet genom att ta hänsyn till de faktiska flödena av el i nätet, snarare än att använda statistiska

kapacitetsgränser. Detta gör det möjligt att tilldela mer el för handel och förbättra effektiviteten och driftsäkerheten i elnätet.

2. **Flexibilitetsmarknader:** Flexibilitetsmarknader är plattformar där elnätsföretag kan köpa flexibilitetstjänster från aktörer som kan anpassa sin elförbrukning eller produktion. Syftet är att minska belastningen av elnätet under kritiska perioder. På dessa marknader kan elanvändare och elproducenter få betalt för att öka eller minska sin elanvändning eller produktion vid behov, vilket hjälper till att frigöra kapacitet i elnätet.
3. **Flexibla abonnemang/villkorade avtal:** Flexibla abonnemang innebär avtal mellan kund och elnätsföretag där möjligheten till inmatning eller uttag av effekt till/från elnätet anpassas efter elnätets aktuella kapacitet. Dessa avtal kan inkludera villkor för att begränsa eller kontrollera inmatning till, och uttag från, elnätet, vilket hjälper till att optimera nätets användning och effektivitet.

Bilaga 5: IT-systems betydelse och begränsningar i elnät

IT-systemens komplexitet och tröghet

En barriär är att även små förändringar i elnätsverksamheten ofta kräver omfattande anpassningar i de underliggande IT-systemen. Dessa system är ofta stora, komplexa och starkt integrerade med både drift, övervakning och affärsprocesser. Det innebär att även mindre justeringar – till exempel införande av nya mätmetoder eller styrfunktioner – kan kräva stora resurser och ta lång tid att genomföra. Detta skapar en tröghet som försvårar snabb anpassning till nya tekniska möjligheter eller marknadskrav.

Begränsad leverantörsmarknad

Ett relaterat problem är att det finns få leverantörer av IT-system inom kraftbranschen. Dessa system är ofta specialiserade och anpassade för hög tillförlitlighet och säkerhet, vilket gör att traditionella innovationsvägar – som att samarbeta med start-ups – inte är aktuella. Branschen är därför beroende av ett fåtal

stora aktörer, vilket minskar konkurrensen och kan leda till inlåsnings effekter. Det begränsar också möjligheten att snabbt införa nya lösningar eller byta teknikspår.

Obalans i forskningsfokus

Samtidigt som digitalisering och IT-lösningar får stort utrymme i forsknings- och innovationssatsningar, finns en risk att grundläggande teknisk kompetens – som högspänningsteknik, materialteknik och byggteknik för elnätinfrastruktur – hamnar i skymundan. För att säkerställa en robust och långsiktigt hållbar elnätsutveckling krävs fortsatt satsning på dessa områden. Utan tillräcklig kunskap om exempelvis transformatorers livslängd, betongfundament eller isolationsmaterial riskerar man att bygga nät som inte håller över tid.

Begränsad datadelning och säkerhetsklassning

En annan viktig barriär är hur säkerhetsklassning och sekretess hanteras i Sverige jämfört med andra länder. I många fall är det svårt att dela data om elnätens drift och struktur, även i forskningssyfte, på grund av säkerhetsskyddslagstiftningen. Detta

försvårar både nationell och internationell forskning, och gör det svårt att utveckla och testa nya lösningar i realistiska miljöer. I andra länder, där datadelning sker under kontrollerade former, har forskningen större möjligheter att bidra till praktisk utveckling.

Litteraturförteckning



AEMO. (2024). 2024 [Integrated System Plan \(ISP\)](#). Melbourne, Australien: Australian Energy Market Operator (AEMO).

ArenaWire. (den 4 september 2024). [Long-duration Energy Storage and Australias Net Zero Ambitions](#).

California Independent System Operator. (2024). [2023 Special Report on Battery Storage](#). Folsom, Kalifornien, USA: California Independent System Operator (CAISO), Department of Market Monitoring.

CheckWatt AB. (2024). [Batterirapporten 2024](#). Danderyd: CheckWatt AB.

Department of Climate, Energy and the Environment. (den 3 juni 2025). [Government of Ireland](#).

DNV. (2023). [Uppskattning av flexibilitet som kan möjliggöras inom elsystemet](#). Solna: Energimarknadsinspektionen.

ELS Analysis. (2025). [Investeringsvilja i gröna projekt i Sverige](#). Stockholm: ELS Analysis.

Energiforsk. (2023). [Fjärrvärmesektorns bidrag till ett leveranssäkert elsystem](#). 2023-977. Stockholm: Energiforsk.

Energiforsk. (2024). [70 Nya möjligheter för fjärrvärme](#). 2024:1039. Stockholm: Energiforsk AB.

Energiföretagen. (den 16 juni 2025). [Energiåret – årsstatistik](#).

Energimarknadsinspektionen. (den 10 januari 2025). [Effektavgift](#).

Energimyndigheten. (den 13 december 2023). [Elcertifikatsystemet](#).

Energimyndigheten. (2023). [Förslag till en fjärrvärme och kraftvärmestrategi – Slutleverans](#). ER 2023:27. Eskilstuna: Energimyndigheten.

Energimyndigheten. Eskilstuna: Energimyndigheten.

Energinet. (2024). [Main report 2024 Long-Term Development Plan](#). Ballerup, Danmark: Energinet.

Energinet. (2024). [Redegørelse for elforsyningssikkerhed 2024 – høringsversion](#). Ballerup, Danmark: Energinet.

Energy Institute. (2024). [Statistical Review of World Energy](#). London, Storbritannien: Energy Institute.

Energy Ireland. (den 7 oktober 2024). [Government Outlines electricity storage future.](#)

Green Power Denmark. (den 29 maj 2024). [Store batterier er det grønne energisystems schweizerkniv.](#)

GridLAB. (2024). [2035 and beyond The report: Reconductoring with advanced conductors can accelerate the rapid transmission expansion required for a clean grid.](#) Oakland, Kalifornien, USA: GridLAB.

Göransson, L. (2023). Balancing Electricity Supply and Demand in a Carbon-Neutral Northern Europe. [Energies, 16](#)(8), 3548.

Göransson, L., Johnsson, F., Öberg, S., Bertilsson, J., Kuhrmann, L., Mattsson, N., & Chen, P. (2025). [Tre elsystem som kan möta omställningen av industri- och transportsektorerna.](#) Göteborg: Mistra Electrification.

Modo Energy. [GB battery energy storage markets: 2024 year in review.](#)

Power – News & Technology for the Global Energy Industry. (den 4 november 2021). [How to Get Up to 40% more Capacity from Existing Power Grid Transmission Lines.](#)

Power Circle AB. (2022). [Flexibilitet för ett mer stabilt och driftsäkert elsystem – en kartläggning av flexibilitetsresurser](#). Stockholm: Power Circle AB.

Regeringskansliet. (den 04 november 2024). [Avslag på 13 havsbaserade vindkraftparker i Östersjön](#).

Regeringskansliet. (den 13 december 2024). [Vindkraft i havet – En övergång till ett auktionssystem, SOU 2024:89](#).

Svenska kraftnät. (den 17 juni 2025). [Så säkrar Svenska kraftnät elförsörjningen i södra Sverige](#).

Sveriges Riksdag. (den 29 maj 2024). [Energipolitikens långsiktiga inriktning](#).

U.S. Department of Energy. (2022). [Grid-Enhancing Technologies: A Case Study on Ratepayer Impact](#). Washington D.C., USA: U.S. Department of Energy.

U.S. Energy Information Administration. (den 28 maj 2025). [Today in energy](#).

UK Government. (2024). [Clean Power 2030 Action plan: A new era of clean electricity](#). London, Storbritannien: UK Government.

Valestrand, M. (den 2 september 2019). Högtemperaturlina ny lösning i stamnätet. [Second Opinion](#).

Kungl. Ingenjörsvetenskapsakademien är en fristående akademi med uppgift att främja tekniska och ekonomiska vetenskaper samt näringslivets utveckling. I samarbete med näringsliv och högskola initierar och föreslår IVA åtgärder som stärker Sveriges konkurrenskraft.

Utgivare: Kungl. Ingenjörsvetenskapsakademien (IVA), 2025
Box 5073, SE-102 42 Stockholm

Telefon: 08-791 29 00

Inom ramen för IVAs verksamhet publiceras rapporter av olika slag. Alla rapporter sakgranskas av sakkunniga och godkänns därefter för publicering av IVAs vd.

IVA-M 559

ISSN: 1100-5645

ISBN: 978-91-89181-67-0

Projektledning: Karin Byman, IVA

Projektkoordinator: Emelie Nord, IVA

Författare: Karin Byman, IVA

Layout: Pelle Isaksson, IVA

Denna rapport finns att ladda ned på www.iva.se.

IVAs visionsprojekt **Svenska framtider** ska resultera i en väl förankrad och tydlig vision för Sverige som ledande teknik- och innovationsland år 2035 – med fokus på konkurrenskraft, hållbarhet och säkerhet.



Kungl. Ingenjörsvetenskaps
Akademien