

Oktober 2025

FlexAbility

Potential, värde och målkonflikter
för nya flexibilitetsresurser

Delrapport 5:

Målkonflikter och hinder för flexibilitet

Målkonflikter och hinder för flexibilitet

I denna femte och sista delrapport från projektet FlexAbility redovisas resultat och analys från en kartläggning om hinder och målkonflikter som behöver överbryggas för att realisera den flexibilitetspotential som identifierats inom ramen för projektet¹. I denna rapport ges också en redogörelse för hur dessa hinder och målkonflikter förändrats över tid, under den tidsperiod som projektet pågått. Arbetet är genomfört av Power Circle och en doktorand vid Uppsala universitet.

För att kartlägga målkonflikter och hinder för flexibilitet genomfördes år 2024 60 intervjuer inom ramen för projektet FlexAbility. Under våren 2024 genomfördes ungefär 40 intervjuer med aktörer i energibranschen, och under hösten genomfördes ytterligare 20 intervjuer med aktörer från industrin. Under våren 2025 genomfördes också en uppföljande workshop med en delmängd av intervjurespondenterna, för att kunna ta fram en uppdaterad nulägesbild och jämföra denna med situationen under föregående år. Med denna uppföljningsworkshop kunde projektet identifiera om några hinder minskat eller ökat i sin omfattning under det senaste året.

Från kartläggningen har 250 olika hinder och målkonflikter identifierats. Alla dessa hinder och målkonflikter innebär på något sätt ett hinder för omställning till ett mer förnybart elsystem.

Projektet FlexAbility vill tacka aktörer från följande bolag och organisationer, som medverkat i intervjustudien och bidragit till projektets kartläggning:

Alleima	Hybrit	Rottneros
Billerud	Höganäs	Skellefteå Kraft
Borealis	Infinigrd	SKF
CheckWatt	Inovyn	ST1
Conapto	Jämtkraft Elnät	Stockholm Exergi
CTEK	Kraftringen	Sunna Group
E.ON Energidistribution	Mega Energy	Svensk Solenergi
EasyServ	Mine Storage	Svenska kraftnät
Ellevio	Modity	Sympower
Energimyndigheten	Ngenic	Södra
Entelios	NODES	Varberg Energi
Ferroamp	Nord Pool	Vattenfall Eldistribution
Flower	Ovako	Vattenfall R&D
Forsmark kraftgrupp	Perstorp	Virta
Glava	Preem	Voltiva
Green Power Sweden	Profu	Volue
Göteborg Energi Nät	Qurrent	Volvo Cars
Göteborgs hamn	Recap Power	Volvo GTO
Heidelberg Materials	Recharge	Waybler
Holmen	RISE	Zaptec.

¹ Power Circle (2025), [Delrapport 1 – Flexibilitetsresurser, potential och behov år 2030](#)

Översikt över rapporter från projektet FlexAbility

Resultat, analys och insikter från projektet FlexAbility har redovisats i olika rapporter och faktablad. Det arbete som utförts av projektgruppen redovisats i delrapport 1–5. Faktabladet *Vad är flexibilitet?* ger en introduktion till ämnet flexibilitet. Därtill kommer en sammanfattande interaktiv rapport att släppas. Utöver arbetet som genomförts av projektgruppen har vissa av projektets frågeställningar behandlats av studenter genom examensarbeten på master - respektive kandidatnivå.

Besök www.powercircle.org/flexability för att ta del av alla rapporter och leveranser från projektet.

Slutrapporter

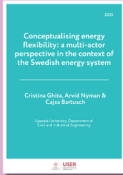
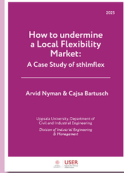
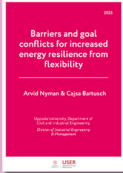
- Delrapport 1 – Flexibilitetsresurser, potential och behov år 2030
- Delrapport 2 – Utveckling av verktyg och marknader för flexibilitet
- Delrapport 3 – Det ekonomiska värdet av flexibilitet för lokala elnät
- Delrapport 4 – Den sociala potentialen för flexibilitet
- Delrapport 5 – Målkonflikter och hinder för flexibilitet

Forskningsartiklar

- Nyman, A. & Bartusch, C. (2025). Barriers and goal conflicts for increased energy resilience from flexibility
- Nyman, A. & Bartusch, C. (2025). How to undermine a Local Flexibility Market: A Case Study of sthlmflex.
- Ghita, C., Nyman, A. & Bartusch, C. (2025). Conceptualising energy flexibility: a multi-actor perspective in the context of the Swedish energy system.

Övriga publikationer

- Faktablad – Vad är flexibilitet?
- Albrecht, A. Rosten, M. (2025). Flexibilitet i det svenska elsystemet : En historisk och framtida prognostisk analys fram till 2030 av det ekonomiska värdet av stödtjänsterna FCR, mFRR och aFRR samt den avhjälpande åtgärden FFR
- Haeffler, N. (2025). Flexibilitet i det svenska elsystemet - en kartläggning av olika resurser ekonomiska potential



Projektet är delfinansierat av Energimyndigheten.

Innehållsförteckning

Identifierade hinder och målkonflikter för flexibilitet.....	5
<i>Tre huvudområden för hinder för flexibilitet</i>	<i>5</i>
<i>Olika aktörsgrupper upplever olika typer av hinder.....</i>	<i>7</i>
Fördjupningar kring identifierade hinder och målkonflikter.....	10
<i>Målkonflikter och hinder – marknadsutformning och ekonomi.....</i>	<i>10</i>
Utvecklad marknadsutformning och koordinering av marknadsdeltagande	11
Avsaknad av oberoende BSP-roll hämmar utbudet av flexibilitet	15
Standardisering och harmonisering underlättar för mer flexibilitet.....	17
Nya effekttariffer kan både hämma och gynna utvecklingen av flexibilitet.....	18
Implicit flexibilitet kan störa marknadens funktion.....	20
Avsaknad av kompensationsmekanism för elhandlare.....	22
Två marknadsspecifika hinder som tagits upp i intervjuerna	23
<i>Målkonflikter och hinder – regler och ledarskap</i>	<i>24</i>
Nätägarnas intäktsreglering saknar incitament för flexibilitet.....	24
Nätägare behöver nya förhållningssätt till risk för att frigöra mer flexibilitet.....	26
Nätägarnas nuvarande arbetssätt kring anslutningar hindrar flexibilitet	29
Kunskapsbrist och komplexitet behöver överbryggas för mer flexibilitet	31
Avsaknad av ett tydligt ledarskap för flexibilitet.....	33
<i>Målkonflikter och hinder – intressekonflikter och miljö.....</i>	<i>35</i>
Flexibilitet kan innebära alternativkostnader och avkall på resursernas huvudsyfte.....	35
Flexibilitet kan innebära ökade slitage- och underhållskostnader för resurser.....	39
Värdering av flexibilitetens nytta kontra miljö- och klimatmål	42
Flexibilitet kan krocka med attityder till säkerhet och risk	43
Förändringar och förbättringar under projektets gång.....	45
Slutsatser: Målkonflikter och hinder för flexibilitet	50

Identifierade hinder och målkonflikter för flexibilitet

Med en ökad elektrifiering ökar behoven av flexibilitet i elsystemet – oavsett vilken produktionsmix vi får i framtiden. Detta slås fast av ett flertal studier om elsystemets behov på medellång till lång sikt^{2,3,4}. Genom den kartläggning som gjorts inom projektet FlexAbility kan vi konstatera att det finns en betydande flexibilitetspotential från flera olika typer av resurser och aktörer i elsystemet år 2030⁵ – och när vi studerar uppskattade flexibilitetsbehov på samma tidsskala kan vi konstatera att behoven i hög utsträckning möts av de studerade resursernas potential. Samtidigt finns det en rad hinder och målkonflikter som kan försvåra realiseringen av den fulla flexibilitetspotentialen.

Inom ramen för projektet FlexAbility har en intervjustudie med 60 aktörer från energibransch och industri genomförts. I en kartläggning av vad de intervjuade aktörerna nämnt gällande hinder för ökad realisering av flexibilitet, samt målkonflikter mellan flexibilitet och andra syften, har 250 olika hinder och målkonflikter kunnat identifieras. Alla dessa hinder och målkonflikter innebär på något sätt ett hinder för en omställning till ett mer förnybart och hållbart elsystem.

I detta kapitel presenteras en översiktlig bild av de största kategorierna för flexibilitetens hinder och målkonflikter, samt hur de utvecklats över tid.

Tre huvudområden för hinder för flexibilitet

Från den analys som gjorts över de 250 hinder och målkonflikter som nämnts genom intervjustudiens gång, har tre huvudområden för hinder för flexibilitet kunnat identifieras: marknadsdesign och ekonomi, regler och ledarskap samt intressekonflikter och miljö, se Figur 1.

Marknadsdesign & ekonomi



Marknadsutformning
Bristande marknadskoordinering



Avsaknad av BSP-rollen
Svårigheter att gå genom BRP.



Brist på standardisering
Produkter, tariffer, kommunikation.



Osäkerhet i ekonomin
Investeringskostnad vs ersättning.

Regler & ledarskap



Intäktsreglering & DSO
Saknar incitament och transparens.



Komplexa regelverk
Strukturer som hämmar flexibilitet.



Kunskapsbrist
Centrala aktörer saknar kunskap.



Avsaknad av ledarskap
Avväga målkonflikter och ge riktning.

Intressekonflikter & miljö



Konflikt huvudsyfte
Påverkar produktion/komfort.



Alternativkostnad flex
Kräver slitage/överproduktion.



Miljö och klimat
Flexibilitet kan ha miljöpåverkan.

Figur 1. Identifierade huvudområden och tillhörande kategorier för hinder och målkonflikter för ökad realisering av flexibilitet.

² Svenska kraftnät (2024), [Långsiktig marknadsanalys. Scenarier för kraftsystemets utveckling fram till 2050.](#)

³ Lisa Göransson et al. (2025), [Tre elsystem som kan möta omställningen av industri- och transportsektorerna.](#)

⁴ IVA (2025), [Elektrifieringen – så river vi barriärerna.](#)

⁵ Power Circle (2025), [Flexibilitetsresurser, potential och behov år 2030.](#)

Dessa tre huvudområden kan närmare beskrivas med ett flertal underliggande kategorier:

1. **Marknadsdesign och ekonomi**, inklusive aspekter av:
 - Brister i marknadsutformning och marknadskoordinering.
 - Frånvaro av regelverk som underlättar för marknadsaktörer, såsom implementering av BSP-rollen⁶ i svensk lagstiftning.
 - Brist på standardisering av marknadsprodukter för flexibilitet, samt bristfällig utformning av tariffer och kommunikationsformat.
 - Osäkerhet i ekonomin kring flexibilitetsresurser.
2. **Regler och ledarskap**, inklusive aspekter av:
 - Bristfälliga incitament för flexibilitet inom intäktsregleringen, samt bristande transparens kopplat till nätägars (DSO:ers⁷) anskaffande av flexibilitet.
 - Komplexa regelverk, med strukturer som hämmar flexibilitet.
 - Kunskapsbrist hos centrala aktörer.
 - Avsaknad av ledarskap gällande avvägning av målkonflikter för flexibilitet.
3. **Intressekonflikter och miljö**, inklusive aspekter av:
 - Leverans av flexibilitet står i konflikt med flexibilitetsresursens huvudsyfte, vilket påverkar resursens produktion eller komfort.
 - Hög alternativkostnad för flexibilitet, då leverans av flexibilitet medför ett ökat slitage på flexibilitetsresursen, eller överproduktion.
 - Målkonflikter med andra miljö- och klimatmål.

Alla dessa tre huvudområden, och tillhörande 11 underliggande kategorier som identifierats från de analyserade intervjuvaren, nämndes inte lika ofta under intervjustudiens gång; i de 60 genomförda intervjuerna nämndes de 11 kategorierna mellan 8 och 42 gånger. Tre kategorier togs upp av flest intervjuade, och nämndes omkring 40 gånger vardera i intervjustudien:

- **Brister i nuvarande marknadsutformning**, som till stor del utgörs av problem med bristande koordinering mellan olika marknader för flexibilitet.
- **Nuvarande intäktsreglering** och avsaknad av incitament för nätägare att nyttja och premiera flexibilitet.
- **Målkonflikter** mellan leverans av flexibilitet och flexibilitetsresursernas huvudsyfte (som exempelvis målkonflikten som uppstår gällande leverans av flexibilitet från elbilsladdare kontra elbilsladdarnas huvudsyfte om att bistå med laddning till elfordonens användare).

⁶ Rollen som fristående leverantör av balanstjänster (BSP, *balancing service provider*) är i dagens regelverk inte införd på elmarknaden; leverans av balanstjänster behöver idag gå genom balansansvarig part (BRP, *balance responsible part*). Tidsplan för fullständig implementering av BSP-rollen har flyttats fram från 2024 till 2028.

⁷ DSO, *Distribution system operator*, i Sverige ofta kallat region- och/eller lokalnätägare.

De olika hinder och målkonflikter som framträdde under intervjustudiens gång kunde också sorteras in i tre olika grupper:

1. **Interna hinder och målkonflikter** – som ligger hos ägaren eller användaren av den resurs som ska leverera flexibilitet. Dessa hinder och målkonflikter kan exempelvis handla om drivkraften hos en värmepumpsägare att använda värmepumpen i syfte att hålla en kontinuerlig uppvärmning, kontra att låta värmepumpen styras flexibelt – eller att köra en industriell process flexibelt till förmån för att variera effektåtgången enligt systemets behov, men med risk för att göra avkall på industrins produktionsnivåer.
2. **Regulatoriska hinder och målkonflikter** – som innebär motsättningar mellan aktörers möjligheter att erbjuda mer flexibilitet, och begränsande regelverk från lagstiftare samt marknader.
3. **Marknadsmässiga hinder och målkonflikter** – som innebär att hindret för flexibilitetens realisering ligger i marknaden, när exempelvis ekonomi inte räcker för att frammana en viss förändring som kan frigöra mer flexibilitet. Marknadsmässiga hinder utgörs ofta också av regulatoriska hinder.

Olika aktörsgrupper upplever olika typer av hinder

Analysen av intervju svaren visar också att olika aktörsgrupper upplever olika typer av hinder. De intervjuade organisationerna har till denna analys delats in i fem olika aktörskategorier:

- **DSO/TSO⁸** – i flexibilitetssammanhang är dessa aktörer vanligtvis behovsägare, och har i flera fall marknader där de köper flexibilitetstjänster av olika slag.
- **Flexibilitetsleverantörer (FSP⁹) och balansansvariga (BRP)** – inkluderar aggregatorer och elhandelsbolag med tydlig koppling till specifika flexibilitetsresurser. Alla aktörer inom denna kategori, som medverkat i intervjustudien, har erfarenhet av att agera direkt mot olika marknader med sin flexibilitet.
- **Teknik/flexibilitetsresurser** – inkluderar aktörer som förfogar över enskilda flexibilitetsresurser, samt tillverkare av teknisk utrustning som kan styra resurser flexibelt, men där de styrda resursernas ägare överlåtit åt tredje part att sköta driften av resurserna. Aktörer från intervjustudien som delats in i denna aktörskategori har inte samma erfarenhet som FSP:er och BRP:er av att erbjuda flexibilitet till en marknad.
- **Industrier** – en aktörskategori som skulle kunna ingå under "Teknik/flexibilitetsresurser", men som särredovisats i denna studie då aktörerna i vissa avseenden skiljer sig från aktörerna i föregående kategori.
- **Forskning/övrigt** – inkluderar forskare med fokus på olika delar av energisektorn, men även fristående marknadsoperatörer som inte ingår i kategorin DSO/TSO.

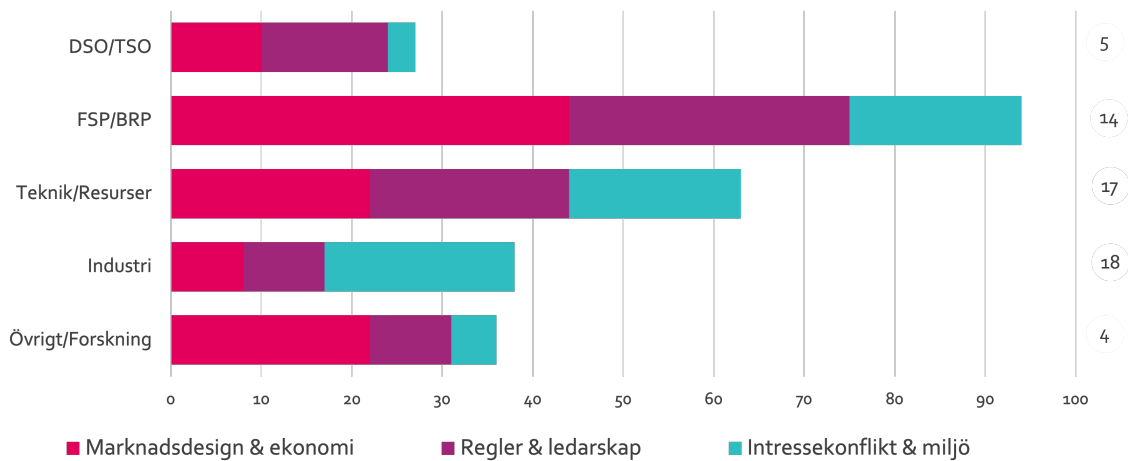
Utifrån de tre huvudområdena för hinder redovisade i tidigare avsnitt har alla omnämnda hinder fördelats mellan de olika aktörskategorierna, för att ge en bild av inom vilka kategorier de olika aktörsgrupperna ser flest hinder och målkonflikter som hindrar större utbud av flexibilitet.

⁸ Transmission system operator, i Sverige utgörs denna roll av Svenska kraftnät.

⁹ Flexibility service provider.

Den aktörsgrupp som utifrån intervjustudiens analys upplever flest hinder är FSP/BRP. I vissa avseenden är detta rimligt, då det är denna aktörskategori som ofta utgör bryggan mellan de aktörer som kan erbjuda flexibilitet från sina resurser (teknik/flexibilitetsresurser samt industrier), och de aktörer som behöver flexibiliteten (DSO/TSO). Genom denna position kommer FSP/BRP i kontakt med hinder som både resursägarna och flexibilitetens behovsägare upplever.

Den största andelen hinder som aktörsgruppen FSP/BRP upplever faller in under huvudområdet marknadsdesign och ekonomi, vilket är föga förvånande då det är på marknaderna som aktörerna får merparten av sina intäkter. Bland aktörer med erfarenhet av att handla med flexibilitet på fler än en marknadsplats återkommer brister i marknadskoordinering, tillsammans med avsaknaden av BSP-rollens införande, som ett vanligt hinder. Även behovet av standardisering lyfts fram många gånger – både när det kommer till produkter på olika lokala flexibilitetsmarknader, utformning av tariffer samt harmonisering mellan länder.



Figur 2. Grafen visar hur många olika hinder som olika aktörskategorier har lyft genom intervjuerna samt vilket område de tillhör. Längst till höger i grafen redovisas hur många aktörer som tillhör aktörskategorin. Exempelvis kan man se att aktörskategorin FSP har angett över 90 hinder och målkonflikter och att totalt 14 aktörer intervjuades.

För aktörskategorin Teknik/Resurser fördelas hindren relativt lika mellan de tre kategorierna. Aktörerna som intervjuats upplever hinder både kopplat till intäktsreglering och transparens kring nätbolagens arbetssätt, kring alternativkostnader och att flexibilitet till viss del står i konflikt med resursens huvudsyfte, samt att förutsättningarna för ekonomi i flexibiliteten upplevs osäker.

De industriaktörer som har intervjuats har framför allt valt att lyfta fram målkonflikter mellan att producera sin produkt samt att kunna erbjuda flexibilitet. De lyfter i sina intervjuer tydligt fram att det finns en alternativkostnad för att vara flexibel både i form av slitage, produktionsbortfall och att det annars krävs en överkapacitet inom industrin för att verkligen kunna bidra med flexibilitet.

Nätägarna i form av DSO/TSO ser även de ett antal hinder, där det största ligger i avsaknaden av incitament till flexibilitet i intäktsregleringen, något som de anser att man måste adressera i den kommande intäktsregleringen från 2028. Utöver intäktsregleringen och utmaningar inom DSO-rollen lyfter nätägarna fram marknadshinder som svårigheter att koordinera mellan marknader och även behovet av standardisering. De nätägare som vi pratat med i denna studie har alla ett aktivt arbete

med flexibilitet, och ett intresse av att öka deltagandet på marknaderna. Därmed blir åtgärder som underlättar för ökat marknadsdeltagande av vikt för dem.

Slutligen lyfter aktörsgruppen forskare och övriga intressenter i stor utsträckning fram hinder och målkonflikter som relaterar till marknadskoordinerings och marknadsdesignsfrågor. De intervjuade aktörerna ser flera brister och tillkortakommanden med de marknader som finns nu, både när det kommer till stödtjänster, lokala flexibilitetsmarknader och den nordiska elbörsen.

Analyseras aktörsgruppernas hinder utifrån de 11 underliggande kategorierna, i stället för per huvudområde, kan resonemangen ovan ges ytterligare kontext, se Figur 3. En intressant observation är exempelvis att kategorin *Intäktsreglering och DSO* finns med på topp-3-listan för alla intervjuade aktörer. Även marknadsutformning och bristande marknadskoordinerings är vanligt förekommande hos de flesta. Vid sidan av dessa är det standardisering, konflikt med huvudsyfte samt BSP-rollen och alternativkostnaden som lyfts fram på aktörernas topplistor.



Figur 3. Hinder fördelade per aktörskategori med deras tre vanligaste svar utifrån de 11 huvudkategorierna.

Över lag finns det en samstämmighet mellan många intervjuade aktörer om vilka hinder som finns. Direkta målkonflikter för flexibilitet är svårare att identifiera, men en handfull kommer att lyftas fram i nästa kapitel, som fördjupar analysen över identifierade hinder och målkonflikter. En viktig aspekt att komma ihåg är att intervjuerna genomfördes under våren och hösten 2024, och att hinder förändras med tiden. Därför genomfördes en uppföljande workshop under våren 2025, med ett urval av de aktörer som deltagit i intervjustudien. Resultaten från denna workshop redovisas längre ner i denna delrapport; en slutsats som dock kan konstateras är att mycket av arbetet för att skapa bättre förutsättningar för flexibilitet ligger på myndigheter och nätägare.

Fördjupningar kring identifierade hinder och målkonflikter

I detta kapitel görs fördjupande nedslag kring identifierade hinder och målkonflikter som lyfts gällande de tre huvudområden som identifierats i analysen av intervjustudien: hinder och målkonflikter kopplade till marknadsutformning och ekonomi, regler och ledarskap samt intressekonflikter och miljö.

Målkonflikter och hinder – marknadsutformning och ekonomi

Elmarknaden i Sverige och Europa är sedan mitten på nittioalet avreglerad, vilket innebär att elen handlas i fri konkurrens över nationsgränser. Syftet med konkurrensen är att resurser för elproduktion ska användas på ett så effektivt sätt som möjligt.



Figur 4. Elmarknadens olika delmarknader.

Dagens elmarknad består av flera delmarknader som syftar till att tillgodose handelsbehov för planering och justering inför leverans, samt att balansera avvikelser under leveranstimmen. Handeln på elmarknaden börjar så tidigt som upp till 25 år före leverans genom prissäkringsmarknaden, där långsiktiga bilaterala elköpsavtal (PPA, *Power Purchase Agreements*) handlas mellan producenter och användare. Handeln på prissäkringsmarknaden kallas för *finansiell* elhandel, och sker i Norden huvudsakligen på marknadsplatsen Nasdaq Commodities.

Prissäkringsmarknadens handelsfönster sträcker sig fram till nästa delmarknad, dagen före-marknaden, där elen under ett handelsfönster om 12–36 timmar innan leverans handlas genom auktioner för alla kvartar under nästkommande dag. Här går den finansiella elhandeln över till *fysisk* elhandel, och genom att köpbud matchas mot säljbud fastställs de gemensamma systempriserna samt spotpriset i de individuella elprisområdena ett dygn i förväg; av denna anledning kallas dagen före-marknaden ibland för spotmarknaden. När dagen före-marknadens handelsfönster stänger går handeln på elmarknaden från planeringsstadiet till ett skede för justerande handel på intradagsmarknaden. Där justerar marknadsdeltagarna elhandeln – och därmed elpriserna – kontinuerligt fram till en timme före leverans, genom kontinuerlig löpande handel samt genom tre intradagsauktioner (IDA). Justeringsbehoven uppkommer allt eftersom prognoserna för produktion och användning förändras under leveransdagen, och parterna på elmarknaden behöver "handla sig i balans". I Norden sker elhandeln på dagen före- och intradagsmarknaden på elbörsen Nord Pool.

Efter att handelsfönstret på intradagsmarknaden stänger, och tidpunkten för leverans uppstår, fortsätter handeln på elmarknaden på balansmarknaden – som egentligen består av flera olika

balansmarknader för olika ändamål. Där sker den fysiska handeln kontinuerligt i realtid, i syfte att balansera elsystemet genom olika stödtjänster för frekvensreglering och frekvensåterställning som avropas inför och under varje leveranskvarter; stödtjänster för kapacitet som avropas i realtid har dock upphandlats genom auktioner dagen före. Stödtjänsterna innefattar både automatiska och manuella reserver, och de manuella reserverna konkurrerar med varandra på den gemensamma nordiska reglerkraftmarknaden. Handeln på balansmarknaden sker mellan TSO:er, i Sverige Svenska kraftnät, och leverantörer av balanstjänster.

Parallellt med handeln på de ovan beskrivna delmarknaderna sker också i vissa nätområden lokal handel med överföringskapacitet på lokala flexibilitetsmarknader. På de lokala marknaderna säljs upp- och nedreglering av elproduktion, energilager och användning, för att tillgodose det lokala elsystemets behov av kapacitet.

Dagen före-marknaden, intradagsmarknaden, balansmarknaden och lokala flexibilitetsmarknader utgör alla marknadsplatser där flexibla resurser – åtminstone i teorin – kan buda in tjänster för energi, balansering eller överföringskapacitet. Huruvida det är möjligt i praktiken avgörs dock av marknadernas utformning, och hur de olika marknaderna samspelar med varandra gällande handelsfönster, regelverk och möjlighet till koordinerat marknadsdeltagande.

Ur ett elsystemperspektiv ger god tillgång till flexibla resurser på de olika delmarknaderna en effektivare elmarknad – med jämnare elpriser, ökad jämvikt mellan säsongs- och mellanårlig energitillgänglighet, en förbättrad resurseffektivitet i elsystemet och minskad belastning på infrastruktur. Samtidigt behöver det finnas ekonomiska incitament för ägare av flexibilitetsresurser att erbjuda sin flexibilitet till marknaden; dessa incitament kan höjas med ökad möjlighet till koordinerat marknadsdeltagande, och därmed ökade möjligheter till intäkter från olika marknader.

I följande avsnitt beskrivs de hinder och målkonflikter som intervjustudiens medverkande aktörer har lyft fram som centrala barriärer för ökat utbud av flexibilitet på de olika delmarknaderna, och utvecklingsområden som är kritiska för att realisera större volymer av flexibilitet i på elmarknaden och därmed i elsystemet.

Utvecklad marknadsutformning och koordinering av marknadsdeltagande

Marknadernas utformning har en avgörande betydelse för vilka lösningar och affärsmodeller som utvecklas av olika aktörer på marknaden. Då flexibilitet på vissa sätt är en relativt ny företeelse – genom att utbudet av resurser från både produktion, konsumenter och energilager ökar samtidigt som fler nätägare ser behov av att nyttja eller köpa flexibilitet – behöver utformningen av flera marknadsplatser utvecklas för att möjliggöra ett bredare deltagande av resurser.

Flera aktörer lyfter fram att det finns en konkurrens mellan olika marknader och produkter som medför att likviditeten av flexibilitet blir lägre på vissa marknader. Exempelvis lyfts konkurrensen mellan Svenska kraftnäts balansmarknader för stödtjänster och lokala flexibilitetsmarknader fram som en möjlig målkonflikt för ökad flexibilitet i elsystemet:

”Lokal flexmarknad och nationell flexmarknad finns det definitivt målkonflikt i, där lokal flexmarknad kommer komma mer och mer. Kommer bli huggsexa om den effekt som finns och vem som betalar mest. Målkonflikt uppstår på grund av bristande koordinering.”

Hur man anser att eventuella målkonflikter av detta slag ska hanteras, och vilka mål som ska prioriteras, varierar mellan respondenterna. Vissa lyfter fram att Svenska kraftnäts intressen av reserver för balansering är en "samhällsviktig funktion" och därför bör gå före, medan andra lyfter fram att utbudet lokalt är mycket mindre och att den lokala nätägaren därför bör få välja sina resurser först. Utifrån hur prissättningen och frekvensen för avropen på de lokala marknaderna ser ut just nu upplever dock många flexibilitetsleverantörer att det är lönsammare för dem att delta på stödtjänstmarknaderna:

"Ett dilemma som kan uppstå är att [lokala nätägare] har svårt att konkurrera med pengarna som finns på stödtjänstmarknaden. Det kan hända att det aldrig är värt att delta på lokal flexmarknad om stödmarknaden konkurrerar ut den. Krävs sund konkurrenssättning."

I delrapport 2 från projektet FlexAbility¹⁰ analyseras dock historiska data från flera lokala marknader, och resultaten visar att priserna på de lokala marknaderna generellt sett är konkurrenskraftiga när bud väl avropas, jämfört med priset på stödtjänster samma timme, men att aktiveringar sker ganska sällan; bara cirka 6 procent av tiden under vintersäsongerna när marknaderna är aktiva. Detta medför att det inte med säkerhet är lönsamt att investera i flexibla resurser och styrutrustning för att enbart delta med dem på en lokal marknad; en förutsättning för en bred implementation av flexibilitet är därför att det går att koordinera deltagande på flera marknader.

Tidigare pilotprojekt för svenska lokala flexibilitetsmarknader har försökt lösa frågan om marknadskoordinering inom den lokala marknadens ramar. Inom projektet sthlmflex avsågs det göras ett tekniskt test där bud som inte blev avropade lokalt vidarebefordrades till Svenska kraftnäts kapacitetsmarknad för mFRR. Tyvärr genomfördes aldrig testet i Sverige, men liknande demonstrationer har skett på lokala flexibilitetsmarknader i Norge, och det finns röster som lyfter fram att Svenska kraftnät borde ha en gemensam mFRR-marknad med de lokala nätbolagen för att underlätta både för flexibilitetsleverantörerna och för nätägarna.

Detta kan jämföras med exempel från delar av Finland samt från Kanada och Storbritannien, där TSO:n köper stödtjänster på samma marknad som nätägare köper lokal flexibilitet. I Finland har TSO:n Fingrid¹¹ också ett pågående projekt där bud på intradagsmarknaden ska ges en geografisk position och integreras med Fingrids och nätägares bud på flexibilitet. Med marknadsintegrationen försvinner den målkonflikt som annars uppstår för flexibilitetsleverantörer när de måste välja en marknad att leverera till.

En integrerad svensk flexibilitetsmarknad, med Svenska kraftnät som huvudman, skulle i teorin kunna innebära att alla nätägare skulle kunna ansluta och handla flexibilitet på en och samma plattform, vilket även skulle underlätta för mindre nätägare som saknar resurser för att sätta upp en marknad själva. Detta skulle emellertid vara ett ganska stort steg framåt för marknadsutformningen, då Svenska kraftnät just nu strävar mot att ansluta sig till de europeiska balansmarknads-plattformarna MARI och PICASSO.

¹⁰ Power Circle (2025). [Delrapport 2 – Utveckling av marknader och verktyg för flexibilitet](#).

¹¹ Fingrid (Hämtad 2025-09-23), [TSO-DSO congestion management market](#).

Förbättrad koordinering mellan elmarknadens olika delmarknader är den lösning som föreslås av flest respondenter i intervjustudien, för att möjliggöra flexibilitetsleverantörers deltagande på samtliga marknader. I en perfekt utformad marknad bör också resursen göra som störst nytta på den marknad som för tillfället erbjuder det högsta priset; en ändamålsenlig optimering och allokering av resurser ska därför kunna ske genom marknadens prissignaler.

Svårigheter uppstår om marknadsreglerna medför att resursen exempelvis inte kan delta på både balansmarknaden och de lokala flexibilitetsmarknaderna samtidigt – och allokeras dit där den ger bäst nytta – och flexibilitetsleverantören i stället redan på förhand behöver välja vilken marknad som resursen deltar på. Ett exempel på denna sorts målkonflikt i dagens marknadslandskap, som nämnts genom intervjustudien, är deltagande på marknaderna för FFR och FCR-D, där Svenska kraftnät i dag inte tillåter att samma resurser deltar samtidigt:

”Idag konkurrerar FCR-D och FFR med varandra, men det bör vara samma marknad i och med att det är samma resurser och samma volym.”

”Finns målkonflikter då det exempelvis inte går att leverera FRR och FCR upp. [Svenska kraftnäts] regelverk säger att man inte kan det.”

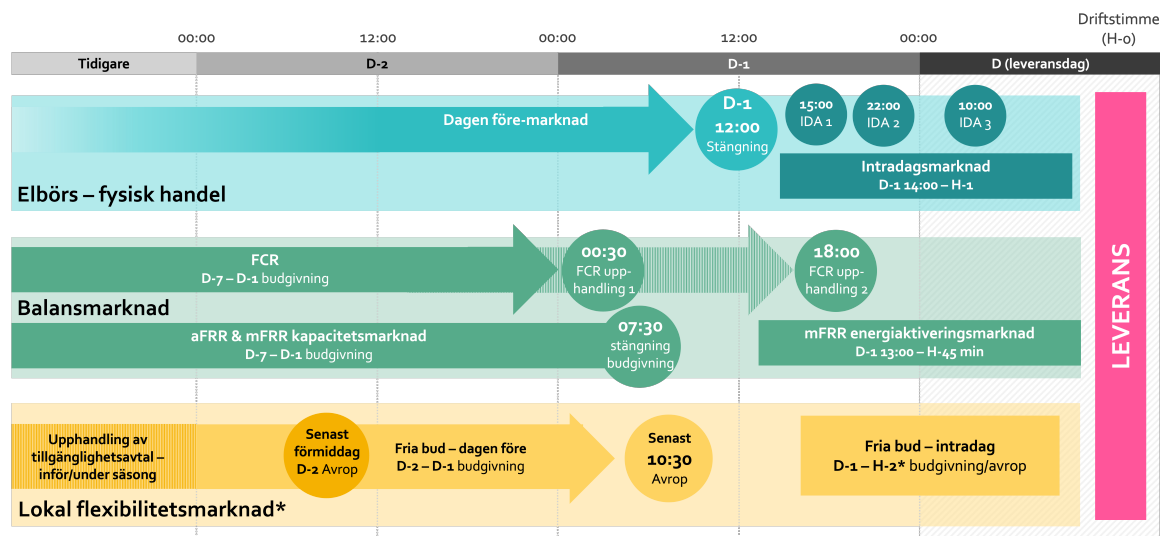
När det kommer till marknadsutformning lyfts även tekniska krav och förkvalificeringsregler fram som hinder som minskar volymen flexibilitet på marknaderna. Flera aktörer upplever att deras flexibla resurs inte riktigt passar in i de mallar eller ramar som TSO och nätägare ger den flexibilitet som de upphandlar. Många av kraven – framför allt för stödtjänster – är framtagna med stora centrala resurser i åtanke, men blir inte ekonomiskt rationella när resurserna är små och distribuerade. Ett exempel på en aktör som finner detta utmanande representerar flexibilitet från värmepumpar, som har en stor teknisk flexibilitetspotential:

”Var kan vi passa in? För ibland kan ju värmepumpen vara som en rund boll som man ska få in i ett fyrkantigt hål.”

När det kommer till förkvalificering av resurser för stödtjänster ser intervjuade aktörer att andra länder antar andra strategier än de som Svenska kraftnät har valt. I Finland kan exempelvis resurser typ-godkännas, det vill säga: om du har förkvalificerat en resurs av en sort behöver du inte genomföra en lika omfattande förkvalificering för din nästa resurs av samma sort.

Några förbättringar för svenska aktörer kan tänkas komma med den nya nätkoden för efterfrågeflexibilitet. Den föreslagna nätkoden – som troligtvis beslutas under Q1/Q2 2026 på europeisk nivå – innehåller nya regler för förkvalificering av flexibilitet. Bland annat föreslås det att en resurs som har blivit godkänd för en marknad automatiskt ska kunna delta på andra liknande marknader. Detta är ett förslag som skulle kunna underlätta för aktörer med många små resurser, vilka idag har den största administrationen i förhållande till bidrag i effekt när det kommer till marknadsdeltagande.

Ett annat vanligt förekommande tema hos respondenterna har varit diskussionen om tidsfönster för när elmarknadens delmarknader öppnar och stänger. Genom att koordinera de olika marknadernas handelsperioder i tid möjliggörs också att resurser som inte blivit avropade på en marknad kan delta med ett nytt bud på nästa marknad. Redan innan de lokala marknaderna introducerades fanns det många olika tidsfönster att förhålla sig till som marknadsaktör, och med de lokala marknaderna krävs ännu mer komplex optimering, vilket illustreras i **Error! Reference source not found..**



Figur 5. Handelsfönster på de olika delmarknaderna.

*Tider för handelsperiodernas öppning och stängning samt avropstider kan variera mellan olika lokala flexibilitetsmarknader. Tillgänglighetsavtal för tillgänglighetsbud på lokala flexibilitetsmarknader upphandlas inför/under säsongen.

Sedan intervjustudiens genomförande under våren och hösten 2024 har dock justeringar av stängningstiderna på de lokala flexibilitetsmarknaderna gjorts, för att möta flexibilitetsleverantörers önskemål om ökad möjlighet till marknadskoordinering. Redan till säsongen 2024/2025 var det möjligt att delta både på Effekthandel Väst – den lokala flexibilitetsmarknaden i Göteborg/Mölndal – och på marknaden för stödtjänsten FCR-D. Resultat från aktörer som deltagit på både Effekthandel Väst och FCR-D visar att intäkten blev ungefär lika stor från de två olika marknaderna. Inför den kommande vintersäsongen 2025/2026 uppger även E.ON att de har justerat sina tidsfönster för att möjliggöra koordinerat deltagande på flera marknader.

Det är för oss i projektet tydligt att aktörer som i våra intervjuer under våren 2024 inte visade något intresse för de lokala flexibilitetsmarknaderna nu i öppna forum pratar om att de undersöker möjligheterna att delta med sina resurser på de lokala marknaderna. Troligtvis spelar både stabiliteten över tid och förbättrade möjligheter till marknadskoordinering in. Detta är något som bådär gott för likviditeten på de lokala marknaderna. Samtidigt förväntar sig många leverantörer nu att de lokala marknaderna sprider sig till fler geografiska områden, så att den utveckling de lägger in i deltagande på de lokala marknaderna kan användas av fler resurser – och ge större nytta till fler kunder framöver.

Avvägningar som behöver göras när det kommer till marknadsdesign kan ibland vara svåra. Det krävs en balans mellan förenklade regler, som gör det lätt för många aktörer att delta, samtidigt som reglerna behöver förhindra manipulation av marknaden och oseriösa aktörer. Några aktörer lyfter i intervjustudien exempelvis fram att vattenkraften har en särställning på marknaden eftersom den är så stor i volym, vilket gör att möjligheten att vara flexibel ur ett perspektiv begränsas:

“Potentialen från vattenkraft är mycket stor. De är så stora så de får passa sig för att inte anklagas för marknadsmanipulation. Risken för marknadsmanipulation gör att de vill erbjuda sin mesta flexibilitet på [dagen före-marknaden] för att inte sitta med all makt på FRR.”

Några aktörer lyfter även fram att de upplever att det finns flexibilitetstjänster som olika resurser levererar, men som inte prissätts. Detta, menar de, skapar sämre möjligheter att investera i nya resurser som skulle kunna bidra till nödvändig stabilitet till det nordiska elsystemet:

”Systemnyttan med [vår resurs] är störst i att leverera reaktiv effekt, svängmassa, kortslutningseffekt och kvalitet i elnätet. Tyvärr får vi inte betalt för detta. Får dåligt gehör för detta hos Svenska kraftnät och marknadsdesignen finns inte för dessa produkter än.”

”Historiskt har [Svenska kraftnät] fått med svängmassa och spänningsreglering på köpet, så det har inte behövt prissättas eller göras till en marknad.”

Slutsatserna från intervjuerna är att fortsatt marknadsutveckling krävs för att möjliggöra investeringar i flexibla resurser och frigöra större volymer flexibilitet till marknaderna. Framför allt behövs bättre koordinering mellan marknader; här har vissa steg tagits framåt under de senaste åren, när det kommer till de lokala flexibilitetsmarknadernas koordinering med vissa stödtjänster på balansmarknaden. Samtidigt skulle ännu större likviditet kunna tillgängliggöras om marknadsutformningen tar ytterligare steg framåt. Här ligger en stor del av ansvaret på nätägarna och Svenska kraftnät, som är båda parter är behovsägare och utformar spelreglerna.

Avsaknad av oberoende BSP-roll hämmar utbudet av flexibilitet

När EU-kommissionens förordning (EU) 2017/2195 (Electricity Balancing Guideline, EBGL) trädde i kraft den 18 december 2017 innebar det att medlemsländerna och de nationella motsvarigheterna till Svenska kraftnät var tvungna att anpassa sina balansmarknader och regelverk till EBGL inom tre års tid. Detta innebar att BSP-rollen skulle vara implementerad senast december 2020 i alla EU:s medlemsländer. För Sverige innebar detta att rollen Balansansvarig (BA) bröts upp i rollerna *Balance Responsible Party* (BRP) och *Balance Service Provider* (BSP), på svenska balansansvarig och leverantör av balanstjänster. Svenska kraftnät sköt dock på introduktionen av den oberoende BSP-rollen; strax innan introduktionen skulle ske i maj 2024 annonserades det att det för att vara BSP krävdes avtal med BRP, ett förbehåll som omintetgjorde följdverkningar av införandet.

Under hösten 2024 meddelade Svenska kraftnät att den fullständiga implementeringen av den oberoende BSP-rollen kommer ske under år 2028 – elva år efter att förordningen trädde i kraft, och åtta år efter att implementeringen skulle varit på plats. Nyligen tillsatte Svenska kraftnät en referensgrupp för införandet, samtidigt har Energimarknadsinspektionen påbörjat ett tillsynsärende i frågan med bakgrund av förseningen.

Enligt intervjuade aktörer som planerat att anta BSP-rollen finns det inga BRP:er som skulle släppa in en extern BSP i deras balansansvar. Däremot har de flesta BRP:er nu också antagit rollen som BSP, och samverkar sedan med andra aktörer som får anta rollen som tekniska aggregatorer. Några få aktörer som initialt hade avsett att bli BSP har nu i stället tagit sig an rollen som BRP, för att få tillgång till marknaden och oberoende kunna lägga upp egna bud och strategier. De flesta aktörer som sett fram emot införandet av en oberoende BSP-roll har dock i stället fått fortsätta utveckla sitt samarbete med en eller flera BRP:er, eller avvaktat med att tillgängliggöra sina resurser till marknaderna:

”BSP-rollen är ju en papperskonstruktion utan någon praktisk betydelse nu, det som införs. Sen tycker jag att man ska vara ärlig nog att säga att ett misslyckande är ett misslyckande. De har haft sedan 2017 på sig att införa något relativt enkelt som en

majoritet av Europas TSO:er har gjort, och fullständigt misslyckats med det. Så vi har ingen oberoende BSP här och vi vet inte ens när vi kommer få det. Så våran relation med den balansansvariga är ju helt nödvändigt och en förutsättning. Vi kan inte göra någonting... Ja, eller allt vi gör är ju på nåder av dem. Och den relationen vi har är väldigt viktig för oss, den är bra."

Frånvaron av regelverk för den oberoende BSP-rollen är det hinder för flexibilitet som deltagare i projektets intervjuer och workshops uttryckt mest frustration över. Avsaknaden av BSP-rollen på den svenska elmarknaden nämns av många aktörer som en hämsko för flexibilitet, men den största frustrationen har uttryckts från företag med stor potential att själva agera oberoende BSP; aktörer såsom aggregatorer och företag med många distribuerade små resurser. Även flera intervjuade BRP:er lyfter fram avsaknaden av en oberoende BSP-roll som en barriär för flexibilitet; aktörerna beskriver det som att mycket flexibilitet förblir inlåst och outnyttjad utan aktörer som får agera oberoende BSP på marknaden, då BRP:er ofta har tillräckligt mycket "egen" flexibilitet att buda in till marknaderna och inte i samma utsträckning som en oberoende BSP är intresserade av att buda in sina kunders flexibilitet:

"Men de gamla stora BRP-aktörerna känner ju vi har ju fokuserat väldigt mycket på sin egen flexibilitet och struntat ganska mycket i kunders flexibilitet."

Enligt en teknisk aggregator som medverkat i intervjustudien går hälften av företagets arbetstid åt till att bara hantera samarbetet med de BRP:er som företaget har avtal med. Aggregatorn hade vid tidpunkten för intervjun omkring 500 MW kvalificerade resurser genom dessa BRP:ers kunder, enligt den intervjuade aggregators utsago skulle företaget i egenskap av oberoende BSP kunna realisera ytterligare 300 MW flexibilitet på nolltid. Även en annan aggregator som medverkat i intervjustudien uppgav att den största kostnaden de hade inom företaget var den administrativa kostnaden från att arbeta med balansansvariga.

För tekniska aggregatorer som arbetar med ett stort antal mindre resurser, såsom villavärmepumpar eller mindre elbilsaddare, är det inte bara ett ekonomiskt problem utan även en stor administrativ utmaning att de behöver ha ett avtal med varje kunds BRP för att använda den resursens flexibelt. Problemet representeras väl i ett citat från en tillverkare av elbilsaddare med driftstjänst för laddarna:

"Alltså, det här har ju varit vår målsättning, vi hade ju väntat på den här BSP-rollen för att det stora hindret för oss idag är ju att... vi har i Sverige ungefär åttahundra fastighetsägare som kunder och det är nära nog omöjligt för oss att, 1) ta reda på vem de har som balansansvarig, eller 2) potentiellt byta [balansansvarig]. Vi väntar ju på den här BSP-rollen men då har ju.... eller är ambitionen att vi ska erbjuda möjlighet till deltagande [på Svenska kraftnäts marknader] till alla våra kunder?"

En slutsats från intervjuerna är att avsaknaden av denna marknadsroll skapar en barriär för en stor mängd aktörer som planerat att – på liknande sätt som i andra länder – kunna bidra med flexibilitet från sina resurser på olika marknader. Även om andra vägar också är möjliga beskrivs det som att volymen flexibilitet som når fram till marknaderna bli mindre utan denna möjlighet. Rollen bör därför införas skyndsamt av Svenska kraftnät för att möjliggöra större konkurrens och större volymer.

Standardisering och harmonisering underlättar för mer flexibilitet

Ett återkommande behov som lyfts av de intervjuade aktörerna är behovet av standardisering på flera fronter. För de aktörer som är verksamma internationellt är det internationell samordning mellan olika balansmarknader som efterfrågas; nationellt är det standardisering på lokala flexibilitetsmarknader som efterfrågas, och att dessa i allra möjligaste mån ska samordnas med stödtjänstmarknaderna. Exempelvis uppges det vara väldigt stor skillnad mellan Fingrid och Svenska kraftnät gällande produkter för stödtjänster och förkvalificering av dessa; en intervjuad aggregator beskriver det som väldigt mycket enklare och tydligare hos Fingrid. Ett förslag är att förkvalificering av produkter ska ske gemensamt inom det nordiska synkrområdet; detta skulle potentiellt kunna öka utbudet av flexibilitet i flera elprisområden.

För lokala flexibilitetsmarknader efterfrågar nästan varje intervjuad aktör en standardisering av förfarandet för förkvalificering och marknad, standardisering av anbudstider för olika marknader och även standardisering av de produkter som handlas på marknaderna. Standardisering efterfrågas av många aktörer, men framför allt aggregatorer och flexibilitetsleverantörer (FSP:er) uttrycker en avsaknad av standarder mellan marknader:

”Det finns väl ingen begränsning egentligen, och det tror jag är ett problem i sig, för vi behöver ha en standardisering kring produkter så att det inte ser olika ut på olika marknader runt om i Sverige. Då kommer det bli väldigt, väldigt jobbigt för oss att attrahera säljare och leverantörer av det här.”

”Standardisering behövs. Stora aggregatorer har inte velat vara med på lokala flexmarknader för att de inte velat lägga ner resurser på att anpassa sig till lokala förutsättningar.”

Det finns en medvetenhet även hos nätägarna för behovet av harmonisering och standardisering. De senaste åren har det tagits steg framåt både med avseende på handelsfönster och produkter på de lokala flexibilitetsmarknaderna, men nätägarna ser generellt inte samma tryckande behov av standardisering som leverantörerna. För nätägare är det också viktigt att de lokala marknaderna faktiskt ger rätt effekt för att de ska kunna finnas kvar och integreras helt i nätverksamheten när det även kommer till nätplanering och drift. Därför finns en viss försiktighet när det kommer till tidig standardisering av lokal flexibilitet.

Samtidigt har aktiva nätägare under det senaste året arbetat fram förslag på tre standardiserade produkter för lokala flexibilitetsmarknader; dessa presenteras närmare i FlexAbilitys delrapport 2¹². Förslaget på produkterna är inlämnat till Energimarknadsinspektionen för godkännande, och skulle framöver kunna utgöra den grund som leverantörerna efterfrågar för att verkligen kunna sätta av pengar och resurser för att utveckla tjänster mot de lokala marknaderna.

Vid sidan av produkter lyfts även behovet av mer enhetlig kommunikation och kommunikationsgränssnitt mellan aktörer och komponenter som avgörande för utvecklingen av flexibilitet. Behovet finns dels när det kommer till hur flexibilitet avropas av nätägare, där liknande avrop från samtliga nätägare hade uppskattats både när det kommer till villkorade avtal, bilaterala avtal och marknader.

¹² Power Circle (2025). [Delrapport 2 – Utveckling av marknader och verktyg för flexibilitet](#).

Behovet av standardiserad kommunikation lyfts även när det kommer till konsumentprodukter och hur de kommunicerar, vilket riskerar att leda till suboptimeringar hos kunder med flera olika resurser:

”Olika mjukvarusystem är inte kompatibla eller kommunicerar inte. Vissa tillverkare vill inte släppa in andra till att styra deras enheter. Det gör att det kan vara suboptimering på många enheter.”

”Hur kan vi underlätta samarbete och utrustning, när vi behöver ha olika lösningar. Det borde finnas gemensamt protokoll för att kommunicera. Många hårdvarutillverkare vill låsa in kunder med teknik som är specifik för dem.”

”Även förbrukningsflex som aggregeras. Det är idag komplext, men här finns potential. [...] Om det går att få till en plug and play-lösning hade det underlättat framöver.”

Energiföretagen har under de senaste åren arbetat med att ta fram en rekommendation kring hur nätägare ska avropa villkorade avtal, och valt protokollet OpenADR; i april 2025 kom Energiföretagen också med ytterligare tillägg för att möjliggöra ökad enhetlighet¹³. Samtidigt är arbetet med nätkoden för efterfrågefleksibilitet nu inne i slutskedet på EU-nivå, och förväntas under kommande år bidra till ytterligare utveckling när det kommer till datautbyte mellan nätbolag och andra aktörer kring frågor som rör flexibilitet.

Sammanfattningsvis önskar både teknikutvecklare och marknadsaktörer större harmonisering mellan olika nätbolag när det kommer till hur man köper och aktiverar flexibilitet, då detta underlättar deras utveckling av produkter som gör att kunder kan bidra med flexibilitet på ett ekonomiskt rationellt sätt. Samtidigt behöver branschaktörer själva öka möjligheten för olika system att prata med varandra, och standardiserade protokoll och kommunikationslösningar skulle behöva utvecklas. Ytterligare ett område där större harmonisering önskas är effekttariffer, vilket behandlas i nästa avsnitt. För nätägarna har harmoniseringen ett värde då den ökar likviditeten och handlingsutrymmet, och flera steg framåt har tagits de senaste åren när det kommer till produkter, protokoll och handelsfönster. Samtidigt är lokal flexibilitet ännu i ett tidigt utvecklingsskede, och en tidig standardisering kan även riskera att minska värdet av flexibiliteten för nätägare – vilket skulle kunna leda till en mindre och långsammare implementering av flexibilitet hos fler nätägare. Standardisering är därför en avvägning när det kommer till vissa aspekter, samtidigt som det på andra områden enbart är ”win-win”.

Nya effekttariffer kan både hämma och gynna utvecklingen av flexibilitet

Från den 1 januari 2027 ska effekttariffer vara implementerade av Sveriges alla 176 nätägare. Effekttariffer spelar en dubbel roll i elmarknaden. Å ena sidan fungerar de som effektiva prissignaler som ska styra kunders användning, och därmed bidra till att undvika överbelastning i elnätet. Å andra sidan kan de vara hämmande för flexibilitet, särskilt om de – vid bristfällig utformning – tvingar resurser till ett systemmässigt suboptimalt agerande. En del av problemen med effekttariffer utgörs av konstruerade konflikter på grund av dagen före-marknadens utformning, såsom konflikten mellan effekttariff och elpris. I verkligheten kan det vara så att när elpriset är lågt – eller till och med negativt – är det bra med ökad användning, och att alla resurser därmed använder så mycket el som de har möjlighet till för att hjälpa lönsamheten i exempelvis vindkraftsproduktion. Problemet är att detta

¹³ Energiföretagen (2025). [Tillägg till rekommendation för villkorade elnätsavtal](#), hämtad 2025-10-01.

generellt sett inte är något som beaktas i effekttariffers utformning; i stället kan resultatet för de enskilda användarna bli att det blir väldigt mycket dyrare för dem att agera på elmarknadens signaler.

Som exempel på denna målkonflikt nämner en intervjuad aktör en tariff med tre dimensionerande effekttoppar under en månad. I praktiken borde laddning kunna ske med hög effekt till ett lågt pris under tidpunkter då efterfrågan på el är låg; med den nämnda effekttariffens utformning blir dock detta inte utfallet, och det landar i stället på slutanvändaren att hålla koll på tarifferna för att undvika effektpristoppar som infaller under tidpunkter då elpriset generellt sett är lägre. För konsumenter med många olika flexibla resurser inom hushållet kan det bli ännu rörigare. Generellt kan det sägas att det med större anläggning blir ännu viktigare att hålla ner effekttopparna, i stället för att optimera elanvändningen på timpris.

”Det finns ingen bra databas för de här tarifferna och för att göra det på ett vettigt sätt så behöver man ju då gå in på varje elnätsbolags hemsida och kolla vad de har för tariff. Vilket i praktiken är ogörligt.”

Tidigare har aggregatorer styrt sina resurser mot elpris, och i vissa fall kunnat erbjuda sina användare stora möjligheter till besparingar. Detta blir dock överväldigande komplext för aggregatorerna när styrningen börjar innefatta att hålla koll på alla kunders effekttariffer. Flertalet intervjuade aktörer understryker att lokalnätstariffer bör vara allmänt tillgängliga via API, för att inte varje aggregator ska nödgas kartlägga tariffen hos varje nätagare, vilket är tidskrävande:

”Lokalnätstariffer behöver vara allmänt tillgängliga med API så att aggregatorer inte måste gå in hos varenda DSO och analysera. Detta då effekttarifferna kan påverka effekten av att en flexkund är aktiv, och på så vis hämma deras vilja att vara flexibla.”

Energiföretagen har fört samtal mellan nätagare kring införandet av effekttariffer, men fokus har varit på juridiska tolkningar och inte på att få en enhetlig utformning av effekttarifferna. De tariffer som hittills har införts skiljer sig åt en hel del, vilket försvårar optimeringen av flexibilitet. I synnerhet kan vissa utformningar som utgår från månadens högsta toppar vara svåra att modellera och förutspå i förväg, vilket skapar stora osäkerheter i kostnader för kunder som vill vara flexibla.

Aktiva kunder och deras aggregatorer önskar i stället att i förväg få veta vilket pris elnätstariffen har för varje kvart, för att kunna optimera elanvändningen både mot spotpris och nättariff. Då detta upplägg inte med säkerhet passar passiva kunder skulle två olika tariffer kunna erbjudas. På så vis kan aktiva och passiva kunder få olika avancerade tariffstrukturer, där den passiva kunden får en tariffmodell som är lätt att förstå, medan aktiva kunder får en tariff som är lätt att styra efter. Detta upplägg, med två olika tariffer, testas redan idag av Göteborgs Energi Nät.

I FlexAbilitys delrapport 2¹⁴ beskrivs elnätstariffer ytterligare som ett viktigt verktyg för att frigöra flexibilitet till elsystemet. Bland annat anger många nätagare i sina nätutvecklingsplaner att tariffen är deras främsta verktyg för att ge kunderna incitament till flexibelt beteende. Samtidigt understryker Energimarknadsinspektionen att de nya tarifferna som ska implementeras till 2027 ska utformas för att vara kostnadsreflektiva, där effektkomponenten ska spegla belastningen i elnätet. Detta är en utmaning som lyfts av aktörer genom projektet: att redan nu införda tariffer upplevs som trubbiga,

¹⁴ Power Circle (2025). [Delrapport 2 – Utveckling av marknader och verktyg för flexibilitet](#)

bland annat genom att ta mycket betalt för effekt under många fler timmar än under dygnets höglasttimmar. Flera aktörer vittnar om att införda effekttariffer påtagligt påverkat deras strategier kring flexibilitet, och minskat lönsamheten när de deltar med flexibilitet på andra marknader:

”Nättariffer ställer till det för flexibiliteten, då det tvingar resursen att agera på ett sätt som inte är optimalt för systemet. Förstår att de behövs, men de hindrar flex från att användas där den behövs mest. [...] Egentligen borde man kunna [använda] hög effekt när ingen annan gör det.”

Till skillnad mot andra – genom intervjustudien nämnda – hinder lyfts också nättarifferna oftare fram som en målkonflikt för flexibilitet; dels i aspekt av att tariffen både kan ge incitament för men även hämma flexibilitet, dels gällande att prissignalen kan ligga i konflikt med elpriset. Detta är något som aktörer lyfter som en utmaning för konsumenter att förstå, och därmed som en utmaning att förklara för slutkunderna:

”Målkonflikt med effekttariff och spotpris, jobbigt för slutkund. Kan vara rörigt för konsument.”

Sammanfattningsvis kan effekttariffen både vara ett viktigt verktyg och styrsignal för flexibilitet, och samtidigt också hämma utvecklingen av flexibilitet. Vid den utveckling som nu pågår med framtagandet av elnätstariffer bör möjligheten att vara flexibel värderas när utformningen av tariffen diskuteras. Även möjligheten att tillgängliggöra tariffmodellen via API behöver övervägas, i syfte att underlätta för marknadsaktörer att optimera styrningen av flexibla resurser mot tariffen. På sikt önskas också en större harmonisering av tariffer mellan nätbolag i Sverige, för att underlätta både för marknaden och för kommunikationen med slutkunder.

Implicit flexibilitet kan störa marknadens funktion

Implicit flexibilitet innebär att kunderna reagerar på en prissignal, snarare än att sälja sin flexibilitet som bud till en marknad. Förmågan till implicit flexibilitet omtalas ofta i positiva ordalag av bland annat Energimarknadsinspektionen, som verkar för förbättrade prissignaler till kund. Samtidigt finns det vissa utmaningar som uppstår när priskänsliga kunder styr sin användning efter elpris; intervjuade nätägare vittnar exempelvis om att det redan idag uppstår lokala belastningar i lokalnät där många kunder har dynamiska elprisavtal, och därmed genererar större volymer implicit flexibilitet.

Ökande grad av implicit flexibilitet i elsystemet kan också kasta omkull funktionerna i dagens elmarknadssystem. När det kommer till dagen före-marknaden lyfter flera intervjuade aktörer att det här kan finnas målkonflikter med andra marknader, såsom intradagsmarknaden; i synnerhet menar flera aktörer att det sätt som spotpriset sätts på idag innebär ett systemfel, när kundernas förmåga till implicit flexibilitet ökar. I intervjustudien uttrycker flera aktörer en oro inför utvecklingen framåt, och ifrågasätter om den marknadsstruktur vi har idag är lämplig i ett utvecklat elsystem med större andel priskänsliga kunder:

”[...] jag kan ju tycka så här att det upplägget som vi har med spotpris ställer ju till jättemycket. Har du timprisavtal har du möjlighet att styra mycket av din förbrukning till exempel med värmepump eller elbilsladdning eller vad det nu må vara för någonting, det blir väldigt kontraproduktivt på något vis om man tittar på hela elsystemet. Du sätter

liksom priset baserat på vissa saker och sedan finns det en marknad som helt plötsligt ändrar sig baserat på hur priserna sattes. Jag förstår inte riktigt hur man ska få ihop det i slutändan om jag ska vara helt krass.”

”Vi ser att förbrukning går ner vid höga priser när nätet är ansträngt. Samtidigt är Sveriges elmarknad inte byggd för att flytta last, utan baseras mest på att produktion förändras efter exempelvis vädret. När det sker i större utsträckning kommer det innebära större obalanser som [Svenska kraftnät] kommer behöva hantera och som kan slå tillbaka mot slutkonsumenter. Blir också svårare för balansansvariga att planera sig till balans. Det är inte tanken att det ska ske balansförflyttningar som sker idag. Visat sig att det är bra, men om det sker i för stor utsträckning så blir det en kostnad som hamnar hos konsumenterna.”

Balansansvariga för kunder med stor förmåga till implicit flexibilitet behöver idag vara aktiva på intradagsmarknaden, och där justera sina positioner utifrån hur de tror att deras kunder reagerar på de satta elpriserna för kommande dag. Den implicita flexibilitet som inte fångas upp av prognosmodeller behöver sedan balanseras på Svenska kraftnäts stödtjänstmarknader. På detta sätt orsakar den implicita flexibiliteten större behov av obalansjusteringar i efterhand, trots att kunder genom sin förmåga till explicit flexibilitet i teorin gör elsystemet en tjänst. Samtidigt hade flexibiliteten kunnat skapa ännu större värde för systemet om den deltagit direkt i budgivningen på elbörsen, genom att minska pristoppar och lyfta dalar. Stora volymer implicit flexibilitet driver därmed upp balanseringskostnader – medan samma flexibilitet skulle kunna bidra till att skapa mindre volatila elpriser om den släpptes in på marknaden:

”Om förbrukare styr på det satta elpriset kommer obalanser förflyttas i systemet och skapa obalanser andra timmar i stället. Implicit flexibilitet skapar nya problem. Idag är det en konflikt mellan den fysiska transporten och den ekonomiska handeln av energi. Med implicit flexibilitet kommer lokalnäten utsättas för stora problem när alla kör i gång samtidigt på lågt pris.”

I en studie från Elforsk från 2013¹⁵ analyserades elmarknaden i förhållande till implicit flexibilitet, med hypotesen att balansansvariga så småningom skulle lära sig att uppskatta kundernas implicita flexibilitet och att modellen skulle konvergera i ett optimum. Detta blev dock inte utfallet av studien, som i stället visade att påverkan från implicit flexibilitet var begränsad vid 10 000 aktiva hushåll, men betydande vid 100 000 eller 700 000 aktiva hushåll. På motsvarande sätt sågs enbart marginella vinster med att flexibiliteten deltog explicit på dagen före-marknaden vid 10 000 aktiva hushåll, medan samhällsnyttan var mer betydande i större volymer. Med den utveckling som vi nu ser, med kvartspriser och flexibla resurser hos kunder, kan vi anta att vi är på väg från den tidiga fasen mot brytpunkten där implicit flexibilitet går från att vara en nytta för systemet till att innebära en ökad risk för suboptimering och ökade kostnader.

Utifrån intervjuer med Nord Pool ser vi att marknadsplatsen i sig har ett intresse för ökat deltagande av implicit flexibilitet. Samtidigt är marknaden inte redo för efterfrågefleksibilitet i full skala, på det sätt som andra europeiska länder öppnat upp sina marknader för flexibilitet. Även om det inte är krav på att den aktör som handlar på Nord Pool är balansansvarig, BRP, så möjliggörs exempelvis inte bud

¹⁵ Elforsk (2013) Elforsk rapport 13:95. [Efterfrågefleksibilitet på en energy-only marknad](#)

som innehåller resurser hos flera olika balansansvariga. Det vill säga: en aktör som styr en stor mängd laddinfrastruktur har möjlighet att bli en marknadsdeltagare hos Nord Pool, men så länge inte alla laddare ligger hos samma balansansvarige part kan inte aktören buda in all den flexibilitet som aktören har i sin portfölj. Nord Pool menar att begränsningarna ligger i hur de utbyter information med Svenska kraftnät inför balansavräkningen.

Sammanfattningsvis lyfter aktörer i intervjustudien fram en oro kring hur implicit flexibilitet kommer att påverka elsystemet framöver, och ser en risk i att det leder till suboptimering och ökade kostnader, vilket stöds av analyser i en tidigare forskningsstudie. Lösningar för att undvika detta är att förändra dagen före-marknaden, eller att möjliggöra för kunder med implicit flexibilitet att delta med explicit flexibilitet på elbörsen. Därmed skulle den svenska elmarknaden öppnas upp för en större konkurrens mellan produktion och efterfrågefleksibilitet för att möta samhällets behov av el, på samma sätt som flera andra EU-länder redan gjort.

Avsaknad av kompensationsmekanism för elhandlare

Den 5 juni 2019 presenterades EU-kommissionens direktiv 2019/944 om gemensamma regler för den inre marknaden för el, även kallat Elmarknadsdirektivet. En del av direktivet rör efterfrågefleksibilitet, vilket enligt direktivet ska främjas genom att bland annat införa möjligheten till oberoende aggregering. Oberoendet innebär att slutkunden ska kunna välja en aggregator utan godkännande från sin elleverantör, vilket möjliggör att aggregatorerna kan komma in på elmarknaderna utan medgivande från andra marknadsaktörer.

Frigörandet av flexibilitet via oberoende aktörer utgör i sig en målkonflikt för flexibilitet, då agerandet orsakar kostnader hos kundens elhandlare som inte ersätts. Exemplifierat sker detta genom att elhandlare kvart för kvart köper in el till sina kunder, som de sedan fakturerar sina slutkunder för. Har en kund emellertid varit flexibel under en eller flera kvartar, och använt mindre el än normalt, kan elhandlaren inte få täckning för inköpt el. Elhandlare bär alltid en risk kopplad till inköp av el, då kundernas beteende inte går att förutsäga till hundra procent, men införandet av oberoende aktörer som styr kundernas elanvändning flexibelt skulle öka risken. Målkonflikten kan beskrivas som att elhandlaren och balansansvarig part strävar efter att uppnå balans för varje handelskvart – medan en flexibilitetsaktör svarar på marknadssignaler som kan ge upphov till ett agerande i motsatt riktning, i sin strävan efter att optimera värdet på en flexibel tillgång.

Därför har ett EU-direktiv möjliggjort för medlemsländer att införa en kompensation för de kostnader som uppstår när flexibilitet aktiveras hos kunder av en oberoende part. I reglerna står det att alla ska ansvara för sina egna obalanser, att kompensationen inte får införa nya hinder för deltagandet av efterfrågefleksibilitet och att de nyttor som efterfrågefleksibiliteten bidrar med ska tas i beaktande. I Sverige har Svenska kraftnät utrett några olika modeller och lämnat ett förslag till regeringen¹⁶. Power Circle, som deltog i referensgrupp till arbetet, meddelade emellertid en oro för att förslagen skulle skapa onödiga hinder för efterfrågefleksibilitet i strid med lagen¹⁷.

¹⁶ Svenska kraftnät (2024). [Delrapport 1 – Kompensationsmodell aggregeringstjänster](#)

¹⁷ Power Circle (2024). [Power Circle oroade över Svenska kraftnäts förslag till kompensation](#)

Intervjuade aktörer med erfarenhet från andra länder berättar att kompensationsmodellerna i Finland, Danmark och Spanien fungerar bra, och föreslår att Svenska kraftnät borde låta sig inspireras av deras lösningar för när de utreder vilka lösningar som bör införas i Sverige:

”Kompensationsmodellen är komplex att få till. I Finland så går Fingrid in och kompenserar den här obalansen hos BRP. Med de reglerpriser vi ser nu så är det en jättekostnad. Se på Finland och Danmark när man kollar på kompensationsmodell, och hur de har löst det.”

Även andra länder i Europa, bland annat Luxemburg och Storbritannien, har infört modeller för kompensation sedan intervjuerna genomfördes under 2024. I Storbritannien har Ofgem implementerat en modell som kallas för ”net benefit model”, som innebär att kompensationen betalas kollektivt så länge flexibiliteten bidrar till mer nytta än skada för marknaden i stort. Detta är en modell som inte har beskrivits i de utredningar som svenska myndigheter gjort, men som funnits i USA i över tio år.

Sammanfattningsvis behöver en kompensation till elhandlare införas när volymerna av efterfrågeflexibilitet växer, för att det inte ska drabba deras verksamhet på ett ofördelaktigt sätt. Flera andra länder i Europa har infört – eller är på väg att införa – modeller som Sverige skulle kunna ta inspiration av. Flera aktörer lyfter fram att området är komplext men också att det får en avgörande betydelse för dem när det kommer till att öka marknadsdeltagandet för flexibla resurser kundsidan.

Två marknadsspecifika hinder som tagits upp i intervjuerna

Utöver de hinder och målkonflikter som kan kopplas till marknader, och som lyfts fram i detta kapitel, finns det två ytterligare marknadsspecifika hinder som pekats ut genom intervjustudien. Dessa specifika hinder beskrivs kortfattat i detta avsnitt.

Det första av dessa två hinder gäller möjligheten att delta på marknaden för stödtjänsten aFRR. I praktiken är det i princip omöjligt för nya aktörer att delta på marknaden för aFRR, då det krävs en specifik kommunikationskabel till Svenska kraftnät för att delta med bud till stödtjänsten. I andra nordiska länder har alternativa kommunikationsmetoder tagits fram. Svenska kraftnät meddelade i januari 2025 att det nu blivit möjligt för nya aktörer att erbjuda aFRR via ”ombud”. Under en workshop i mars 2025 där vi följde upp olika hinder som lyfts under intervjustudien ställdes frågor om denna nya möjlighet; vid den tidpunkten var det ännu ingen aktör som hade anslutit med den nya lösningen.

Det andra hindret gäller DSO:ers incitament att köpa flexibilitet kontra alternativet att hantera flexibilitetsbehov genom att köpa utökade abonnemang mot överliggande stamnät. Enligt två intervjuade nätägare, med erfarenhet från lokala flexibilitetsmarknader, underminerar Svenska kraftnät lönsamheten i lokala marknader genom att ha en relativt låg avgift för DSO:er att tillfälligt utöka sina abonnemang mot överliggande stamnät. Detta har medfört att under merparten av tiden som de lokala flexibilitetsmarknaderna är i gång sätts pristaket på den lokala flexibilitetsmarknaden av alternativpriset på tillfälligt utökat abonnemang hos Svenska kraftnät. Således begränsas priserna – och i förlängningen likviditeten – på lokala flexibilitetsmarknader.

Målkonflikter och hinder – regler och ledarskap

Många hinder och målkonflikter som lyfts av aktörer som medverkat i intervjustudien faller in under huvudområdet regler och ledarskap. Den kategori för hinder och målkonflikter som lyfts av flest intervjuade aktörer är den som rör intäktsreglering och DSO-rollen. I följande avsnitt behandlas intervjustudiens resultat gällande denna kategori. Dessutom lyfts andra identifierade områden på temat regler och ledarskap som hindrar flexibilitet – såsom nätägars nuvarande arbetssätt kring anslutningar, nätägars förhållningssätt till risk, kunskapsbrist och komplexitet, samt avsaknaden av ett tydligt ledarskap för att utveckla arbetet med flexibilitet.

Nätägarnas intäktsreglering saknar incitament för flexibilitet

Elnätsföretagens intäktsramar reglerar vad elnätsföretagen får ta ut i avgifter från sina kunder. Elnätsavgifterna ska enligt elmarknadsdirektivet¹⁸ vara skäliga, objektiva och icke-diskriminerande. Intäktsramen regleras i förhand och gäller för fyra år i taget; de intäktsramsperioder som funnits hittills är 2012–2015, 2016–2019, 2020–2023 och 2024–2027. Nästa nya intäktsreglering kommer därmed att träda i kraft till år 2028, och ett förslag har varit ute på remiss under sommaren 2025¹⁹.

Så som nuvarande intäktsreglering för nätföretag är utformad utgör den i sig ett hinder för flexibilitet, enligt merparten av de intervjuade aktörerna. För en nätägare innebär det mycket större intäkter att investera i sin fysiska infrastruktur, än att arbeta med flexibilitet som verktyg. Avsaknaden av incitament för flexibilitet i nuvarande intäktsreglering är ett problem som tagits upp av många aktörer från hela energisektorn: både nätägare, flexibilitetsleverantörer och teknikutvecklare.

”Nyckeln för att få flexmarknader att funka är att nätbolagen får budget för det och att det likställs med att dra kabel. Kostnad för kabel bör sättas i paritet med flexmarknader.”

”Intäktsramarna måste ändras. I nuläget har nätägare inga incitament att vara flexibla. De tjänar mer på att gräva ner kabel.”

Problemen med nuvarande intäktsram har lyfts av varenda intervjuad nätägare, där flertalet även anser att det egentligen måste till en förändring redan nu för att behovet av flexibilitet är så stort att det inte går att vänta till nästa intäktsperiod (notera att intervjuerna gjordes under våren 2024, när en ny reglerperiod precis hade inletts). Samtidigt anser flertalet intervjuade att sannolikheten för att Energimarknadsinspektionen (Ei) skulle införa någon form av förändring under rådande reglerperiod är väldigt låg. Den stora förhoppningen ligger i stället på kommande intäktsreglering från år 2028.

Enligt flertalet intervjuade aktörer är utformningen av intäktsramen helt avgörande för hur mycket flexibilitet som kommer finnas i Sverige. I den nuvarande intäktsramen är kostnadstäckningen för flexibilitet 1:1, det innebär ingen kostnadstäckning för andra kostnader förknippade med flexibilitet. En nätägare beskriver arbetet med deras lokala flexibilitetsmarknad som välgörenhet för samhället:

”Intäktsramarna premierar inte flexibilitet. Vi får ersättning för den flexibilitet vi avropar, men ser det delvis som välgörenhet då vi inte har täckning för våra kostnader i projektet.”

¹⁸ EUR-Lex (2024), [Europaparlamentets och rådets direktiv \(EU\) 2019/944 av den 5 juni 2019 om gemensamma regler för den inre marknaden för el och om ändring av direktiv 2012/27/EU](#).

¹⁹ Energimarknadsinspektionen (2025), [Så här vill Ei att el- och gasnätregleringen ska utformas – nu finns möjlighet att tycka till](#), hämtad 2025-10-02

Eftersom nuvarande intäktsreglering inte täcker alla kostnader som nätägare har för att hantera lokal flexibilitet uppger flera intervjuade nätägare att de arbetar med köp av lokal flexibilitet som en strategisk satsning. De ser lokal flexibilitet som en naturlig del av nätverksamheten framöver, och påbörjar därför arbetet redan nu för att bygga rätt kompetens och förutsättningar inför det som kommer. Samtidigt önskar de att Energimarknadsinspektionen inför kommande regleringar tar höjd för fler kostnader som ger nätägare förutsättningar att fullt ut driva arbetet med lokal flexibilitet; både så att de får kostnadstäckning för alla sina kostnader, men även möjlighet till avkastning.

”Man kan diskutera vad ”kostnadstäckning” ska innebära. Personalkostnader får vi inte täckning för i nuläget. I intäktsramsregleringen får vi inte ersättning för att vi jobbar med flex och tjänar pengar på det. Vi får inte kostnadstäckning för personal, marknadsplatser och så vidare heller. Ei kommer sannolikt inte göra någon annan bedömning innan 2028 än att det är operativa kostnader som ger kostnadstäckning.”

Exempel på kostnader som idag saknar täckning är kostnader för att driva en lokal flexmarknad – så som mjukvara, arbetstiden för driften av flexmarknaden samt rekrytering och utbildning av leverantörer av flexibilitet som kan medverka på marknaden. En nätägare uttrycker det som att lönen för den personalgrupp som administrerar deras lokala flexibilitetsmarknad inte har täckning, utan enbart blir en kostnad – något som måste ändras för att nätägaren ska kunna arbeta långsiktigt med lokal flexibilitet. Det som täcks av dagens intäktsreglering är framför allt direkta köp av flexibilitet.

Andra incitament i intäktsregleringen som lyfts av respondenter i intervjustudien är incitamentet för effektivt nätutnyttjande. Detta incitament, som kan utgöra ett möjligt incitament för flexibilitet, analyseras även djupare i FlexAbilitys delrapport 3²⁰; slutsatserna där är att det kan finnas ekonomiska drivkrafter för nätägare att köpa flexibilitet för att jämnar ut belastningen i elnätet, men detta beror på hur lastprofilen i elnätet ser ut. Samtidigt är det oklart om incitamentet verkligen ger en ökad nytta på samhällsnivå eller bara blir en kostnadsoptimering för nätägaren. Incitamentet ger egentligen inte nätägare drivkraften att använda så mycket som möjligt av utrymmet i sina nät, utan bara att hålla belastningen jämn; belastningen kan alltså vara på en låg och jämn nivå, i stället för på en hög nyttjandegrad. Frågan blir sedan om nätplanerarna värderar utjämningen som uppnåtts på ett sådant sätt som medger att de kan släppa på fler kunder än annars; i sådant fall ger incitamentet ett större samhällsekonomiskt värde.

”Det viktigaste som behövs är att det ställs krav på att nyttja nätet bättre nu. Inte om 5 eller 10 år. Det skulle kunna utgöra ett villkorat tillägg till intäktsramen som baserar sig på om nätbolag tar fram vissa förmågor. Måttet som används idag på effektivitetsutnyttjande av nätet kommer aldrig att fungera.”

Samtidigt har intervjuade aktörer lyft fram perspektiv om att just detta incitament i praktiken gör att nätägare blir mer negativt inställda till att ansluta vissa typer av nya kunder i sina elnät, då de försämrar möjligheten till effektivt nätutnyttjande. Exempelvis bidrar både produktion från vindkraft och solkraft samt snabbbladdning av fordon till effektprofiler som försämrar jämnheten i elnätets belastning. Samtidigt är dessa resurser viktiga byggstenar i samhällets energiomställning. Även flexibla kunder kan bidra till att ”försämrar” elnätets prestanda, som det mäts i nuvarande reglering.

²⁰ Power Circle (2025), [Delrapport 3 – Det ekonomiska värdet av flexibilitet för lokala elnät](#)

”Nyttjandegraden i elnätet är 25 % på årsbasis. Finns potential i att utnyttja elnätet mer, alla delar kan troligen öka nyttjandegraden. Ett resultat av mer intermittent produktion är att vi i sådana fall behöver gå ner i nyttjandegrad för att det varierar. Med det sagt så är det inte säkert att nyttjandegraden ökar till 2050, utan det beror på flera faktorer.”

”Kunder som styr på timpris är en jättespännande utveckling. Skapar möjligheter att vara flexibel, men skapar också problem för elnätet. Här finns en tydlig målkonflikt som är intressant. Vi vill ha ett smart elnät och då måste vi veta var resurserna ligger.”

Sammanfattningsvis lyfter en stor bredd av aktörer att utformningen av intäktsregleringen är avgörande för i vilken omfattning nätägare kommer att arbeta med lokal flexibilitet som verktyg. Det krävs en ny intäktsreglering från 2028 som både ger kostnadstäckning för hela den verksamhet som behövs för att arbeta med flexibilitet, och som ger en bättre balans mellan flexibilitet som verktyg och nätförstärkningar. Därtill finns andra behov av att utforma incitament som ger nätägare anledning att använda sina nät mer effektivt. Det återstår att se om förslaget på intäktsreglering till nästa reglerperiod på ett bra sätt lyckas fånga upp dessa behov från nätägare och marknadens aktörer.

Nätägare behöver nya förhållningssätt till risk för att frigöra mer flexibilitet

Förutom behov relaterade till intäktsregleringen lyfter intervjuade aktörer behovet av att utveckla nätägares arbetssätt och inställning till risk. Så väl nätägarna själva som andra aktörer inom energisektorn anser att det behövs interna förändringar hos elnätsföretag och hur de arbetar. En intervjuad nätägare beskriver det som att nätägarna har en nedärvd riskavert inställning där de inte litar på något som innehåller en hög risk – så som flexibilitet. För att flexibilitet i större utsträckning ska utgöra en del av elsystemet finns ett behov av acceptans och ett tankesätt där det finns grader av säkerhet, att lösningar ska scenariobaseras och inte enbart ges av tumregler.

”Det finns massor av risker med flexibilitet. Nätägare är inte vana att ha någon risk alls. Det borde främjas att de vågar ta risk. [...] Uppfattning inom nätägare är: Vi ska inte ropa av förebyggande. Vi ska bara ropa av när det behövs. Vilket ger att kunder inte ropas av tillräckligt. Vilket då ger att näten inte används tillräckligt. Det är suboptimalt. Nätägare jobbar idag med tumregler, vilket är begränsande för man inte vet tillräckligt om belastningen på nätet.”

Det vedertagna sättet att driva och dimensionera elnät i Sverige är med tumregler, vilket står i direkt motsats till vad användandet av flexibilitet innebär. Flexibilitet innebär för nätägare att hela tiden göra prognoser för hur hög belastningen i elnätet förväntas bli framåt, och sedan avropa flexibilitet på förhand. Därtill behöver nätägare beräkna eller bedöma risk vid utbyggnad av elnätet. Ett exempel som lyfts av en intervjuad regionnätägare är att det finns ett antal fall där nätägaren har nekat kunderna anslutningar baserat på nätbolagets konventionella tumregler, men där nätägaren i senare skeden fått omvärdera – efter att ha utfört en verklig analys av de lokala förutsättningarna i det aktuella fallet, och insett att det var möjligt att acceptera fler anslutningar på den aktuella platsen.

Att nätägare i allmänhet börjar jobbar aktivt med riskmodellering är kanske bara en tidsfråga, när jämförelser görs med andra branscher. En intervjuad aktör som i sin verksamhet jobbar med nätägare som kunder gör en jämförelse med olika industrisektorer:

"Jag har jobbat i olika industrier – kärnkraftsindustrin, olja- och gasindustrin, processindustrin och rymdindustrin. Alla jobbar med probabilistiska metoder. Det är industrier som har extrema kostnader om man gör fel och man kan inte ta hänsyn till alla eventualiteter. Man måste alltid räkna konsekvens och hur ofta det händer. Kraftbranschen, alltså elnätsbranschen, är den enda branschen som inte gör det idag i daglig drift – och det är ganska anmärkningsvärt. Nu kommer det krav som pekar på att det enda sättet man kan få systemet att hänga ihop, utan att överinvestera eller underinvestera, det är att göra prediktiva probabilistiska analyser."

En stor flexibilitetspotential ligger i att få nätägare att våga ta lite risk – i stället för att alltid följa N-1-kriteriet²¹ utan avsteg, vilket hindrar att nätet kan nyttjas fullt ut. Indirekt innebär N-1 i elnätsverksamheten att all kapacitet i näten aldrig kan utnyttjas, då det alltid krävs en relativt stor redundans. Ett tankesätt som skulle kunna ge mer utrymme i näten är att i stället utgå från "N-x", där x ibland tillåts understiga 1; hur mycket x understiger 1 ska då bero på välvägdade antaganden och probabilistiska beräkningar. Med detta som resonemang kan kunder anslutas snabbare med en kalkylerad risk fram till dess att nätet förstärks, i stället för som idag; att neka kunden anslutning fram till dess att nätet är förstärkt.

"Ska vi hela tiden bibehålla N-1 kommer vi inte klara av den elektrifieringen av samhället som vi vill ha. Nätbranschen är den enda branschen som inte jobbar med riskavvägningar baserat på prediktion. De kör bara på gamla tumregler. Nätägare är konservativa och de fortsätter vara det, det skulle behövas bättre incitament för nätägaren att ta risk. Det går inte att de ska fortsätta sin verksamhet med "business as usual", vi – Sverige – kommer bli omsprungna då."

Det är inte små förändringar som måste till hos nätägare då de helt behöver ändra sitt tankesätt, enligt egen utsago från en intervjuad företrädare för elnätbranschen. Vissa intervjuade aktörer menar också att det kan vara svårt att ändra inställningen hos befintlig personal, och att det i så fall måste till nyanställningar av personal – som inte är inarbetade i de nuvarande arbetssätten hos nätägarna – för att verkligen kunna skapa förändring.

"Det behövs kanske nya människor i dessa trygga, stadiga organisationerna."

En intervjuad elhandlare lyfter också fram att hela inställningen till flexibilitet behöver förändras:

"Framför allt är det hinder hos nätet. De kan inte hantera det, de behöver ställa om. Gäller för både lokalnät och regionalnät. De är vana att alltid jobba på samma sätt. De behöver tänka på flexibilitet som en möjlighet och tillgång, men nu är det många som ser det som ett hinder."

Alla nätägare är dock inte motvilligt inställda till att använda flexibilitet. Vissa intervjuade nätägare vidhåller att de ser flexibilitet som en del av den permanenta och långsiktiga lösningen:

²¹ N-1 innebär den last som elnätet klarar vid ett fel, i detta fall att en av transformatorerna faller bort. N-1 sätts enligt antagandet att transformatorn klarar en viss överlast under en kortare tid.

”Framåt vill vi använda flex som komplement till traditionell utbyggnad. Vi tror att det kan gå men att flex är osäkert i förhållande till nätutbyggnad. Hur kan vi göra det säkrare och säkerställa flex?”

Hur man kan arbeta strategiskt med att göra flexibilitet till en lösning – som upplevs som tillgänglig och trygg för nätägare – är avgörande för utvecklingen av flexibilitet som verktyg. Framför allt om vi i framtiden med hjälp av flexibilitet inte bara ska skjuta på nätinvesteringar, utan till viss del också ersätta dem. Samtidigt speglar många intervju svar den bild som nätägare generellt har till flexibilitet:

”Hur man än gör behöver man bygga nät för topplasttimmen. Ofta är det så att en kris kommer sällan ensam, därför viktigt att bygga för N-1. Flexibilitet kan man inte tillräckligt förlita sig på och den flexen har inget ansvar för, och finns ingen marknad för det.”

En intervjuad flexibilitetsaktör trycker på behovet av att bemöta denna oro, och menar att vi behöver arbeta med flexibilitet och flexibilitetstjänster på ett sätt som gör att flexibiliteten kan garanteras över lång tid – jämfört med en kabel i marken, som nätägarna vet kommer funka. Hur kan vi utveckla en uthållighet och volym av flexibilitet som ger samma säkerhet? Flera nätägare som arbetar aktivt med lokal flexibilitet ser att den erfarenhet som byggs upp inom organisationerna på sikt kommer att minska oron, samtidigt som en ökad likviditet av flexibla resurser på marknaden kan ta ner de faktiska riskerna. Dock menar de intervjuade aktörerna att de i dagsläget ännu inte där, utan att detta är något som de ser komma på sikt.

Ett verktyg som har seglat upp på senare år, och som inger större trygghet för nätägare i att använda sig av flexibilitet, är villkorade avtal – som analyseras och beskrivs närmare i FlexAbilitys delrapport 2²². Hur villkorade avtal används har dock en stor påverkan på utvecklingen av marknadsbaserad flexibilitet. Flera aktörer uttrycker därför i intervjustudien en oro för att villkorade avtal ska bli huvudregeln framåt, och att det är något som kommer att påverka aktörernas möjligheter framöver.

”Det finns en konflikt mellan villkorade avtal och flex, då villkorade avtal trumfar. Många elnätsbolag pratar hellre villkorade avtal, medan vi som sitter på resurserna pratar hellre marknadslösningar. Det gör mig lite oroad, då det inte är ett smart sätt att nyttja elnätet.”

”Målkonflikt med villkorade avtal då det minskar incitament för flex när nätägaren ändå kan få alla sina flexanslutningar gratis.”

”Villkorade avtal borde kompletteras med flexmarknader. Den inkopplade kan se flexmarknaden som alternativ för att på så sätt ”köpa sig ur” ett villkorat avtal. Villkorade avtal kan då gå till att vara för de som är billigast i stället för till de som kom först.”

”Ett alternativ till villkorade avtal skulle kunna vara att delta med en viss volym på lokala flexmarknader. Större volymer på de norska flexmarknaderna, men vårt fokus idag är nationella balansmarknaderna i Sverige.”

Energimarknadsinspektionen har under våren 2025 kommit med ett ställningstagande kring villkorade avtal²³ som tydliggör att de utgör ett komplement till marknadsbaserad flexibilitet. Samtidigt är det möjligt för nätägare att teckna avtalen för att skapa säkerhet och minska sin egen

²² Power Circle (2025). [Delrapport 2 – Utveckling av marknader och verktyg för flexibilitet](#)

²³ Energimarknadsinspektionen (2025), [Ställningstagande – Ei2025:01. Version 1.0.](#)

risk. Några nätbolag ser därmed de villkorade avtalen som en försäkring – som de måste teckna för att säkerställa en stabil drift av sitt elnät, med förhoppningen att de aldrig behöver aktiveras – men att kapacitetsproblem i huvudsak ska lösas med marknadsbaserad flexibilitet. Det ska dock tilläggas att alla nätutmaningar inte är lämpliga att angripa med marknadslösningar; val av flexibilitetsmetod behöver därför utvärderas från fall till fall. När det kommer till användandet av villkorade avtal som flexibilitetsverktyg upplevs emellertid risken i hög grad flyttas över till kunden, något som kan komma att behöva diskuteras framöver för att hitta en rimlig balans mellan parternas intressen.

Det finns ett behov av att höja kunskapen och medvetenheten hos nätägare om värdet av – och möjligheterna med – ett visst mått av viss risk, samt vilken risk som kommer av att inte ta till sig nya arbetssätt. Från kunders perspektiv nämns det flera gånger under intervjustudien att en anslutning är viktigare än 100 procent trygghet i anslutningen. Exempelvis talar en intervjuad laddoperatör om N-1 ur sitt eget perspektiv, och säger att de är villiga att tappa denna redundans till förmån för nya anslutningar – om det innebär att de skulle få bygga med kortare väntetid. Nya sätt att hantera risk kan därmed öppna upp för nya möjligheter i energiomställningen.

En intervjuad representant med internationell erfarenhet anser även att nätägare borde tvingas att ansluta mer än 100 procent av nätkapaciteten, och nämner flera länder där detta är praxis. Detta skapar ett behov av att använda flexibilitet för att lösa driften av nätet. För att möjliggöra denna typ av krav i Sverige skulle en revidering av ellagen från 1997 krävas. Idag anger många nätägare i sina nätutvecklingsplaner att de inte har något flexibilitetsbehov på medellång till lång sikt, vilket också kan kopplas till rådande dimensioneringsregler som ger stora marginaler i systemen. Det är först när överliggande nät inte kan bevilja mer kapacitet, eller när investeringskapaciteten redan är på max, som nätägare idag verkligen måste använda flexibilitet. Detta utgör i sig också en form av målkonflikt för flexibilitet.

Sammanfattningsvis har nätägares inställning till risk en stor påverkan på utvecklingen av flexibilitet i Sverige. Flera aktörer, både utanför och inom nätbolag, ser att det krävs en ny inställning till risk och nya arbetssätt för att hantera och värdera risk i olika situationer. Flexibilitet som verktyg behöver över tid även bli tryggare att använda, framför allt om det på sikt ska kunna ersätta vissa investeringar i elnät. För att detta ska ske behöver erfarenhet av att handla flexibilitet kombineras med exempelvis de garantier som villkorade avtal kan ge. Att beräkna kapaciteten i elnäten utifrån faktiska data och att använda probabilistiska metoder är också två nycklar för att klara energiomställningen.

Nätägarnas nuvarande arbetssätt kring anslutningar hindrar flexibilitet

I den stora omställning som elsystemet genomgår krävs nya arbetssätt även på andra områden. Exempelvis lyfts nätägarnas ledtider fram som en stor barriär för många aktörer. Under intervjuerna har medverkande aktörer gett exempel på anslutningsansökningar med riktigt långa ledtider. Ett exempel kommer från en laddoperatör som fått ett anslutningsärende besvarat med att de tidigast kan få en anslutning under 2035, mer än tio år efter att ansökan upprättats, vilket medför att de ser flexibilitet som en nödvändighet. Det här är inte heller enbart en utmaning för aktörer som vill bidra till klimatomställningen genom elektrifiering, utan även för aktörer som vill kunna öka sina möjligheter att bidra med flexibilitet.

”Största utmaningen är elnätsbolagen och att få godkänd anslutning från dem. Det är extremt långa väntetider och kalkylerna funkar inte med anslutningstider på 3–4 år.”

Enligt en batterioperatör kommer volymen av batterikapacitet år 2030 till stor del bero på nätägarnas förmåga att ansluta nya anläggningar till sina elnät. Den intervjuade aktören menar att det finns kapital för att möjliggöra stora volymer av energilager, men att internationella investerare inte har möjlighet att reservera kapital i två år bara för att invänta ett svar gällande om investeringen kan bli av eller inte. Vid tidpunkten för intervjuens genomförande, under våren 2024, har bara den intervjuade aktören en orderstock på 200 MWh batterier som väntar på att få ansluta till elnät.

Flera nätägare uppger att de har långa köer med stora volymer av batterier. Exempelvis har E.ON under hösten 2025 kommunicerat att de har 17 GW batterier i kö till sina elnät. Andra stora nätägare, som Ellevio och Vattenfall, har med stor sannolikhet också stora volymer av förfrågningar. Hur dessa resurser hanteras i anslutningsprocesserna är avgörande för utvecklingen av flexibilitet. En intervjuad aktör uttrycker att det finns problem i elnäten som batterier kan lösa, men att det samtidigt är svårt att få anslutning på just de platser där problemen och behoven finns.

”Nätbegränsningar är ett stort hinder. Näten behöver kapacitet, och där man behöver kapaciteten finns inte plats att ställa kapaciteten, framför allt batterier. Så det är ett moment 22.”

Även nätägare har uttryckt behov av att hitta nya vägar framåt. De ser att batterierna kan tillföra nytta i deras elnät, men så som de beräknar dimensioneringen just nu – att elnätet ska klara av att ett batteri laddar för fullt eller matar ut för fullt vid årets mest eller minst belastade timme – gör att batterier blir svåra att ansluta. Batterier kan nämligen försämra situationen rejält under ”worst case”-scenarier, med tanke på sin höga styrbarhet. Ute i Europa har nätägaren TenneT tagit fram en lösning med flexibla anslutningsvillkor som passar energilager väldigt bra, genom att de får tillträde till elnäten snabbare – men med förbehållet att de kan bli begränsade upp till 15 procent av året. TenneT själva menar att detta frigör en kapacitet på 9 GW i deras elnät²⁴.

Det är inte alla nätägare som är ointresserade av eller omedvetna om att deras ledtider utgör ett hinder för flexibilitet. Flera nätägare i intervjustudien upplever i sin tur att de begränsas av de regelverk som de är tvungna att följa för nätutbyggnad. De menar bland annat att de på ett påtagligt sätt hämmas av det faktum att de inte får göra några proaktiva investeringar i nätet, utan att all utbyggnad måste komma från kunders ansökningar.

Från rikstäckande flexibilitetsaktörer – såsom laddoperatörer och batteriaktörer, med anslutningar hos flertalet olika nätägare – framgår det klart och tydligt att det varierar väldigt mycket hur nätägarna jobbar, och hur deras kommunikation och information ser ut. En beskrivning som upprepas genom intervjustudien är att processerna generellt är mer lättframkomliga och transparenta hos de små elnätsägarna; där anses det vara lättare att som anslutande kund få personlig kontakt, medan det hos större nätägare ofta upplevs som svårt att få kontakt med rätt person. Flera aktörer lyfter också bristen på transparens och att nätbolagen upplevs som en svart låda.

”De är inte alltid så lätta att ha och göra med om man ska vara krass. Väldigt långsamma processer och avsaknad av vilja till att ge en personlig kontakt i ett ärende. En förfrågan försvinner i en svart låda.”

²⁴ TenneT (2025). [TenneT provides 9 gigawatts of capacity on the high-voltage grid for customers on the waiting list](#), hämtad 2025-09-17.

Bland industriaktörer finns det många som har svårt att förstå hur deras nätägare arbetar och vilka resonemang som ligger bakom deras agerande. De intervjuade aktörerna upplever ibland nätägarna som osäkra på vilka regler som gäller för bland annat villkorade avtal, som kan krävas för deras projekt. Därmed uppstår en osäkerhet kring huruvida nätkapacitet finns, något som påverkar investeringsbesluten. Flera industrier vittnar om att de själva lyft fram möjligheter att vara flexibla, men att de inte fått gehör hos nätägarna.

”Vår nätägare är ointresserad av vår flexibilitet och har inte visat intresse för frågan.”

Industriaktörer vittnar även om en osäkerhet kopplad till att vara flexibel, och att därmed inte till fullo utnyttja sitt abonnemang hos nätägaren. De är rädda att förlora effektnivån på sina abonnemang om den inte utnyttjas; en industriaktör nämner att de inte vill vara *för* flexibla i sin användning, eftersom de är rädda att de då kan förlora den anslutning som de har. En annan aktör berättar att deras nätägare inte vill bevilja industribolaget utökat abonnemang till en ny investering, eftersom de idag inte utnyttjar hela den effekt som bolaget har tilldelats. Detta kan bero på en strategi som används av nätägare för att säkerställa att aktörer inte sitter och samlar på effekt långt i förväg. Samtidigt kan inte styrelsen till industribolaget ta investeringsbeslut utan att med säkerhet veta att all effekt som investeringen behöver kommer finnas tillgänglig. Detta blir en tydlig målkonflikt.

Ytterligare en målkonflikt gällande flexibilitet och nätanslutningar för industrin ligger i att industrins förmåga till flexibilitet kräver en viss överkapacitet. Även om industrin redan idag kan vara flexibel ligger mycket av den potentiella flexibilitetsförmågan inbyggd i kommande investeringar av till exempel vätgas. För att kunna bidra med flexibilitet, och minska effekten stundvis, behövs en överkapacitet som gör det möjligt att jobba i kapp i ett tidigare eller senare skede. Detta kräver därmed en ännu större anslutning, vilket riskerar att försena nätanslutningsprocessen ytterligare.

”Flexibilitet skulle kräva nedstyrning av produktionen och det är inte av intresse då vi saknar buffertar nedströms i produktionen och vår produktionslina går redan för fullt. Vi funderar på att expandera, och som svar på huruvida vi då ska investera för att vara flexibla så krävs i sådana fall en överinvestering vilket i sin tur skulle resultera i att det tar ännu längre tid att få inkoppling av nätägaren.”

Sammanfattningsvis är det många intervjuade aktörer som lyfter fram möjligheten att ansluta till elnäten som en utmaning för att skala upp eller möjliggöra mer flexibilitet. De metoder som idag används för nya anslutningar är inte helt anpassade efter batteriers förmågor, och stora batteriköer finns hos de stora nätägarna. Detta medför att på de platser där batterier skulle kunna göra som störst nytta är det svårast för dem att ansluta. Därtill lyfter industrin att deras förmåga till flexibilitet är starkt kopplad till deras investeringar, och att de därmed hämmas av långa och osäkra processer. De önskar också möta en större förståelse och intresse för den flexibilitet som de faktiskt har, av nätägare i dialoger om anslutningsprocesser. Slutligen finns det hos en stor bredd av aktörer en förhoppning om mer transparenta anslutningsprocesser, som tar olika flexibilitetslösningar i beaktande.

Kunskapsbrist och komplexitet behöver överbryggas för mer flexibilitet

I intervjustudien lyfts kunskapsbrist fram som ett betydande hinder för att öka mängden flexibilitet i elsystemet; detta då det är ett relativt nytt område som ännu kräver en viss teknisk förståelse, och där många av de aktörer som har flexibla resurser inte arbetar professionellt med energi. Detta gäller

både privatpersoner och näringslivsaktörer, som båda grupper ofta har huvudfokus på annat. En industriaktör berättar att det är svårt att få stöd för flexibilitet inom organisationen.

”Flex är väldigt få aktörers kärnverksamhet. [...] De flesta aktörer som vi jobbar med har en utpekad ansvarig och då ska den sätta sig in i flex. Bolag vill ofta vara flexibla men har inte resurser eller förmåga att göra det. Kan leda till teoretisk flex men ingen i praktiken.”

Att höja kunskapsnivån om vad flexibilitet innebär i praktiken har varit ett arbete som både de nätägare som börjat använda flexibilitet och flexibilitetsaktörer fått lägga tid på. Ofta vet kunder inte om att de har flexibla resurser. En balansansvarig berättar att 9 av 10 kunder de möter svarar att de inte tror att de har någon flexibilitet, men när de undersöker frågan närmare hittar de i de flesta fall möjligheter till flexibilitet. Samtidigt visar industrier ofta en oro att flexibilitet ska påverka kvaliteten.

”Många branscher vet inte om att de kan vara flexibla. Inledningsvis har det varit mycket arbete med att utbilda kunder men nu har det börjat spridas kunskap i vissa branscher. Vi har jobbat mycket via branschorganisationer.”

Även när affärsmöjligheter finns på plats kan det vara svårt att få med sig kunderna. En professionell flexibilitetsleverantör berättar att de ibland går in och tar både risk och investering hos kunder för att få med dem i sin portfölj, att det är värt för flexibilitetsleverantören att ta den risken. I första hand vill företaget egentligen utbilda sina kunder, samtidigt är det inte helt lätt – och flera efterfrågar större stöd från myndigheter i att kommunicera och utbilda i frågor om flexibilitet mot olika kundgrupper.

”De rörliga kostnaderna att reglera ner sol är närmare noll än ett, och därför är det lönsamt att vara med på marknaden där, men svårt att kommunicera det till kunder.”

Ett energibolag trycker på att flexibilitet idag är alldeles för komplext på individnivå, då det finns så många variabler och olika sätt att vara flexibel. I deras uppfattning är det idag få som förstår helheten och hur de egentligen bör agera. Samtidigt visar de tekniska flexibilitetspotentialerna i FlexAbilitys delrapport 1²⁵ att en inte oansenlig del av potentialen till 2030 finns hos privatpersoner. Därmed bidrar den här okunskapen till en oförmåga att realisera den flexibilitet som finns i samhället.

”Vi utnyttjar inte den flexibilitet som finns idag inom industrin och i samhället. Går inte säga en exakt siffra, men det går att anta att den precis bara har startat. Omognad är anledning till att den inte finns på plats idag. Finns inga tydliga hinder, mer än att utvecklingen är i sin linda.”

Även olika former av avtal, såsom serviceavtal och garantier, upplevs begränsa mängden flexibilitet som finns tillgänglig idag och till 2030. Framför allt när det kommer till resurser som vindkraft, solkraft och batterier i bilar. Detta skulle kunna vara ett tecken på kunskapsbrist hos aktörer som utformar avtal och garantier samt hos dem som utvecklar tekniken, som ännu inte förstår det nya elsystemet.

”Största hindret för vindkraft att komma in på marknaden idag är kunskap. Tillverkaren vet inte riktigt vad det är för styrenheter som behövs. Det kan även vara så att deras

²⁵ Power Circle (2025). [Delrapport 1 – Flexibilitetsresurser, potential och behov 2030](#)

garanti-/serviceavtal inte öppnar upp för flexibilitet. Väldigt olika intäktsmodeller från tillverkare vilket påverkar viljan i att investera för mer flexibilitet.”

”Vi kan få laddarna snabbare men då är det bilarna som inte kommer klara det. Bilarnas reaktionstid är uppåt 10–15 sekunder, det är den största flaskhalsen nu. Vet inte om elbilstillverkarna jobbar med att få bilarna att kunna rampa ner snabbare.”

Flera intervjuade aktörer som levererar stödtjänster till Svenska kraftnät pekar även på att de upplever att det finns en okunskap hos myndigheten i vissa avseenden. Detta kan exempelvis handla om nya resurser i elsystemet, och hur aktörer idag arbetar med kombinationer av olika resurser i ett virtuellt kraftverk som de vill kunna buda in som ett gemensamt objekt. Andra lyfter att förståelsen och kunskapen varierar inom myndigheten, vilket utgör ett hinder för flexibilitet.

”Funktionssidan och tekniksidan hos Svenska kraftnät pratar inte med varandra. Marknaden ser det som resurser och tekniksidan hos Svenska kraftnät ser varje resurs som ett problem i deras fina system. De är inte flexibla/pragmatiska i sina tekniska krav. Vi skulle kunna bidra med 200–300 MW till om Svenska kraftnät var mer pragmatiska på tekniksidan.”

Komplexiteten i de många regler och marknader som finns gör det svårt för aktörer som är nya till flexibilitet att delta. Även insatta aktörer lyfter fram att det finns fallgropar som måste undvikas för att kunna leverera flexibilitet till de marknader som Svenska kraftnät driver.

”Ett krav som lätt missas är att det ska vara 10 mätningar per sekund. I drift är det bara krav på kommunikation 1 ggr per sekund, men testskedet har högre krav. Berätta att det finns vissa som förberett för drift (1ggr/s) och sedan inte klarat testerna.”

Även nätägare lyfter fram regler som ett hinder för utvecklingen av flexibilitet. Nätägare behöver till exempel förhålla sig till upphandlingsregler när det anskaffar flexibilitet, vilket kan begränsa möjligheter och handlingsutrymmet för nätägare. Samtidigt finns regler som bara blivit förlegade med den nya teknik som nu rullas ut; exempelvis tariffstrukturer och skatteutformningar där batterier betalar avgifter både vid inmatning och utmatning, eftersom det historiskt varit det ena eller andra.

Sammanfattningsvis upplever många att en högre kunskapsnivå om flexibilitet – både hos kunder, nätägare och myndigheter – är nödvändig för att kunna realisera större volymer flexibilitet. Området är för många relativt nytt och komplext, både när det kommer till teknik och regelverk. Många aktörer arbetar med att sprida information och kunskap om flexibilitet, samtidigt efterfrågas mer kunskap från myndigheter och att de tar ett större ansvar för generell kunskapshöjning om flexibilitet.

Avsaknad av ett tydligt ledarskap för flexibilitet

Ett hinder som lyfts för energimarknadens utveckling är att det inte finns ett samlande ledarskap. Många aktörer efterfrågar ett holistiskt ledarskap för energiomställningen som helhet, men även för utvecklingen av spelregler för flexibilitet. En intervjuad aktör menar att det finns en målkonflikt mellan de politiska målen och marknadens utveckling, framför allt när det gäller osäkerhet och otydlighet, men också att de politiska målen över tid varit för snäva och därmed inte gett marknaden fritt utrymme att innovera och hitta lösningar. En annan aktör trycker på behovet av ökad samsyn:

”Först få någon samsyn mellan politik, elnätsbolag och Energimarknadsinspektionen. Då kan vi få en samsyn och inte bara lösa allt genom elnätsutbyggnad.”

Eftersom flexibilitetspotentialen är spridd över olika energibärare – som el, värme och gas – där det saknas en ansvarig aktör som håller samman alla delsystem kan de potentiella fördelarna som kommer av sektorskoppling riskera att gå förlorade. Med tanke på hur omfattande förändringar energiomställningen kräver finns det ett stort behov av samordning:

”Det är en så pass stor och omdanande förändring av hela elsystemet att det inte går att göra på egen kammare, det behöver samordnas.”

De senaste åren har regeringen delat ut flera regeringsuppdrag som syftar till ökad samordning och planering av energiomställningen; exempelvis genom satsningar på regional energiplanering, men även genom ett uppdrag till Svenska kraftnät om att planera för ökad elanvändning. Svenska kraftnät menar i sitt regeringsuppdrag²⁶ att det finns en god samverkan mellan dem och regionnätbolagen, samt att ett uppdrag om samplanering av el- och vätgasgasinfrastruktur pågår. Som förbättringsområden lyfter de fram stärkt prognossamverkan samt ansvarsfördelning mellan nättaktörer när det kommer till frågor om kapacitetsbrist och hantering av flexibilitet.

Respondenter i intervjustudien lyfter även fram att det finns målkonflikter mellan energi och andra samhällsområden där en tydligare målbild, samsyn och tydligt ledarskap för omställningen skulle vara av stor vikt. Exempelvis lyfts målkonflikter med försvaret fram av aktörer som etablerar resurser på olika platser, men även målkonflikter med andra riksintressen. Här påpekas en brist i att elnät och energiförsörjning inte upplevs lika högt prioriterat av samhället:

”Elnäten och energiförsörjning är inget riksintresse. Där har vi 12 andra riksintressen att göra med när vi screnar sighter.”

Vidare lyfts ett område som kopplar till den övergripande styrningen på elmarknaden, och som i hög grad påverkar hur nätägare agerar i förhållande till flexibilitetsresurser. Åtskillnadsreglerna mellan nätbolag och energibolag gör att nätbolag ibland är avvaktande till att interagera med kunder på sätt som främjar utvecklingen av flexibilitet, även om det syftar till förbättrad nät drift. En aktör menar att det på ett sätt vore väldigt bra om nätägaren kunde styra laster direkt, då det ger dem större kontroll och trygghet, men att det inte går på grund av regler. En annan upplever en viss ängslighet:

”För elnätbolag är det en målkonflikt att agera på grund av regelverk som gör att de inte vågar engagera sig för mycket i kunden. De är rädda att de ska göra saker där de kan anklagas för att utnyttja sin monopolställning.”

Slutligen lyfts, på temat ledarskap, målkonflikter som finns mellan lokala och regionala nätbolag samt Svenska kraftnät. Ett större energibolag trycker på att det inte alltid är säkert att alla dessa aktörer vill styra i samma riktning. Andra aktörer som försöker ansluta exempelvis batterier till elnäten förstår att det inte alltid är helt oproblematiskt för en lokalnätsägare att ansluta stora batterier som ska leverera stödtjänster; nyttan kommer framför allt Svenska kraftnät till gagn medan det riskerar att utmana nät driften lokalt, vilket blir en tydlig målkonflikt. Här önskar aktörerna ökad samverkan för att undvika konsekvenser som gör det svårare att ansluta nya resurser. Samtidigt noterar nätägare

²⁶ Svenska kraftnät (2025), [Planering för ökad elanvändning](#).

redan idag att stor belastning på deras lokalnät sker även till följd av andra marknader, som när priserna från spotmarknaden är låga och många elbilar exempelvis börjar ladda samtidigt:

"I lokala nät där många har timpris går det redan idag se lokala belastningar när priset är lågt".

Sammanfattningsvis menar många aktörer att omställningen skulle tjäna på mer samsyn och tydligare ledarskap. Det finns målkonflikter mellan marknad och politik, men även mellan marknad och elnätsverksamhet. Energiomställningen innebär omfattande förändringar som gör att ingen aktör kan lösa allt på egen kammare, samarbete och samverkan lyfts därför fram som avgörande. Samtidigt har regeringen de senaste åren gett flera uppdrag till myndigheter som handlar om energiplanering och samverkan både mellan energibärare och aktörer. För elmarknaden återstår det även att se vad elmarknadsutredningen leder till, och om det kan ge den inriktning om eftersöks.

Målkonflikter och hinder – intressekonflikter och miljö

En stor del av de hinder och målkonflikter som lyfts genom intervjustudien handlar om hur flexibilitet kan krocka med potentiella flexibilitetsleverantörers kärnverksamheter. Konkurrens med resursernas huvudsyfte, samt olika alternativkostnader för flexibilitet, lyfts av många medverkande aktörer – i synnerhet av intervjuade industriaktörer, som ser dessa barriärer som de mest centrala. Bland intervjuade aktörers svar noteras också ett förhållningssätt som sätter flexibilitet i opposition mot aspekter av säkerhet och risk. Dessutom lyfter flera intervjuade aktörer, från olika sektorer, de potentiella intressekonflikter som kan finnas mellan flexibilitet och olika miljö- och klimatmål.

Flexibilitet kan innebära alternativkostnader och avkall på resursernas huvudsyfte

Aktörerna som medverkat i intervjustudien konstaterar återkommande att förmågan till flexibilitet må vara större än den faktiska volymen av flexibilitet som erbjuds till elsystemet och marknaden, men att ökad flexibilitet utgör en målkonflikt med de flexibla resursernas huvudsyfte. Konflikten är särskilt förekommande när det kommer till aktörer som representerar elproduktionsresurser, industriresurser, laddinfrastruktur och värmesystem.

Elproducenters flexibilitet kan leda till suboptimering och målkonflikter för förnybar energi

För elproduktionsresurser ligger målkonflikten i att erbjudande av flexibilitet innebär suboptimal drift för de producerande anläggningarna. Detta gäller i synnerhet om produktionsresurserna ska kunna erbjuda uppreglering, då anläggningarna – för att vid behov kunna reglera upp – i normalfallet i stället behöver styras ned för att producera under sin maxkapacitet under resten av tiden, när uppreglering inte avropas. Utöver att flexibiliteten då innebär att göra avkall på produktionsanläggningarnas huvudsyfte – att producera el – medför den nedreglerade produktionen en alternativkostnad i form av minskade intäkter från elhandel på olika marknader:

"Jag tror inte att vindkraft är förkvalificerad på FFR idag, och det är inte heller en tjänst som vi rekommenderar för våra vindkraftkunder, för då måste de alltid nedreglera sin produktion för att sen kunna uppreglera när det blir [en aktivering] för att kunna vara med"

"För värmekraft och för vattenkraft är det ofta en avvägning att de inte kan gå i optimal drift för att samtidigt erbjuda flexibilitet."

Trots flexibilitetsintäkterna från uppreglerande stödtjänster innebär minskade energiintäkter från elhandel därmed en för stor alternativkostnad för elproducenter att erbjuda sin flexibilitet, även om den tekniska förmågan att bistå med ökad flexibilitet i teorin finns.

Utöver att resultera i alternativkostnader från utebliven elhandel kan också flexibilitet från elproduktionsanläggningar innebära en konflikt med målet om ökat utbud av förnybar produktion på elmarknaden. Här uppstår också en fråga om var systemgränserna ska dras gällande olika intressen; är leverans av flexibilitet till det svenska elsystemet mer värt än maximal produktionskapacitet från förnybara energikällor på den sammanlänkade europeiska elmarknaden? Detta gäller särskilt i frågan om flexibilitet från sol- och vindkraftsanläggningar, enligt en intervjuad aktör:

"[...] även om det kan vara ekonomiskt försvarbart [att periodvis styra ned produktionen för att kunna reglera upp efter elsystemets behov] ibland så är det ju egentligen inte det man vill göra med de här resurserna, man vill producera dem så ofta det bara går och trycka undan kolkraft på kontinenten liksom, det är det vi vill, inte att det blir någon suboptimering där vi styr ner dem i Sverige på grund av bristande överföringskapacitet."

Efterfrågefleksibilitet kan innebära avvägningar gällande kvalitet på varor och tjänster

För resurser som kan leverera efterfrågefleksibilitet från minskad eller flyttad elanvändning finns det generellt sett två intressen som de intervjuade aktörerna betraktar som viktigare syften än att leverera flexibilitet: möjligheten att leverera och sälja de varor som produceras inom tillverkningsindustrin, och möjligheten att leverera de tjänster som användare av laddinfrastruktur, värmesystem och även internetjänster betalar för.

Gällande industrins förmåga till flexibilitet lyfter nästan alla intervjuade industriaktörer att leverans av flexibilitet inte får kosta mer än vad produktionen är värd. Leverans av flexibilitetstjänster medför att intäkterna för levererad flexibilitet måste överstiga kostnaderna för produktionsbortfallet som uppstår till följd av den nedstyrda eller uppskjutna elanvändningen. När det kommer till flexibilitet från resurser som används inom industriprocesser är detta inte alltid helt lätt att räkna hem, då flera flexibla resurser inom industrin har en lång återhämtningstid. De flexibla resurserna får dock bara flexibilitetsintäkter för tidsperioder då flexibilitetstjänster avropas; efter dessa tidsperioder kan det dock ta längre tid innan produktionen åter är i full kapacitet, utan att detta produktionsbortfall ersätts av flexibilitetstjänsten.

"Flexibilitet handlar i flera fall om att stänga av produktionen helt. Då är det uppåt en vecka innan produktionen är upp i full produktion igen, vilket innebär att flexibilitet är mycket kostsamt i stor omfattning."

Trögheten i industriprocesser innebär ofta också att det inte går att avbryta produktionen under vilket skede som helst, då ett plötsligt avbrott i ett kritiskt skede skulle kunna innebära omfattande påverkan på producerad kvalitet eller möjlighet att bearbeta material som används i produktionen, vilket i värsta fall skulle kunna leda till att produkten som produceras eller materialet som bearbetas skulle behöva kasseras vid avbrott. Detta medför ett behov av förutsägbarhet från vissa typer av tillverkande industriaktörer, något som inte alltid är förenligt med produkter för efterfrågefleksibilitet. De intervjuade industriaktörerna ser inte heller intäkterna från flexibilitet som tillräckligt konkurrenskraftiga mot priset som försämrad eller förlorad produktion kan innebära:

”När det gäller industrier handlar det om att det behövs en ekonomisk drivkraft för att det ska vara lönt. Går ofta att vara flexibel, men kostar för mycket att göra ingrepp i den underliggande verksamheten för att det ska vara lönsamt. Vissa har uttryckt att priset inte spelar roll, för det går inte att avbryta pågående processer.”

”Produktkvaliteten får inte påverkas, och driften måste i huvudsak gå 24/7 året runt, utanför planerade driftstopp för revision eller underhåll. Att vara flexibel med elkonsumtion [och därmed vår industri-] produktion innebär en risk för kvalitén på slutprodukten.”

”Produktionen avgör flexibiliteten. För vissa produkter kan man gå ner i [el]konsumtion men då kommer man vara tvungen att göra avkall på kvalitén på produkten. I vilken mån är man villig att göra avkall på kvalitén, det är ju inte mycket pengar som kan tjänas på att vara flexibel så det är troligen framför allt en förlust.”

En intervjuad industriaktör lyfter också aspekten av konkurrerande filosofier för resurseffektivitet inom elsystemet, det vill säga flexibilitet, och ökad effektivitet samt minskat slöseri inom tillverkningsindustrin, så kallad *Lean production*:

”Det är så stora kostnader i gjuteriet att de intäkter som kan komma av flexibilitet är inte intressanta. Därtill så är det ett fleradagarsstopp om man ska stänga av produktionen. Industrin vill inte bygga kapital i buffertlager [då] det är ‘Lean’ som är produktionsfilosofin och det är en motsättning.”

Utöver att i hög frekvens referera till förlorade intäkter från produktionsbortfall lyfter också flera intervjuade industriaktörer att det finns en värdekedja som sträcker sig bortom produktionen; bakom tillverkningsindustrins processer finns också kunder som väntar på sin leverans, för att i sin tur kunna omsätta de produkter som tillverkats av industrin. I förhållande till detta framträder genom intervjustudien en bild av att tillverkningsindustrin anser sig leverera en samhällsnytta för olika sorters näringar – ett intresse som också måste vägas mot elsystemets intressen av flexibilitet. Med bakgrund av detta uppger flera intervjuade industriaktörer att efterfrågan av industrins tillverkning alltid går först, och att industriaktörerna alltid producerar mot sina kunders order, oavsett om elpriset vid tidpunkten skulle vara så högt att industrin går back på de produkter de tillverkar under tillfällena av höga elpriser. Dessutom uppger merparten av de intervjuade industriaktörerna att de i dagsläget inte påverkas särskilt mycket av elpriser, då delar av – eller till och med hela – elkonsumtionen ofta prissäkrats i förväg genom PPA:er; dessa industriaktörer är därmed inte i särskilt stor grad exponerade mot spotpriser på dagen före-marknaden:

”Prissäkring leder till minskade incitament att vara flexibel men ökad säkerhet i elpriskostnad.”

”Prissäkring av elen minskar incitamenten att vara flexibel. [Det finns en] målkonflikt [i] att vilja vara flexibel mot att [vilja] minska den ekonomiska risken i att exponeras mot [dagen före-marknaden].”

En intervjuad industriaktör uppger att det inte är motiverat att bidra med ökad flexibilitet om det innebär avkall på produktionen, då energikostnader endast utgör 5–6 procent av industrins utgifter och utebliven produktion skulle innebära en större kostnadsfråga än så – då industrin behöver

upprätthålla kundernas förtroende. Givet detta resonemang skulle tillverkningsindustrins flexibilitet innebära att göra avkall på industrins kundrelationer, vilket av de intervjuade aktörerna anses vara en dyrare affär än vad flexibilitetsintäkter kan täcka upp för.

Det är inte enbart industriaktörer som genom intervjustudien uppger alternativkostnader för kundrelationer och minskade kundförtroenden som hinder eller målkonflikt för flexibilitet. Även operatörer av laddinfrastruktur uppger att kundernas förväntningar på tjänsten påverkar i hur hög grad resurserna kan erbjuda flexibilitet. Detta gäller i synnerhet aktörer som tillhandahåller tjänster för publik laddinfrastruktur, både för lätta och tunga fordon:

”Finns målkonflikt i att sälja ladd och sedan stänga av laddningen.”

”Flex går bara till en viss gräns. Vi kommer inte kunna gå ner till hur låga nivåer som helst innan det påverkar elbilisterna. Många som gjort initiativ med flex och laddning har gjort det primärt med nattladdning där tid inte är en kritisk faktor och där finns en helt annan acceptans. Vi som jobbar med publik laddning har kunder som vill bli klara så snart som möjligt, de vill inte ha förlängd laddtid.”

”[Det] kan finnas en konflikt mellan att tunga fordon behöver rulla mer för att räkna hem investeringen. Då kan exempelvis ett längre laddstopp på grund av nedreglering av en laddpunkt vara ett problem.”

Flexibilitet från laddinfrastruktur kan också, utöver att utgöra konflikt med resursernas huvudsyfte om att bistå med laddning till fordon, innebära alternativkostnader för flexibilitetsleverantörer som budar in flexibilitet från elfordonsladdare till marknaden. Dessa alternativkostnader uppstår genom att de behöver hålla extra marginaler då det långt i förhand är svårt att prognostisera exakt hur mycket flexibilitet som kommer finnas under tidpunkten för leverans:

”[...] med elbilsladdare kan man aldrig vara helt säker på vilken faktisk potential man har 36 timmar framåt i tiden. Således måste man buda in en effekt och sedan styra ner mycket mer än vad man budat, för att vara på den säkra sidan. Detta ger att man många gånger styr ner mer hos kunden än vad de sedan motsvarande kan få betalt för.”

En annan intervjuad aktörsgrupp som ser hinder med flexibilitet, och målkonflikter med sina resursers huvudsyften, är aktörer som arbetar med resurser inom uppvärmningssystem för fastigheter och bostäder. Det finns en oerhört stor flexibilitetspotential i byggnaders termiska tröghet, samtidigt finns det en målkonflikt i att individer som lever eller arbetar i byggnaderna önskar bibehålla en viss nivå av komfort kopplad till inomhustemperatur. Hur mycket flexibilitet som kan frigöras från uppvärmning beror därför på hur mycket värmen får avvika från den önskade måltemperaturen, och hur stor acceptansen är för komfortpåverkan:

”[en] uppenbar målkonflikt när man pratar värmepumpar är att hur mycket flexibilitet man kan få ur dem beror på om husägare kan acceptera en komfortsänkning. Om så är fallet så är frågan: Hur mycket? Hur ofta? Hur länge?”

En intervjuad värmepumpsaktör uppger att det även utan att innebära komfortpåverkan finns en mycket stor flexibilitetspotential från svenska värmepumpar, men att flexibilitetspotentialen skulle

bli många gånger större med större acceptans för periodvisa avkall på komfort. Denna flexibilitetspotential skulle kunna realiseras genom ytterligare ekonomisk ersättning för flexibiliteten:

"Bara [när det kommer till] svenska villavärmepumpar [...] så pratar vi under vinterhalvåret mellan tre och fem gigawatt. Och ungefär fem gigawattimmars lagring, och det här är helt utan komfortpåverkan [...] om konsumenten kan tillåta en viss komfortpåverkan mot en ersättning så kan du mångdubbla den siffran."

Ett sista exempel på när flexibiliteten utgör en intressekonflikt med flexibilitetsresursens huvudsyfte gäller flexibilitet från serverhallar. Aktörer som medverkat i intervjustudien, och som representerar serverhallar, uppger att serverhallar kan tillhandahålla vissa flexibilitetstjänster – så länge funktionen inte påverkas för deras kunder, som levererar internetjänster till användare. Flexibilitetstjänster som innebär kort responstid och kort uthållighet går därmed att leverera; för produkter som kräver längre uthållighet blir det en större påverkan, och därmed en större konkurrens och målkonflikt med serverhallarnas kärnverksamhet:

"Serverhallarna ligger på den effekt som behövs för att kundernas kunder ska ha en smidig upplevelse och inte behöva sitta och vänta. FFR påverkar inte för där täcker batterier upp så att effekten kan bibehållas till servrarna, men de längre tjänsterna är inte intressanta för att det skulle innebära avkall på huvudsyftet".

I likhet med resonemanget som intervjuade aktörer från tillverkningsindustrin för, om att det bortom industrins produktionsled finns kunder som förväntar sig att få sina orderlagda produkter levererade för att kunna omsätta dem i sina näringar mot slutkunder, ser aktörer som driftar serverhallar ett intresse i att värna om upplevelsen hos kundernas kunder. Detta lyfter åter igen frågan som lyftes i slutet av föregående avsnitt, gällande vilka systemgränser som ska beaktas när det kommer till flexibilitet – och hur nyttorna med flexibilitet kan värderas av aktörer som verkar utanför elsystemet, inom sektorer där kärnverksamheten inte utgår från el.

Sammanfattningsvis innebär leverans av flexibilitet i många fall en mindre optimal drift för resursen, eller en konflikt med resursens huvudsyfte. Denna alternativkostnad behöver vägas in i möjligheten att vara flexibel och avspeglas i det marknadspris som erbjuds. Flera aktörer och resurser har möjlighet att leverera flexibilitet upp till en viss gräns, efter vilken flexibiliteten blir betydligt mer kostsam och därmed även dyrare för elsystemet. Flera aktörer lyfter även att avvägningar mellan elsystemets behov och samhällets behov kan behöva göras, där systemgränser behöver utvidgas för att förstå hela den påverkan som en mer flexibel drift kan ge upphov till.

Flexibilitet kan innebära ökade slitage- och underhållskostnader för resurser

En ny möjlig intäktsström – såsom flexibilitet – kommer sällan gratis. Bortsett från de alternativkostnader som nämnts i föregående avsnitt nämner aktörer som medverkat i intervjustudien ofta specifikt kostnader som innefattar slitage samt underhållskostnader som viktiga faktorer att beakta när det kommer till leverans av flexibilitet.

För vissa intervjuade aktörsgrupper är slitaget från flexibel elanvändning av särskild betydelse. De aktörer som medverkat i intervjustudien som nämnt slitage- och underhållskostnader i störst utsträckning är industriaktörer samt aggregatorer som fokuserar på att leverera flexibilitet från industrier. En anledning till att industrin ser slitage på resurserna som ett större hinder än andra

aktörer är att livslängden för vissa komponenter inom industrin – såsom strömbrytare och apparater – mäts i cykler (på- och avstängningar) snarare än sett till drifttid. Detta kan i vissa fall innebära att det inte går att använda en industriresurs flexibelt, då mängden på- och avstängningar som leverans av flexibilitet innebär dramatiskt förkortar resursens livslängd, och ökar resursens servicekostnader. I andra fall kan industrierna som äger resurserna ändå välja att satsa på flexibilitet, trots en förväntan av ökade underhållskostnader:

”Att inte eftersträva att hålla en jämn produktion kommer troligen leda till ökade underhållskostnader i längden, smältverket är byggt för att köra 24/7. Så det är tudelat, men de har lagt mycket fokus på att vara flexibila.”

En aktör som medverkat i studien uppger att den representerade industrin ständigt eftersträvar bibehållandet av en så stabil produktion som möjligt, men att de ändå gjort investeringar i styrutrustning för att kunna driva vissa av sina resurser flexibelt. Trots att flexibilitetsanpassningen långsiktigt troligen skulle påverka resursernas underhållskostnader till det dyrare antogs det vid investeringstillfället att flexibilitetsintäkterna och fördelarna med förmågan till flexibilitet skulle överstiga kostnaderna. Denna förväntansbild förändrades i september 2023, när Svenska kraftnät implementerade nya krav på stödtjänsten FCR-D om ett högre antal aktiveringar än tidigare. De nya kraven medförde en mycket högre grad av slitage än vad industrin förväntat sig:

”Man kan väl ofta säga att gamla kravens FCR – då hade man ungefär 60 aktiveringar per år för en industri. [...] I takt med de nya kraven så har man höjt känsligheten för när man måste börja aktivera. Så då är det snarare tretusen gånger per år för en portfölj. [...] vi har en stor andel av vår portfölj redan på de gamla kraven [...] vilket är mer fördelaktigt för kund, för industrin behöver inte slita på sin utrustning lika mycket.”

En annan aktörsgrupp som i intervjustudien fokuserat särskilt mycket på slitagekostnader, och hur de utgör målkonflikter för flexibilitet, är aktörer som representerar batterier. Dessa aktörer lyfter kostnaden i slitaget från att cykla batterier kontra intäkter från att använda dem för att leverera flexibilitetstjänster; ur denna aspekt gäller målkonflikten inte snabba stödtjänster för frekvensreglering, då resurserna som levererar dessa reserver sällan når full aktivering utan till största delen av tiden enbart står i beredskap. Av denna anledning har också batteriägare och aggregatorer av batteriers flexibilitet tidigare ofta fokuserat sin flexibilitetsaffär på stödtjänsten FCR-D:

”Stora batterier har egentligen bara cyklingskostnader och nätavgifter. Där är FCR-D bra, i och med att det knappt sker någon cykling alls.”

”Energikrävande produkter innebär att energikostnader och slitage är högre på batterier. Snabba effektprodukter innebär knappt några kostnader för batterier.”

Då priserna på FCR-D gått ned sedan 2024 har flexibilitetsleverantörer emellertid i större utsträckning börjat rikta in sig mot andra produkter som kräver högre grad av battericykling, men som breddar affärsmodellen för batterier som levererar flexibilitet. Gällande denna förflyttning finns det olika attityder hos batteriägare och aggregatorer som budar batteriers flexibilitet till marknaderna, vilket tyder på att flexibilitet kan innebära intressekonflikter mellan resursernas ägare och de aktörer som gör sin affär på att styra resurserna som tredje part:

”För aggregatorn är inte [slitage] en faktor, så ju mer du använder batteriet blir det en högre kostnad, men inte för aggregatorn.”

Frågan om batterislitage är därmed paradoxal när det kommer till batterier som styrs av extern aggregator, då batterislitage egentligen inte utgör en målkonflikt som bekommer aggregatorn; aktören som styr resursen tar del av intäkterna utan att få följdverkningarna som landar hos resursägaren – däremot är det på samma gång osannolikt att ägare av småskaliga batteriresurser skulle få några flexibilitetsintäkter alls från sina batterier, utan aggregatorstjänster. Samtidigt skulle denna typ av agerande över tid kunna försämra tilliten mellan resursägaren och tjänsteleverantören, vilket kan tänkas påverka intresset av aggregators tjänster.

Intressekonflikten gällande att upplåta styrning av batterier till en annan part gäller även för vehicle-to-grid (V2G); genom intervjustudien framträder en bild av att det finns en osäkerhet inför hur fordonstillverkare kommer hantera denna aspekt, där vissa tillverkare inte förväntas komma att tillåta extern styrning av fordonsbatterier. Detta är dock ett ämne med många aspekter att överväga. En fordonstillverkare vidhåller att det inte är helt svart-vitt, då cykling också kan vara bra för batterihälsan under vissa förutsättningar. Andra aktörer lyfter också frågan gällande syftet med elfordonets batteri, och för ett resonemang kring huruvida ett elbilsbatteri ska kunna leverera energiintensiva flexibilitetstjänster:

”Tror dock inte så mycket på V2G för energi, däremot för stödtjänster. Alla som investerar i batterier idag säljer inte energi då det innebär för stort slitage. Har jag utrymme att investera i ett batteri där jag kan skicka tillbaka energi så borde jag i stället ha ett mindre batteri.”

Givet detta resonemang kan man argumentera för att det ligger en målkonflikt sett till resurseffektivitet i elbilsbatterier som är så pass stora att de kan leverera energitjänster till systemet; om en elbilsägare har så mycket extra kapacitet kanske det i stället hade varit mer resurseffektivt med ett mindre bilbatteri. Samtidigt finns det hos många bilägare en önskan om lång räckvidd, vilket medför att relativt stora batterier kommer att finnas parkerade under många timmar av dygnet. Detta medför att elfordon utgör en viktig resurs som kan bidra med systemnytta på aggregerad nivå.

Även aktörer som representerar elproduktionsresurser uppger i intervjustudien att flexibel drift av anläggningarna ger upphov till ett ökat slitage. Detta gäller flexibel körning av både vindkraftverk, vattenkraftverk och kärnkraftverk. För vindkraftverk – som typiskt sett levererar nedreglering, givet de alternativkostnader i form av förlorade energiintäkter som i föregående avsnitt diskuterats gällande uppreglering – innebär nedreglering en viss mekanisk påfrestning. För kärnkraftverk kan flexibel körning innebära slitage i och med vibrationer och termisk utmattnings. För vattenkraften anger intervjuade aktörer att systemen inte är byggda för att vara flexibla på det sätt som elsystemet behöver flexibilitet idag, att det är komplext att förutspå systemfunktioner som kan uppstå vid flexibel drift utanför det normala, och att det därför ännu är okänt hur stort slitaget från flexibel drift skulle kunna bli.

Sammanfattningsvis finns det hos de flesta flexibilitetsresurser en risk för ökat slitage och behov av underhåll när resurserna bidrar med flexibilitet – detta gäller både produktionsresurser, efterfrågeflexibilitet och energilager. Hos vissa typer av resurser behöver konsekvenserna utredas mer, medan ägare av andra typer av resurser i större utsträckning behöver förhålla sig till slitage och underhålls-

behov i sina budstrategier – för att optimera kostnaderna så att flexibiliteten blir en nettointäkt för den aktör som väljer att vara flexibel och bidra med sina flexibla resurser.

Värdering av flexibilitetens nytta kontra miljö- och klimatmål

I vissa fall kan det finnas målkonflikter mellan flexibilitet och klimat- och miljömål. I dessa fall behöver avvägningar göras mellan nyttor och påverkan; en flexibilitetsresurs kan under sin livscykel – från framställning till drift – ha en negativ klimat- och miljöpåverkan, samtidigt som flexibilitet är en viktig funktion för att exempelvis kunna stötta ett elsystem med högre andel variabel förnybar produktion.

En återkommande diskussion gällande energisystemets gröna omställning är att ett elsystem med högre andel sol- och vindkraftsproduktion har ett större behov av energilagring. I detta avseende blir frågan om batteriers värdekedja ofta föremål för debatt:

”Det kommer fler batterier in i systemet, [dessa] har en miljömässig påverkan med sina mineraler och sin tillverkningspåverkan, vilket står i konflikt med den nytta som de bidrar med i systemet.”

Genom intervjustudien anas en trend av att betrakta flexibla resurser ur ett ännu odefinierat klassificeringssystem under utveckling; vissa intervjuade aktörer talar exempelvis om ”grön flexibilitet”, eller ”fossilfri flexibilitet”, och menar att olika flexibilitetsresurser kommer med olika stor påverkan på andra mål för exempelvis klimat och miljö. Exempelvis ifrågasätter vissa intervjuade aktörer nyttorna med att *all* sorts flexibilitet ska delta på marknaderna:

”Ska reservkraft vara på lokal flexmarknad? [De] bidrar med flex och kan användas till nytta, men är det verkligen bra om reservkraften är dieselgeneratorer? Prioritera grön flex; batterier, och så vidare.”

Idag har nätägare ingen möjlighet att skilja mellan bud som har högt eller lågt klimatavtryck när de avropar flexibilitet på en lokal marknad, detta då bud som läggs in på marknaderna är anonyma. De kan enbart värdera buden mot pris, men flera nätägare pratade om att detta skulle kunna bli en viktig aspekt i framtiden, framför allt kopplat till resonemangen om att det ändå finns ganska omfattande volymer reservkraft lokalt.

Diskussionen om målkonflikter för flexibilitet kontra negativa klimat- och miljöaspekter kan också noteras när det kommer till flexibilitetspotential från olika typer av kraftslag. En tydligt framträdande målkonflikt genom intervjustudien är den om att ökad flexibilitet från vattenkraften medför en påtaglig påverkan på lokalmiljö i flera avseenden, samtidigt som vattenkraften ur klimatsynpunkt är en viktig energikälla. En intervjuad aktör lyfter att det finns en tvetydighet i vattenkraftens grad av ”förnybarhet”; samtidigt som vattenkraften med avseende på vattnet är ett förnybart kretslopp har vattenkraften också en sådan påverkan på lokala ekosystem att det i värsta fall kan vara svårt att vidhålla dem. Andra intervjuade aktörer angriper denna tolkningsfråga från andra änden, och menar att det finns en klimatvinst att hämta ur teknologisk utveckling av vattenkraften, särskilt sett till småskalig vattenkraft eller utveckling av redan etablerade vattenkraftverk:

”Mindre vattenkraftverk med små turbiner ha stor potential, exempelvis: om man får en eller ett par centimeter högre regleringshöjd på vattenspegeln så finns det stora möjligheter till flex. Ny vattenkraftsetablering ger stor påverkan, med [gällande] redan befintlig – där är skadan redan skedd.”

”Småskalig vattenkraft borde studeras mer. Det har stängts mycket småskalig vattenkraft med hänvisning till miljöprövningar. För elsystemet i sin helhet gör [de småskaliga anläggningarna] inte så stor skillnad, men för lokal flexibilitet och för att hantera lokala kapacitetsbegränsningar borde de kunna göra stor nytta.”

En intervjuad aktör lyfter också att gamla miljödomar som reglerat möjligheterna för vattenkraftens flexibilitet kanske borde omprövas av högre instans idag; detta då elsystemets behov av flexibilitet ökat sedan miljödomarnas fastställande:

”Biologisk mångfald kan vara en målkonflikt i vattenkraftens fråga om att vara eller inte vara. Men det kanske är så att överprövning av gamla miljödomar skulle kunna öka på möjligheterna till vattenkraft. Detta då nuvarande domar är från [80-talet] och tidigare, då var elsystemets behov inte lika stort.”

Denna poäng vittnar om att det kan finnas en målkonflikt mellan tidigare domars värdering av miljömål kontra dagens behov av flexibilitet för att med elektrifiering från förnybara energikällor kunna uppnå klimatmål som blivit mer aktuella sedan domsluten.

Sammanfattningsvis kan det konstateras att alla nya resurser som behöver installeras i elsystemet har en viss miljö- och klimatpåverkan under sin livscykel. Ur detta hänseende borde det vara en fördel med flexibilitet som kan frigöras från redan befintliga resurser i samhället. Vissa flexibla resurser lyfts fram som potentiellt mer miljöpåverkande än andra; detta gäller exempelvis fossil reservkraft, vattenkraft och batterier. Vidare analyser och utredning behövs emellertid för att kunna fastslå några slutsatser gällande dessa resursers potentiellt negativa effekter, i förhållande till levererad nytta för elsystemet och samhället.

Flexibilitet kan krocka med attityder till säkerhet och risk

Genom intervjustudiens gång framträder en bild av att det kan finnas en inneboende spänning mellan flexibilitet och generella attityder till säkerhet och risk. Tidigare i denna rapport har nätägares attityder till säkerhet och risk behandlats; då i förhållande till hur dessa attityder kan utgöra barriärer för att nätägare i större utsträckning ska använda sig av flexibilitet i nätdriften. Det är dock inte bara nätägares uppfattning om risker som kan innebära ett hinder för flexibilitet; även genom svar från intervjuade aktörer som i större utsträckning skulle kunna leverera flexibilitet anas denna krock mellan intressen. Detta är särskilt tydligt när det kommer till intervjuade aktörer från industrin.

Inom en industri finns det många komplexa system som ska samfungera; systemens beroenden mellan varandra kan många gånger vara på en nivå av komplexitet som är svåra att greppa och bedöma. Då olika delsystem inom industriprocesser ofta är sammanlänkade skulle flexibel körning av ett system, utanför de normala procedurerna, kunna leda till varningssignaler i ett annat system. För att hantera detta kan personalen utbildas för att hantera detta specifika scenario; då ser dock intervjuade industriaktörer att detta kan medföra en risk för att personalen i allmänhet ägnar systemlarm mindre uppmärksamhet. Utöver att resultera i risk för försummade systemlarm skulle flexibel körning också kunna innebära nya kostnader för industrin, i form av ökade kostnader för arbete (genom att utbilda personal som får fler och mer komplexa rutiner att förhålla sig till i driften) samt ökade kostnader för riskbedömning gällande nya flexibla processer och rutiner.

Industriaktörers förhållande till risk noteras också i frågan om hur pass exponerade de är mot prisvariationer på dagen före-marknaden. Många intervjuade aktörer uppger att de i mycket hög grad har prissäkrat sin elanvändning genom PPA:er, för att reducera ekonomiska risker om ökade kostnader för energi, och således minimera risken i verksamheten.

Då prissäkring leder till minskade incitament att vara flexibel utgör detta en målkonflikt för implicit flexibilitet och efterfrågefexibilitet från stora elanvändare – men det är även flexibilitet från produktionsresurser som minskar genom prissäkringsavtal. Detta då produktion som låsts in i PPA:er inte alltid kan budas in som flexibilitet till marknaden. Intervjuade aktörer som representerar produktionsresurser lyfter att mycket produktion som sålts på prissäkringsmarkanden inte kommer kunna budas in på marknaden till år 2030 – men att det åtminstone finns en viss mognad i hur nya PPA:er tecknas, med en viss mån av flexibilitetspotential inom avtalen. En intervjuad aktör lyfter att det också finns möjligheter att omförhandla ett redan tecknat prissäkringsavtal, men att det är oklart om parterna som ingått avtalet ser ett incitament i att göra detta, då det medför juridiska kostnader:

” PPA:er kan utgöra en begränsning [för flexibilitet]. 98 procent av solparkerna 2030 har PPA. [...] Nu tecknas mer mogna PPA:er där exempelvis flex ingår, och det finns en större förståelse för att omförhandla ett PPA om det finns möjlighet för båda parter att tjäna pengar på det. Dock om du har ett PPA som ska generera en intäkt på 10 miljoner årligen, och juristkostnaden är 1 miljon för omförhandling av avtalet, då kanske man inte gör det trots att man skulle kunna tjäna lite mer.”

Ett annat tema för hur flexibilitet hindras på grund av attityder inför risk handlar om styrning av flexibilitetsresurser. Intervjuade industriaktörer nämner exempelvis gällande sin egen flexibilitetspotential att de mest elintensiva processerna – som smältverk eller ljusbågsugnar – ofta inte kan upplåtas som flexibilitetsresurser till marknaden, då detta i för stor utsträckning skulle innebära att göra avkall på produktionsapparaten. Däremot ser aktörerna att det finns en hel del flexibilitet som skulle kunna frigöras från resurser inom sekundära processer eller stödprocesser. Då dessa resurser emellertid består av mindre distribuerade enheter skulle de behöva aggregeras eller åtminstone automatiseras i sin styrning för att kunna budas in på marknaden. Detta skulle i sin tur innebära att styrutrustning från tredje part installerades, vilket intervjuade industriaktörer ser som en för stor säkerhetsrisk. Resonemanget kan tyda på att det idag finns en förhållandevis låg mognadsgrad när det kommer till digitalisering hos aktörerna, och att kunskapsnivån gällande digital styrning av resurser – samt hur tekniktjänsteleverantörer som installerar styrutrustningen och/eller styr resurserna påverkar säkerheten inom anläggningarna – utgör en barriär för flexibilitet.

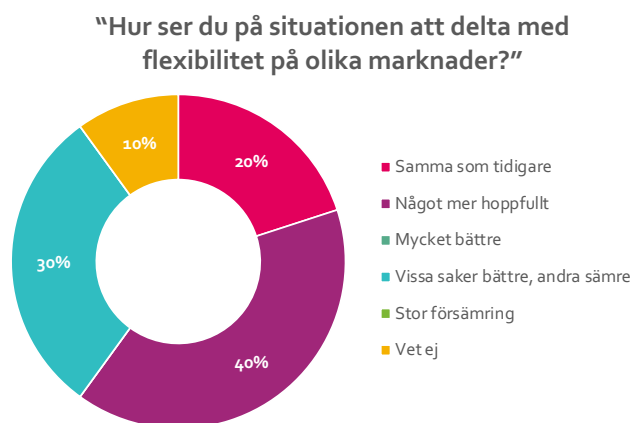
Sammanfattningsvis kan vi notera att attityder till risk påverkar vilken typ av flexibilitet – från vilken typ av potentiella flexibilitetsleverantörer – som görs tillgänglig på marknader. Detta gäller både i relation till vilka avtal som ingåtts med andra parter, men också gällande vilka aktörer som släpps in i verksamheten för att hjälpa till med flexibel styrning. Attityderna kan komma att förändras med ökad mognadsgrad inom digitalisering och flexibilitet; samtidigt är det en viktig insikt från intervjustudien att det för många potentiella resursägare finns andra aspekter som är viktigare att ta hänsyn till, än elsystemets förmågor och tillgång till flexibilitet.

Förändringar och förbättringar under projektets gång

Intervjustudien som vi refererat till genom denna rapport genomfördes under våren och hösten 2024. Då analysen av intervjuerna gjordes först senare uppstod ett tidsfönster inom projektet som gav möjlighet att kartlägga eventuella förbättringar på området hinder och målkonflikter för flexibilitet, som skett upp till ett år efter intervjuernas utfördes. Detta gjordes genom en digital workshop som genomfördes under våren 2025, med omkring 15 handplockade deltagare som tidigare medverkat i intervjustudien. Deltagarna representerade både marknadsplatser/flexibilitets-köpare och aktörer som arbetar med flera olika typer av flexibilitetsresurser, vilket ansågs ge en representativ bild av i vilken riktning som utvecklingen på marknaden förflyttat sig i.

Under workshopen presenterade projektet inledningsvis en sammanställning av resultaten från intervjustudien, därefter fick deltagarna anonymt besvara olika frågor via en Mentimeter-enkät. Efter varje fråga öppnades möjlighet till diskussion i helgrupp, och efter att enkät-passet av workshopen avslutats fortsatte diskussionerna i mindre smågrupper om 4–5 personer. Efter de mindre grupp-diskussionerna summerades samtalen i helgrupp.

Under workshopen konstaterades det att det skett en viss förflyttning och förändring under året, men att det även tillkommit nya hinder för flexibilitet – och att vissa utvecklingsområden som identifierades från intervjustudien backat bakåt. Figuren nedan visar den inledande frågan på workshopen, *“Hur ser du på situationen att delta med flexibilitet på olika marknader?”*, där de flesta deltagarna upplevde situationen som något mer hoppfull eller som en blandning av steg framåt och bakåt. Några deltagare upplevde också att situationen var ungefär samma som innan.



Gällande de elva kategorierna för hinder och målkonflikter som framkommit i analysen av intervjuerna fick deltagarna svara på var de sett en förbättring det senaste året. Deltagarnas upplevelse var att förbättringar skett på flera områden, men den utveckling som framför allt noterades gällde att det – i deltagarnas mening – skett en generell kunskapshöjning om flexibilitet under året som gått. Förbättringar sågs också på området komplexa regelverk; detta kan potentiellt förklaras av den generellt höjda kunskapsnivån, som lett till att vissa motsättningar i regelverken antingen har lättats upp eller tydliggjorts.

När frågan till deltagarna sedan vändes till på vilka områden det skett eventuella försämringar under det senaste året pekades en av de identifierade kategorierna för hinder tydligt ut: avsaknad av BSP-rollen.

Att just denna kategori skulle lyftas fram som det område som tydligast backat i utvecklingen kom inte som en överraskning; vid tidpunkten för de flesta intervjuernas genomförande, under våren 2024, väntades fortfarande denna roll införas i de svenska regelverken i maj samma år. Införandet sköts dock på framtiden, och när Svenska kraftnät under hösten 2024 presenterade den nya tidplanen för rollens införande visade det sig att det skulle dröja minst till år 2028 innan rollen skulle vara fullt implementerad. Tidplanen för rollens införande förändrades därmed radikalt mellan tidpunkterna för intervjuernas genomförande och den uppföljande workshopen.

Även kategorin *osäkerhet i ekonomin av flexibilitet* hamnade relativt högt gällande vilka hinder som försämrats under året. Inte heller detta ansågs vara särskilt förvånande, då prisutvecklingen på balansmarknaden – framför allt för stödtjänsten FCR-D – backat något under året som gått. Efter att flexibilitetsleverantörer kunnat göra en bra affär på att leverera till FCR-D under åren 2022 och 2023 föll priserna under 2024. De tidigare höga priserna var en starkt bidragande faktor till att nya kunder fick upp ögonen för att tjäna pengar på flexibilitet, och antalet aktörer som förkvalificerade sig till marknaden ökade snabbt. En villakund i SE4 kunde sommaren 2023 under en bra dag ha intäkter på 400 SEK – jämfört med ersättning närmare 20 SEK per dag under sommaren 2024. Även införandet av effekttariffer under 2024 och 2025 påverkade ekonomin för många som levererat flexibilitet.

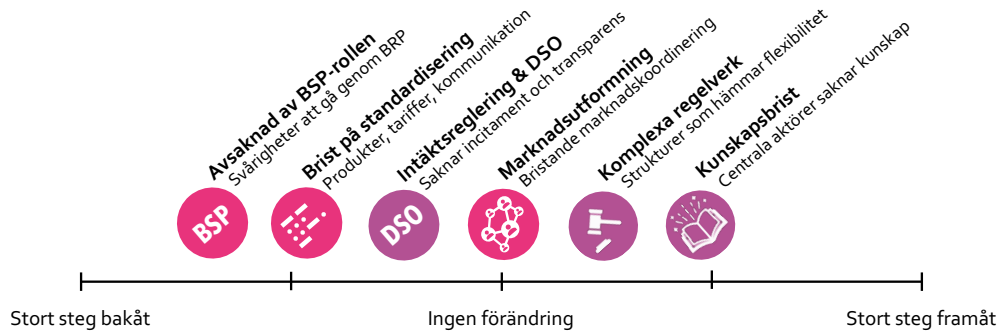
Effekttariffernas införande påverkade också deltagarnas uppfattning om riktningen för utvecklingen av standardisering. Vid tidpunkten för de initiala intervjuernas genomförande lyfte aktörer som pekade ut brist på standardisering som ett hinder för flexibilitet att dessa brister gällde exempelvis standardisering av produkter på lokala flexibilitetsmarknader. Sedan dess har nätägare med erfarenhet av lokala flexibilitetsmarknader i samverkan genom Energiföretagen tagit fram ett förslag på standardiserade produkter för lokal flexibilitet, vilket av flexibilitetsaktörer anses vara en förbättring. De nya effekttarifferna som införts under samma tidsperiod har dock varit föremål för en ny diskussion om standardiseringsbehov, där flexibla aktörer önskat en enhetlighet gällande tariffutformning för att underlätta för – och harmonisera – arbetet med att leverera flexibilitet från resurser i olika nätområden.

Ett annat område som enligt workshopdeltagarna backat något var frågan om intäktsreglering och nätägars incitament för flexibilitet, samt transparens från nätägare när det kommer till rutiner för exempelvis anslutningar av flexibilitetsresurser. Detta kan dock vara ett område där utvecklingen ändå kan betraktas som förhållandevis positiv – givet det nya förslaget om intäktsregleringens inriktning från och med tillsynsperioden 2028–2031²⁷ – där Energimarknadsinspektionen föreslagit en inriktning som utgår från en så kallad TOTEX-modell, som ur flexibilitetssynpunkt är nödvändig för att skapa fler incitament för nätägare att i högre grad köpa flexibilitet. Förslaget för den nya inriktningen presenterades av Energimarknadsinspektionen under våren 2025, efter workshopens genomförande.

Hinder rörande marknadsutformning, inklusive aspekter av marknadskoordinering, ansågs av workshopdeltagarna ligga på samma steg som under tidpunkten för intervjustudiens genomförande. På detta område har dock möjligheterna till koordinerat marknadsdeltagande under det senaste året förbättrats för aktörer som vill buda flexibilitet till lokala flexibilitetsmarknader, samtidigt som de medverkar på balansmarknaden. Detta har möjliggjorts då de nätägare som ansvarar för de lokala marknaderna har ändrat sina regler för stängningstider för att matcha de tidsfönster som flexibilitetsleverantörerna behöver för att också kunna buda flexibiliteten till olika stödtjänster.

²⁷ Energimarknadsinspektionen (2025), [Inriktning för reglering av elnätsföretagens intäktsramar. 2028–2031](#).

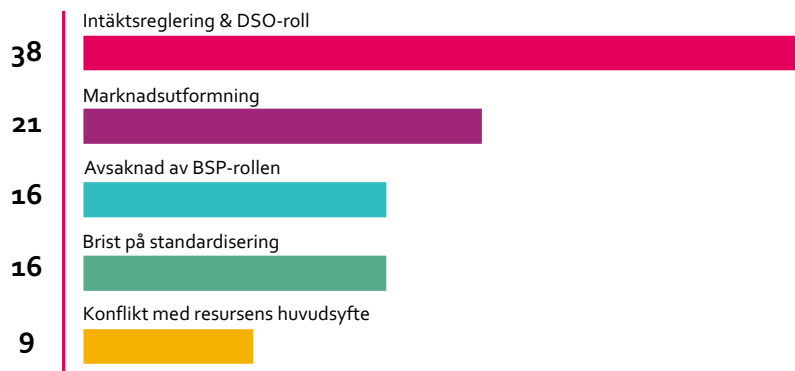
”Hur har marknadshinder förändrats under året?”



Figur 6. Workshopdeltagares syn på hur olika marknadshinder, som lyfts under intervjustudien 2024, förändrats under det senaste året. Workshopen genomfördes i mars 2025, och visar hur situationen för olika centrala hinder har utvecklats.

I workshopenkätens nästa fråga fick de medverkande deltagarna fördela 100 poäng mellan de fem kategorier av hinder som uppkommit flest gånger under intervjustudien, för att genom poängfördelningen rösta på vilka hinder aktörerna upplevde som störst under tidpunkten för workshopens genomförande. Utifrån denna poängfördelning blev det tydligt att området intäktsreglering och DSO-roll, med 38 tilldelade poäng, betraktades som det största hindret. Detta resultat går väl i linje med analysen av svaren som gavs av de 60 aktörer som medverkade i den initiala intervjustudien som genomfördes under våren och hösten 2024; fastän kategorin inte var den som omfattade flest detaljerade svar om hinder och målkonflikter för flexibilitet var det denna kategori som flest antal respondenter och aktörskategorier lyfte fram i sina intervjuer. Intervjuade nätägare som nämnde hindret upplevde att intäktsregleringen begränsade deras verksamhet inom flexibilitet, medan övriga aktörer upplevde att intäktsregleringen inte motiverade nätägare att hitta lösningar där flexibilitet kan bidra.

”Vilka hinder upplever du som störst just nu?”

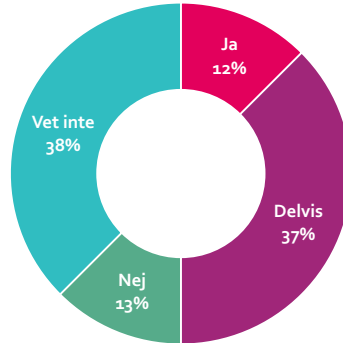


Figur 7. Workshopdeltagares rankning av vilka hinder för flexibilitet som de upplever som störst just nu. Rankningen är gjord genom en poängfördelning, där medverkande workshopdeltagare fått fördela 100 poäng mellan de fem kategorier av hinder som lyfts flest gånger under intervjustudien.

Under workshopen fick de medverkande deltagarna också besvara ett antal fördjupande frågor om hinder, med fokus på utveckling och förflyttning av hinder sedan intervjustudiens genomförande under våren och hösten 2024. Den första fördjupningsfrågan utgick från den framflyttade tidsramen för arbetet med att implementera BSP-rollen i svenskt regelverk, och de medverkande deltagarna fick svara på om förseningen av BSP-rollens införande medfört att aktörerna antagit en ny strategi för handel med

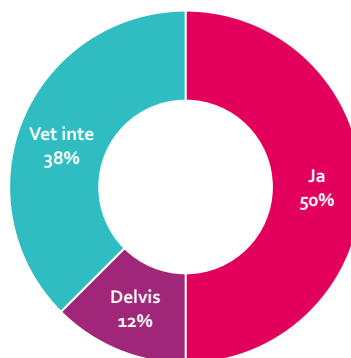
flexibilitet. Hälften av de medverkande deltagarna svarade att de hade, eller delvis hade, antagit en ny strategi, medan en dryg tredjedel av deltagarna var osäkra.

“Har förseningen av BSP-rollen gjort att ni nu har en ny strategi?”



Nästa fördjupningsfråga utgick från att ta reda på huruvida aktörernas intresse för att medverka på Nord Pools marknader ökat under det senaste året, detta då projektet redan i sitt startskede noterat att det finns en generell önskan om att få in mer flexibilitet på elbörsen. Utifrån svaret på frågan om huruvida intresset ökat – där hälften svarade ja, en dryg åttondel svarade delvis och ingen deltagare svarade nej – kunde det tydligt konstateras att intresset för deltagande med flexibilitet på Nord Pools marknader ökat. Detta intresse kan med stor sannolikhet motiveras med att många flexibilitetsaktörer ser Nord Pools marknader som ett bra alternativ för att få ihop lönsamheten i flexibilitet, efter att priserna för stödtjänster på balansmarknaden gått ner. En annan förklaring kan vara att intresset delvis ökat genom en större medvetenhet och kunskap gällande deltagande på Nord Pools marknader, och att barriärerna för deltagande på dessa marknader kanske inte är så stora som aktörerna tidigare befarat. I syfte att höja kunskapsnivån om deltagande på Nord Pools marknader sammanställde Power Circle innan workshopens genomförande ett PM om att delta med flexibilitet på elbörsen, med målet om att reda ut vissa otydligheter kring förutsättningar för deltagande.

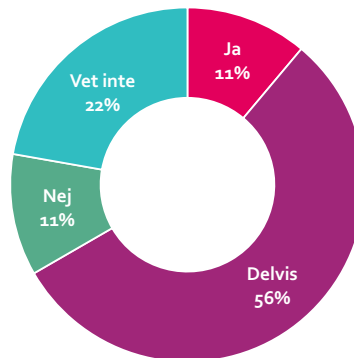
“Har ert intresse för att delta på Nord Pools marknader ökat?”



Ytterligare en fördjupande fråga ställdes till workshopdeltagarna, denna gång gällande hur samordningen mellan flexibilitetsmarknader – och därmed möjligheterna till högre grad av koordinerat marknadsdeltagande – utvecklats. Två tredjedelar av deltagarna angav att det skett en förbättring, eller delvis förbättring. Denna förbättring kan antas ligga i de lokala flexibilitets-marknadernas anpassning av handelsfönster, i syfte att möjliggöra leverantörernas koordinering av deltagande på andra marknader för flexibilitet. På en följande fråga fick deltagarna besvara huruvida det skett någon förbättring gällande

att samma resurser kan delta på flera olika produkter på balansmarknaden samtidigt; detta då aktörer genom intervjustudien lyft att detta inte var möjligt, och att regelverket därmed skapade en konkurrens mellan marknaderna där flexibilitet från resurser blir inlåst, vilket utgör en målkonflikt för ökad likviditet av flexibilitet på olika marknader. På denna fråga svarade en tredjedel av deltagarna att samma resurser kan leverera flexibilitet mot flera olika stödtjänstprodukter – medan resten svarade att det delvis var möjligt eller att de inte visste.

“Har samordningen med andra flexibilitetsmarknader förbättrats?”



Slutligen fick deltagarna ange vilka aktörer som de ansåg bära störst ansvar för att ta flexibiliteten till nästa steg, och undanröja flexibilitetens hinder och målkonflikter. Frågan om vilka aktörer som bär störst ansvar ställdes som en flervälsfråga, där Energimarknadsinspektionen tätt följd av Svenska kraftnät pekades ut som mest central aktör i frågan. Därefter kom nätägarna, och en mindre andel av workshopdeltagarna pekade ut regeringen som ansvariga. Flexibilitetsleverantörer och teknik-utvecklare ansågs inte bära något ansvar för att ta nästa steg framåt.

Workshopen avslutades med en öppen fråga om huruvida nya hinder och målkonflikter för flexibilitet tillkommit under det senaste året. Deltagarna, som fick besvara frågan skriftligt, lyfte teman rörande effekttariffernas införande, dåliga kanaler för elektronisk kommunikation, nätägarnas olika strategier gällande villkorade avtal kontra marknadsbaserad flexibilitet, samt en trend av ökad reservation av flexibilitetskapacitet till balansmekanismer:

“Ökad reservering av flexibilitetskapacitet till balansmekanismer som låser upp resurser som sedan kanske inte blir aktiverade för energi, men kunde nyttjas effektivt i marknader före realtid”

“[Energimarknadsinspektionen] accepterar villkorade avtal utan tillräcklig utredning av andra flexibilitetsalternativ. Nätbolagen pekar på avsaknaden av flexibilitetsmarknader i sina nätutvecklingsplaner, samtidigt som de stänger ner egna initiativ”

“Olika strategier bland DSO:er för villkorade avtal och flexibilitetsmarknader”

“Dålig tillgång till bra data. Dåliga kanaler för elektronisk kommunikation (avsaknade API:er)”

“Effekttariffer. Ökat behov av standardisering av kommunikation mellan marknadsaktörer”

“Att regeringen anser att EU-lag är implementerad i och med införandet i Ellagen - men där netto nyttorna av flex fortfarande ej är inkluderade i t.ex. förslaget om kompensationsmodell för BRP/BSP”.

Slutsatser: Målkonflikter och hinder för flexibilitet

Flexibilitet i elsystemet är en nyckel för att möjliggöra den pågående energiomställningen. Samtidigt begränsas flexibilitetens utveckling i praktiken av en rad hinder och målkonflikter; både tekniska, ekonomiska, regulatoriska och sociala. För att den tekniska flexibilitetspotentialen, som finns i elsystemet redan idag, ska kunna omsättas i faktisk flexibilitet krävs det därför att dessa barriärer identifieras, hanteras samt – i vissa fall, där målkonflikterna behöver avvägas mot andra intressen – balanseras. I detta kapitel presenteras slutsatser om de hinder och målkonflikter för flexibilitet som framträtt genom den intervjustudie som genomförts inom projektet FlexAbility.

Flexibilitetens många ändamål – övergripande samhällseliga och politiska målkonflikter

Flexibilitet är ett verktyg som kan användas för att nå flera samhällsmål samtidigt: elektrifiering, försörjningstrygghet, klimatmål och kostnadseffektivitet. I praktiken kan det dock uppstå spänningar mellan dessa mål, särskilt då olika aktörsgrupper har olika intressen och ser olika prioritet gällande hur – och ibland i vilken ordning – dessa mål ska angripas.

Exempelvis kan kortsiktiga ambitioner om låga elpriser stå i konflikt med långsiktiga investeringar i flexibilitetsresurser. Införandet av effekttariffer – i syfte att sänka belastningen på elnäten – kan leda till motstridiga prissignaler för kunder som har förmågan att leverera flexibilitet. Mål om ökad elkonsument från exempelvis industrin, och högre grad av priskänsliga elkunder som kan bidra med implicit flexibilitet, leder till en större volatilitet på konsumtionssidan. Samtidigt driver klimatmål på en snabb utbyggnad av variabel förnybar produktion, vilket i sin tur kan öka behovet av flexibilitet snabbare än vad regelverken för flexibilitet hinner anpassas.

För att minska dessa målkonflikter behövs en tydligare politisk och institutionell prioritering av flexibilitet som samhällsresurs, där både styrmedel och marknadsdesign utformas för att stödja investeringar i bland annat styrbarhet, lagring och efterfrågefexibilitet.

Marknadsdesign och ekonomi – mellan koordinering och fragmentering

Ett återkommande tema i intervjuerna är att dagens marknadsstruktur inte fullt ut stödjer en bred och likvid handel med flexibilitet. Flera aktörer pekar på bristande koordinering mellan marknader som ett av de största hindren. De lokala flexibilitetsmarknaderna har gjort framsteg i att samordnas med balansmarknaderna, men olikheter gällande tidsfönster för handel, kommunikationsformat och produktdefinitioner försvårar deltagande på flera marknader samtidigt.

Ett konkret exempel gäller DSO:ernas möjlighet att köpa flexibilitet. Två nätägare uppger i intervjustudien att den relativt låga kostnaden för att tillfälligt utöka abonnemanget mot överliggande nät gör det mer lönsamt att välja denna väg, än att upphandla flexibilitet lokalt, vilket i praktiken sätter ett pristak på den lokala marknaden och hämmar dess likviditet.

Avsaknaden av den oberoende BSP-rollen är ett annat centralt hinder. Flera intervjuade aktörer hade förväntat sig att rollen skulle införas 2024, men när Svenska kraftnät meddelade att implementeringen skjuts upp till 2028 minskade optimismen. Den uteblivna rollen begränsar möjligheterna för mindre aktörer att delta direkt i stödtjänstmarknaderna, och håller tillbaka volymen av flexibilitet som når marknaden.

Dessutom råder det brist på standardisering och harmonisering mellan nätbolag och marknadsplatser. Aktörer efterfrågar enhetliga produkter, API:er och processer för avrop – något som i dag

varierar mellan regioner. För DSO:er har harmonisering ett tydligt värde eftersom det ökar likviditeten och effektiviserar inköp av flexibilitet. Flera intervjuade aktörer varnar dock för att alltför tidig standardisering kan minska utrymmet för lokalt anpassade lösningar och organisk utveckling.

Även effekttariffernas införande har visat sig innebära en dubbelsidighet: de kan både stimulera och hämma flexibilitet. Nya tariffer har gett tydligare signaler till kunder om att minska sin effektanvändning, men samtidigt har utformningen i vissa fall skapat osäkerhet för aktörer som vill delta i flera marknader. Flera aktörer efterlyser att tarifferna görs tillgängliga via öppna API:er för att kunna integrera dem i smart styrning.

Regler och ledarskap – strukturer som formar incitamenten

Det tydligaste institutionella hindret för flexibilitet är nätägars intäktsreglering. Dagens regler ger svaga eller inga incitament att använda flexibilitet som alternativ till nätutbyggnad. Många nätägare efterfrågar därför en reformerad reglering inför perioden 2028–2031. Det förslag till TOTEX-modell som Energimarknadsinspektionen presenterade våren 2025 ses som ett steg i rätt riktning, då det möjliggör en mer teknikneutral bedömning av kostnader och därmed en öppning för flexibilitetslösningar.

Men hinder handlar inte enbart om regelverk, de handlar också om riskattityder och kultur. Många nätägare ser flexibilitet som en osäkrare lösning än traditionella investeringar. Intervjuade aktörer beskriver att en trygghetskultur gör att flexibilitet ofta används i projektform snarare än i ordinarie drift. Ett nytt förhållningssätt till risk kräver både dataunderlag och erfarenhet, exempelvis genom användning av probabilistiska metoder i nätplaneringen och garantier via villkorade avtal.

Även anslutningsprocesserna för batterier och nya resurser har visat sig vara ett hinder. Stora köer hos nätägare gör att de resurser som skulle kunna bidra mest till systemnytta ofta har svårast att anslutas. Industrin framhåller att processerna är långa och att deras faktiska flexibilitet inte värderas i dialogen med nätägare. En mer transparent process, som beaktar flexibilitet som en parameter vid anslutning, efterlyses.

Samtidigt råder en brist på tydligt ledarskap för flexibilitet på nationell nivå. Aktörerna upplever att roller och ansvar är splittrade mellan myndigheter, marknadsoperatörer och regeringen. Många aktörer uttrycker behov av ett samlat grepp där flexibilitet integreras som en del av energipolitikens långsiktiga planering.

Intressekonflikter och miljö – flexibilitetens dubbla natur

En av de mest intressanta insikterna från intervjuerna är att flexibilitet i sig kan skapa nya målkonflikter. Flera aktörer beskriver hur leverans av flexibilitet kan stå i konflikt med resursernas huvudsyfte. Ett tydligt exempel gäller elbilsladdning, där flexibilitet genom laststyrning ibland minskar tillgängligheten för fordonet – en målkonflikt mellan systemnytta och användarkomfort.

Industriaktörer vittnar om liknande situationer: att köra en process flexibelt kan innebära produktionsbortfall eller ökat slitage. För vissa innebär varje avvikelse från optimal drift direkta kostnader, vilket gör att flexibilitet bara är ekonomiskt rimligt upp till en viss gräns.

Även miljömässiga avvägningar uppstår. Batterier, reservkraft och vattenkraft kan ha olika klimat- och miljöavtryck, vilket gör att valet av flexibilitetsresurser måste ses ur ett livscykelperspektiv. Samtidigt kan flexibilitet från befintliga resurser vara mer resurseffektiv än att bygga ny kapacitet.

En annan viktig aspekt är attityder till risk och säkerhet. Både nätägare och industriaktörer uttrycker oro för att ge externa aktörer tillgång till styrning av anläggningar, eller förlita sig på automatiserade system. Dessa attityder formar vilka resurser som faktiskt blir tillgängliga på marknaderna, och visar att tillit och kontrollfrågor är minst lika centrala som frågor om teknik och ekonomi.

Förflyttningar framåt och bakåt – förändringar under projektets gång

Den uppföljande workshopen – som genomfördes under vårvintern 2025, ungefär ett år efter intervjustudien – visade att flera hinder rört sig men åt olika håll. Förbättringar noterades inom kunskap och förståelse för flexibilitet, samt viss förenkling av regelverk och marknadskoordinering. Deltagare framhöll till exempel att lokala marknader nu bättre synkats med balansmarknadernas tidsfönster. Försämringar sågs framför allt kring BSP-rollens försenade införande och en ökad ekonomisk osäkerhet, i takt med att priser på stödtjänster som FCR-D sjunkit och effekttariffer införts. Intäktsreglering och DSO-roll rankades som de största kvarstående hindren, medan standardisering och transparens bedömdes ha förbättrats något.

Deltagarna uttryckte också ett växande intresse för att delta med flexibilitet på Nord Pools marknader, delvis som en kompensation för lägre lönsamhet i stödtjänster på balansmarknaden. Detta visar att aktörerna söker nya vägar för att upprätthålla affärsmodeller för flexibilitet i en föränderlig marknadsdynamik.

Vägen framåt – att omsätta potential till praktik

De identifierade hindren visar att vägen mot ett flexibelt elsystem inte handlar om att avskaffa målkonflikter, utan om att hantera dem strategiskt. Tekniken finns, men framstegen avgörs av hur regelverk, affärsmodeller och tillit utvecklas.

För att frigöra flexibilitetens fulla potential krävs:

1. **En reformerad intäktsreglering (TOTEX)** som premierar flexibilitet och ger nätägare ekonomiska drivkrafter till att arbeta med flexibilitet som verktyg för bättre nätutnyttjande.
2. **Ett snabbt införande av BSP-rollen** där snabbare vägar till fristående budgivning på alla marknader behöver undersökas för att frigöra större volymer flexibilitet till år 2030.
3. **Nya och gemensamma arbetssätt bland nätägarna** krävs, där flexibilitet beaktas som en del av nätplanering och drift. Nätägarna behöver ge kunderna ökad transparens, bättre anslutningsprocesser samt mer enhetliga och maskinläsbara effekttariffer.
4. **Utvecklade prissignaler och fortsatt harmonisering** av produkter och handelsformat krävs för att säkerställa lönsamma affärsmodeller för alla de aktörer som har flexibla resurser.
5. **Stärkt ledarskap och samverkan** krävs mellan myndigheter, nätägare och marknadsaktörer – med fokus på kunskap och regelverk. Här vilar ett stort ansvar på myndigheterna, inte minst på Energimarknadsinspektionen och Svenska kraftnät.

Med dessa steg kan flexibilitet gå från att vara en mindre sidoverksamhet till att bli en **bärande del av elektrifieringen** – som förenar klimatmål, resurseffektivitet, försörjningstrygghet, resiliens och samhällsekonomisk effektivitet när vi bygger framtidens hållbara energisystem.