

Oktober 2025

FlexAbility

Potential, värde och målkonflikter
för nya flexibilitetsresurser

Delrapport 2:

Utveckling av marknader och verktyg för flexibilitet

Utveckling av marknader och verktyg för flexibilitet

I denna delrapport redovisas resultat och analys från projektet FlexAbilitys kartläggning av utvecklingen av marknader och verktyg för flexibilitet. Rapporten ger en orientering kring de metoder och verktyg som finns för att anskaffa flexibilitet idag, samt går igenom den historiska utvecklingen på olika flexibilitetsmarknader på lokal och nationell nivå. Slutligen diskuteras utvecklingsvägar för flexibilitetsmarknader och -verktyg framåt. Arbetet har utförts av Power Circle under tidsperioden 2023–2025.

Analysen av historisk marknadsutveckling för lokala flexibilitetsmarknader har gjorts av Power Circle och baserats på data från E.ON Energidistribution, Ellevio, Göteborg Energi Elnät, Mölndal Energi Elnät, NODES, Sweco och Vattenfall. Analysen av historisk marknadsutveckling på Svenska kraftnäts stödtjänstmarknader har i huvudsak gjorts av exjobbare från Uppsala universitet, under handledning av Power Circle, och baserats på data från Svenska kraftnät och Nord Pool. I denna rapport återges enbart en kortfattad redogörelse av resultaten från det examensarbete som studerat marknadsutvecklingen för stödtjänster; ytterligare bakgrund till dessa resonemang hittas i det publicerade examensarbetet¹.

Power Circle vill tacka ovan listade aktörer som delat med sig av data till projektet, samt låtit sig intervjuas till projektets intervjustudie. Dessutom vill vi tacka de aktörer som under 2024 och 2025 medverkat i workshops för att validera och vidareutveckla projektets initiala resultat.

Projektet är delfinansierat av Energimyndigheten.

¹ Amanda Albrecht & Martin Rosten (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.](#)

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

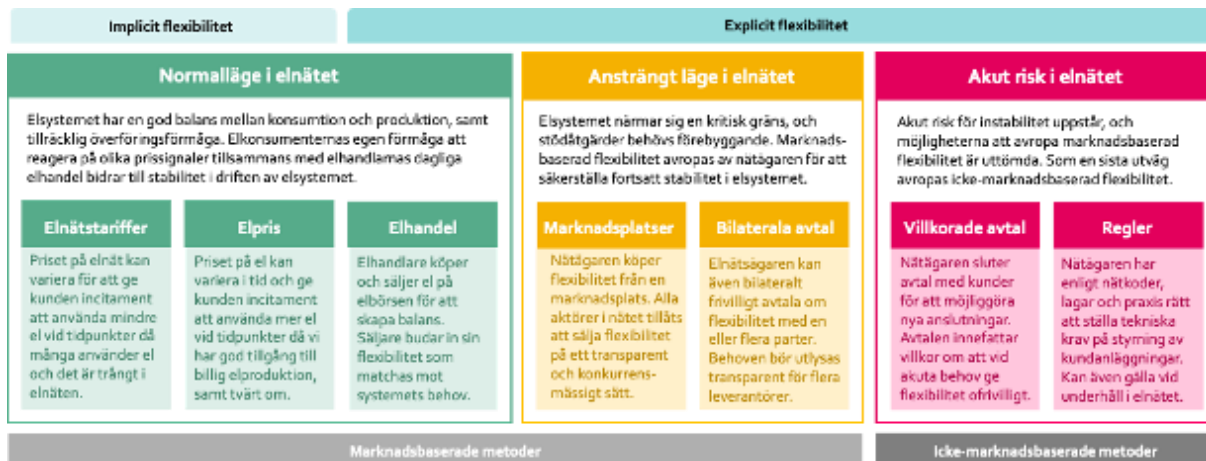
- Faktablad – Vad är flexibilitet?
- Interaktiv kortrapport
- Albrecht, A. Rosten, M. (2025). Flexibilitet i det svenska elsystemet : En historisk och framtida prognostisk analys fram till 2030 av det ekonomiska värdet av stödtjänsterna FCR, mFRR och aFRR samt den avhjälpande åtgärden FFR
- Haeflner,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



Innehållsförteckning

Metoder och verktyg för att frigöra flexibilitet	5
<i>Prissignaler</i>	5
<i>Marknadsbaserade metoder</i>	6
Marknadsprodukter för balansering	7
Marknadsprodukter för överföringskapacitet	8
Marknadsprodukter för flexibilitet för energi	8
Marknadsprodukter för flexibilitet för beredskap	10
<i>Icke-marknadsbaserade metoder</i>	10
Villkorade avtal – ett komplement till marknadsbaserad flexibilitet	10
Historisk utveckling av olika marknader	12
<i>Historisk prisutveckling på stödtjänstmarknaderna</i>	12
<i>Historisk prisutveckling på lokala flexibilitetsmarknader</i>	14
Priser på de lokala flexibilitetsmarknaderna	16
Marknadskoordinering och hinder för att delta med lokal flexibilitet	22
Vanligaste tiderna för upphandling av flexibilitet	26
Utvecklingsområden och effektförmåga hos flexibilitetsmarknader	27
Tabeller med data för de lokala flexibilitetsmarknaderna	29
Utveckling av marknader och verktyg för flexibilitet	31
<i>Utveckling på stödtjänstmarknaderna till år 2030</i>	31
<i>Stor verktygslåda för att frigöra flexibilitet – smalt urval hos nätägarna</i>	37
Lämplighet för användning av villkorade avtal vid olika situationer	38
Utveckling av nya elnätstariffer	40
<i>Utveckling av nya marknadsprodukter och förutsättningar för flexibilitet</i>	42
Utveckling av nya produktkategorier	43
Förutsättningar för utveckling av flexibilitet	44
Aggregering av resurser frigör större volymer av flexibilitet	45
Slutsatser: Utveckling av marknader och verktyg för flexibilitet	46

Metoder och verktyg för att frigöra flexibilitet



Figur 1. Metoder och verktyg för att anskaffa flexibilitet.

Det finns idag ett flertal metoder och verktyg för att anskaffa flexibilitet. Dessa kan delas in i olika kategorier. Först och främst kan de olika metoderna beskrivas som metoder för *implicit* respektive *explicit* flexibilitet. Med implicit flexibilitet menas flexibilitet som frigörs genom att användare och producenter reagerar på elsystemets prissignaler, såsom elpris och nättariffer. Den flexibilitet som genereras implicit bör räcka i ett normalt driftläge i elnätet, där kapaciteten är god med ett återkommande beteendemönster från användare och producenter.

Explicit flexibilitet omfattar metoder som frigör flexibilitet genom olika typer av avtal mellan kunder och nätägare, eller mellan kunder och marknadsplatser för flexibilitet. Metoder för explicit flexibilitet kan i sin tur delas in i två kategorier: marknadsbaserade och icke-marknadsbaserade metoder.

Prissignaler

På framtidens elmarknad, där andelen elproduktion i större utsträckning är variabel från förnybara källor, och kunder i högre grad har annorlunda eller varierande konsumtionsmönster, kan elpriser och därmed också kundernas beteende komma att variera i högre utsträckning. I denna nya elsystem-verklighet blir effektiva prissignaler allt viktigare, för att frigöra implicit flexibilitet. Det finns idag två huvudsakliga instrument för prissignaler: elprisavtal och elnätstariffer.

Det finns flera olika typer av elprisavtal; de som är mest relevanta för flexibilitet är dynamiska prisavtal som återspeglar de rörliga priserna på elbörsens spotprismarknad – och därmed det verkliga utbudet av el på marknaden. Tidigare har dynamiska elprisavtal utgjorts av timprisavtal; sedan övergången till kvartsupplösning på elhandelsmarknaden – från och med den 30 september 2025 – blir kvartsprisavtal den nya mest dynamiska prissättningen för elprisavtal. Samtidigt har tidigare studier² visat att det är fördelaktigt att få med kundernas flexibilitet i prisbildningen när volymen implicit flexibilitet blir stor.

Elnätstariffer som är dynamiska och varierar i pris över tid kan – om de är väl utformade – på samma sätt som elprisavtal ge kunder incitament att anpassa elanvändningen för att undvika tidpunkter då nätet är högt belastat. För att detta ändamål ska kunna uppnås är det dock kritiskt att tarifferna är

² Elforsk (2013), Elforskrapport 13:95. [Efterfrågeflexibilitet på en energy-only marknad](#).

utformade så att de speglar den faktiska situationen i systemet på ett korrekt sätt, och inte konkurrerar ut viktiga prissignaler från exempelvis elprisavtal.

Marknadsbaserade metoder

I första hand, så länge det finns likviditet och är kostnadseffektivt, ska flexibilitet anskaffas genom frivilliga, marknadsbaserade metoder. Detta enligt EU:s elmarknadsdirektiv 2019/944, vars syfte är att skapa integrerade, konkurrensutsatta och rättvisa elmarknader i EU. Marknadsbaserade metoder för flexibilitet omfattar elhandel, där flexibilitet från produktionsanläggningar eller andra flexibilitetsresurser budas in som energi på Nord Pools elbörs. Vid ansträngda driftsituationer i elnätet kan andra marknadsbaserade metoder som flexibilitetsmarknader – såsom Svenska kraftnäts balansmarknader för stödtjänster och lokala flexibilitetsmarknader – samt bilaterala avtal användas. Bilaterala avtal kan betraktas som marknadsbaserad metod i de fall där en marknadsplats inte är lämplig, men där den nätägare som köper flexibilitet gör en konkurrensutsatt upphandling mellan parter som bilateralt vill sälja sin flexibilitet.

Som anskaffningsmetod lever olika typer av flexibilitetsmarknader bäst upp till EU:s bestämmelser för elmarknaden, då dessa i allra högst grad lever upp till frivillighet, konkurrens, transparens och rättvisa förfaranden. På flexibilitetsmarknader delas olika typer av flexibilitetstjänster in i olika typer av produkter, som svarar mot olika flexibilitetsbehov – för energi, balansering, överföring och beredskap, som beskrivs närmare i [FlexAbilitys delrapport 1](#).



Figur 2. Marknader för olika flexibilitetsbehov.

Marknadsprodukter för balansering

Marknadsprodukter för balansering handlas i Sverige på Svenska kraftnäts balansmarknader för stödtjänster (ofta kallade "stödtjänstmarknaderna"). De stödtjänster som finns idag består av frekvenshållningsreserver (FCR-produkter) och frekvensåterställningsreserver (FRR-produkter). Stödtjänsterna är framtagna med utgångspunkt i befintliga produktionskällors – framför allt vattenkraftens – tekniska förutsättningar.

Stödtjänsterna upphandlas öppet genom budgivning, där leverantörer förkvalificerat sina flexibla resurser till de olika marknadsprodukterna, som visas i Tabell 1. För att medverka på stödtjänstmarknaderna behöver resurserna som ska leverera flexibilitet uppfylla tekniska krav och regler; utöver detta behöver de leverantörer som budar in sin flexibilitet till marknaderna idag antingen själva vara, eller samarbeta med, balansansvariga parter (BRP, balance responsible party).

	Primärreglering			Sekundärreglering		Tertiärreglering	
	FCR-N	FCR-D upp	FCR-D ned	aFRR upp	aFRR ned	mFRR upp	mFRR ned
Beskrivning	Frekvenshållnings-reserv (normal-drift, upp- och nedreglering)	Frekvenshållningsreserv (störning, upp- och nedreglering)		Frekvensåterställnings-reserv (automatisk, upp- och nedreglering)		Frekvensåterställnings-reserv (manuell, upp- och nedreglering)	
Volymbehov 2030	224 MW	542 MW		300 MW (160–400 MW)		1 400 MW (1 100–1 850 MW)	1 150 MW (950–1 400 MW)
Aktivering	Automatisk vid frekvensavvikelse inom intervallet 49,90–50,10 Hz	Automatisk vid frekvensavvikelse inom intervallet 49,90–49,50 Hz	Automatisk vid frekvensavvikelse inom intervallet 50,10–50,50 Hz	Automatisk vid frekvensavvikelse från 50,00 Hz		Automatisk, baserad på prognostiserade obalanser för varje elområde	
Responstid	63 % inom 60 sek, 100 % inom 3 min	50 % inom 5 sek, 100 % inom 30 sek		100 % inom 5 minuter		100 % inom 15 minuter	
Uthållighet	1 h vid 100 % aktivering	Minst 20 min vid 100 % aktivering		1 h		15 min för schemalagda aktiveringar, 30 min för direktaktiveringar	

Tabell 1. Marknadsprodukter på Svenska kraftnäts balansmarknader för stödtjänster. Volymbehov 2030 inom parentes anger osäkerhetsintervall³.

Frekvenshållningsreserverna delas in i tre olika FCR-produkter: FCR-N för normaldrift, samt FCR-D upp och ned för upp- respektive nedreglering vid störd drift. Frekvensåterställningsreserverna delas in i fyra FRR-produkter: aFRR upp och ned för automatisk aktivering, samt mFRR upp och ned för manuell aktivering. De olika produkterna ställer olika prestandakrav på resurserna som ska leverera flexibilitet, vilka sammanfattas i tabellen ovan. De mest relevanta prestandakraven utgörs av aktiveringstid och uthållighet, detta då det är frekvensen i nätet som styr om samt när flexibilitet för balansering behöver aktiveras.

Flexibiliteten budas in timme för timme till de olika marknaderna för stödtjänstprodukterna, och avropas när Svenska kraftnät prognosticerar behov. Ett avropat bud betyder dock inte att det är

³ Svenska kraftnät (n.d., granskad 2025), [Framtida volymbehov](#).

säkert att den avropade flexibiliteten sedan kommer att aktiveras, utan fungerar som ett tillgänglighetsavtal för budperioden, för vilken ersättning också ges. Om den budade flexibiliteten för budperioden aktiveras ges ingen förvarning.

Marknadsprodukter för överföringskapacitet

Marknadsprodukter för överföringskapacitet handlas i huvudsak genom lokala flexibilitetsmarknader. I stort bygger de på tre olika produkttyper: fria bud, samt olika typer av tillgänglighetsavtal (ofta över vecka eller säsong). Fria bud är en energiaktiveringsprodukt som avropas dagen före eller intradag; buden prissätts av den aktör som erbjuder flexibiliteten, och ersätts om flexibiliteten avropas. Tillgänglighetsprodukter är avtal som gör att aktörer som säljer tillgänglighet måste lägga in bud på marknaden under den aktuella tillgänglighetsperioden. Tillgänglighetsavtal ersätts typiskt sett både för tillgänglighet, och för aktivering av flexibilitet.

I tillägg till fria bud och tillgänglighetsavtal har den lokala flexibilitetsmarknaden Effekthandel Väst även infört en produkt som kallas för "max usage". Denna produkt kan liknas vid en marknadsprissatt effektbegränsning, där flexibilitetsleverantören lovar att hålla sig under en viss effekt under upphandlade timma. En fördel med denna produkt är att den inte kräver en baseline⁴.

Syftet med de etablerade produkterna är att minska effektbelastningen på elnätet, och möjliggöra anslutning av nya kunder utan att invänta tidskrävande nätförstärkningar. Samtliga produkter kan därför sägas ha kapacitetshöjande motiv. I framtiden kan ytterligare flexibilitetsbehov finnas lokalt, och nya möjligheter kommer med den nya nätkoden för efterfrågefleksibilitet; detta diskuteras närmare senare i kapitlet.

Standardisering av lokala flexibilitetsprodukter

Under år 2024 arbetade flera svenska nätägare på ett gemensamt förslag på standardiserade produkter till lokala flexibilitetsmarknader; detta har nu lämnats in till Energimarknadsinspektionen. Förslaget innehåller tre typer av produkter:

- **LFM-h**, som är en produkt för marknadsmässigt köp på lokal flexibilitetsmarknad avseende tillgänglighet per timme. Detta är alltså en tillgänglighets- eller kapacitetsprodukt, där flexibiliteten ska vara tillgänglig under en viss timme.
- **LFM-p**, som är en produkt för marknadsmässigt köp på lokal flexibilitetsmarknad avseende tillgänglighet per definierad tidsperiod. Detta är alltså en tillgänglighets- eller kapacitetsprodukt, där flexibiliteten ska vara tillgänglig under en valbar period.
- **LFM-e**, som är en produkt för marknadsmässigt köp på lokal flexibilitetsmarknad avseende energiaktivering av anbud, oavsett om det är fri budgivning och/eller bud från tillgänglighets-/kapacitetsmarknaderna. Detta är alltså en energiaktiveringsprodukt.

Marknadsprodukter för flexibilitet för energi

Nord Pool driver idag två större marknadsplatser: en dagenföremarknad i auktionsform (DA, day ahead), och en intradagmarknad (ID, intra day) baserad på kontinuerlig handel från klockan 15:00 dagen före fram till minst 60 min före leverans. ID kompletterades i juni 2024 med tre

⁴ Vid handel på flexibilitetsmarknader tillämpas baseline som verktyg för att validera leveransen av flexibilitet. Framtagande av baseline beskrivs av många aktörer som det svåraste och mest tidskrävande arbetet relaterat till medverkan på flexibilitetsmarknader.

intradagauktioner (IDA) per dag. Koncepten för marknaderna DA och ID utvecklades i Norden, men har nu blivit grunden till den europeiska marknadsdesignen och lagstiftningen (CACM) för kortsiktiga elspotmarknader⁵. Marknaderna sträcker sig geografiskt över flera elområden och länder i Norden, Baltikum och kontinentala EU, och Nord Pool agerar som marknadsplats i 15 länder.

De båda marknaderna DA och ID skiljer sig åt och kompletterar varandra för att uppnå en effektiv handel och fysisk planlagd balans i elsystemet. Det som handlas på de båda marknaderna är fysiska kraftkontrakt som ekonomiskt avräknas mellan aktörer och elbörsen, och därefter blir del av fysiskt balansansvar gentemot given TSO⁶. Däremot behöver inte handeln vara kopplad till fysiska resurser; handeln kan även ske för att, bland annat, täcka bilaterala kontraktsförpliktelser, slutkunders förväntade förbrukning, samt för arbitrage mellan – och inom – olika marknadssegment. Detta kan exempelvis innebära ett köp som görs på ID med kontinuerlig handel för timme x imorgon – och som senare säljs för samma timme och elområde men till ett annat pris.

Dagenföremarknaden (DA)

DA är per definition en tvåsidig stängd auktion. Detta innebär att ingen aktör kan se de andra aktörernas bud. Marknaden stänger klockan 12:00 varje dag inför nästkommande dygn, och cirka 45–55 minuter efter stängning publiceras priset per timme (från den 30 september 2025 per kvart) – samt köp-/säljbud per marknadsplats och elområde, flöden mellan elområden och nationella budkurvor. Det åligger alla som säljer och köper på marknaden att ha en balansansvarig part (BRP) som tar ett ekonomiskt ansvar för att det man sålt eller köpt också levererats när balansavräkningen sker, om inga ytterligare justeringar gjorts på ID eller bilateralt.

Som marknadsplats har Nord Pool ingen insyn i om ett sälj- eller köpbud på DA innehåller kraftproduktion, förbrukning, flexibilitet eller finansiell handel. Däremot vill Nord Pool gärna möjliggöra för ett stort deltagande av flexibilitet från alla aktörer på marknaden, då det ger mer effektiv konkurrens. Samtidigt finns en viss oro över att utökade volymer till stödtjänster minskar effektiviteten i marknaden genom att TSO:er då reserverar kapacitet och resurser i förväg, som inte kommer marknaden till godo i prisbildningen på spotmarknaden – vilket kan resultera i högre elpris.

Intradagmarknaden (ID)

Till skillnad från DA som är en stängd auktion, är ID i stället en kontinuerlig marknad – där både köp- och säljbud redovisas i pris och volym, och prisläget kan förändras under det handlande dygnet. ID stänger en timme innan drifttimmen för respektive timme (från den 1 januari 2026 30 minuter före drifttimme, om inte TSO begär och beviljas tidsbegränsat undantag). I vid bemärkelse kan all handel på ID likställas med flexibilitet; syftet med handeln på ID är att justera sin portfölj efter att prognoser förändrats – det kanske blir blåsigare eller kallare än tidigare beräknat. Men även på ID finns aktörer som enbart "handlar sig i balans" gentemot sin utgångsposition, vilket ökar marknadens likviditet.

Under 2024 infördes tre intradagauktioner (IDA): klockan 15:00, 22:00 samt 10:00 på innevarande dygn. Syftet med auktionerna är bland annat att ge TSO möjlighet att ge marknaden ytterligare kapacitet, samt att underlätta deltagandet för aktörer som inte har möjlighet till kontinuerlig handel. Detta innebär att 20 minuter innan och efter en auktion erbjuds ingen överföringskapacitet mellan elprisområdena på den kontinuerliga marknaden. Utfallet av den första tiden sedan IDA infördes visar

⁵ Intervju med Nord Pool genomförd under våren 2024.

⁶ Transmission system operator.

att handelssystemet har fungerat väl, men hittills har volymerna i Norden varit mycket begränsade – dessa volymer förväntas dock öka med tiden.

Krav för medverkan och utveckling av marknaderna

För de aktörer som deltar på marknaderna finns en del krav att leva upp till, där mycket handlar om ekonomisk säkerhet och likviditet nog för den handel som genomförs. Den ekonomiska volymen av transaktioner som Nord Pool gör dagligen kräver motparter som är seriösa, och som kan betala under nästkommande dygn. Samtidigt är Nord Pool lyhörda för önskemål från kunder när det kommer till marknadens utveckling, och idag finns det en bredd av olika sorters bud som kan läggas på både DA och ID. Ett exempel är olika former av blockbud på DA, som exempelvis möjliggör att en viss volym för flera timmar aktiveras *om* man får tillslag – eller att flera olika köp- och säljblock aktiveras *om* det ekonomiska värdet för aktiveringen av alla ingående block är positivt, givet de volymer och priskriterier som ligger i ett sådant länkat blockbud. Något som lyfts av respondenter i intervjustudien är svårigheter att buda in aggregerade resurser, speciellt om de är spridda över flera balansansvariga.

Marknadsprodukter för flexibilitet för beredskap

I dagens svenska marknadssystem upphandlas flexibilitet för beredskap främst via Svenska kraftnäts effektreserv, samt genom den avhjälpande åtgärden FFR (snabb frekvensreserv). FFR används för att stabilisera frekvensen vid en störning i det nordiska synkronområdet, via låga nivåer av systemtröghet. Jämfört med produkterna på Svenska kraftnäts stödtjänstmarknader har FFR allra högst krav om responstid, med en aktiveringstid på 0,7–1,3 sekunder för full aktivering. Vid plötsliga omfattande störningar, eller vid frånfall från exempelvis stora produktionsenheter såsom kärnkraftsreaktorer, aktiveras FFR automatiskt inom bråkdelen av en sekund, och med en varaktighet på 5–30 sekunder. På så vis stabiliseras frekvensen innan långsammare reserver, som upphandlats till stödtjänstmarknaderna genom FCR- och FRR-produkter, tar över regleringen.

Icke-marknadsbaserade metoder

Som komplement till marknadsbaserad flexibilitet finns också icke-marknadsbaserade metoder. Hit räknas bland annat regler, lagar och praxis, som innefattar generella tekniska krav på kunders flexibilitetsförmåga vid akuta behovssituationer. Även villkorade avtal är en metod för att säkerställa flexibilitet och en stabil drift.

Villkorade avtal – ett komplement till marknadsbaserad flexibilitet

En fördel med villkorade avtal är att de kan erbjudas vid nyanslutningar där önskad effekt ännu inte kan möjliggöras vid alla driftlägen, men där den anslutande kunden ändå kan få tidigare anslutning. Kunder som tecknat ett villkorat avtal kan dock inte motsätta sig aktivering av villkoren; dessa avtal kan med andra ord inte betraktas som frivilliga. I ett ställningstagande från april 2025⁷ konstaterar Energimarknadsinspektionen (Ei) att ett villkorat avtal inte är en marknadsbaserad mekanism, och att elnätsföretag enligt ellagen (1997:857) omfattas av krav på att anskaffa icke-frekvensrelaterade

⁷ Energimarknadsinspektionen (2025), Villkorade avtal. Ställningstagande. Ei2025:01. Version 1.0.
<https://ei.se/download/18.21b414f7196613a20b4f88/1745469921115/St%C3%A4llningstagande-villkorade-avtal-Ei2025-01.pdf> (hämtad 2025-04-24).

stödtjänster – det vill säga andra sorters flexibilitetstjänster – på ett öppet, icke-diskriminerande och marknadsorienterat sätt.

Vidare konstaterar Ei att det i elmarknadsförordningen anges att en marknadsbaserad mekanism bland annat kan vara ett auktionsförfarande med en organiserad marknadsplats eller ett bilateralt avtal, förutsatt att det sluts under marknadsmässiga förutsättningar. Det måste vara frivilligt att delta i en marknadsbaserad mekanism, och det ska vara öppet för alla aktörer att erbjuda sina tjänster på lika villkor. Dessutom ska priset sättas av utbud och efterfrågan, och tjänsten måste vara definierad på ett sätt som inte begränsar vilka resurser som kan delta, förutsatt att resurserna tekniskt kan leverera vad som krävs.

Då kunder tecknar villkorade avtal för att få anslutas anser Ei därmed att det inte är frivilligt, givet faktumet att det villkorade avtalet är det enda avtal som kunden erbjuds för anslutning i närtid, och där anslutningen innebär att nätföretaget får begränsa överföringen till kunden. "Sammantaget uppfyller inte villkorade avtal kriterierna för en marknadsbaserad mekanism, eftersom processen för tilldelningen inte sker på ett frivilligt, öppet och transparent sätt. Villkorade avtal utgör en omdirigering, enligt elmarknadsförordningen, och ska därför i första hand anskaffas med marknadsbaserade metoder. [...] Eftersom ett villkorat avtal inte är en marknadsbaserad åtgärd ska kundens anläggning endast styras om marknadsutfallet visar att elnätet kommer överbelastas och det inte finns marknadsbaserade alternativ", fastslår Ei i sitt ställningstagande.

Med denna bakgrund är villkorade avtal inte lämpliga som enda flexibilitetsverktyg; däremot kan de vara ett bra verktyg för att komplettera andra marknadsbaserade verktyg för flexibilitet.

Historisk utveckling av olika marknader

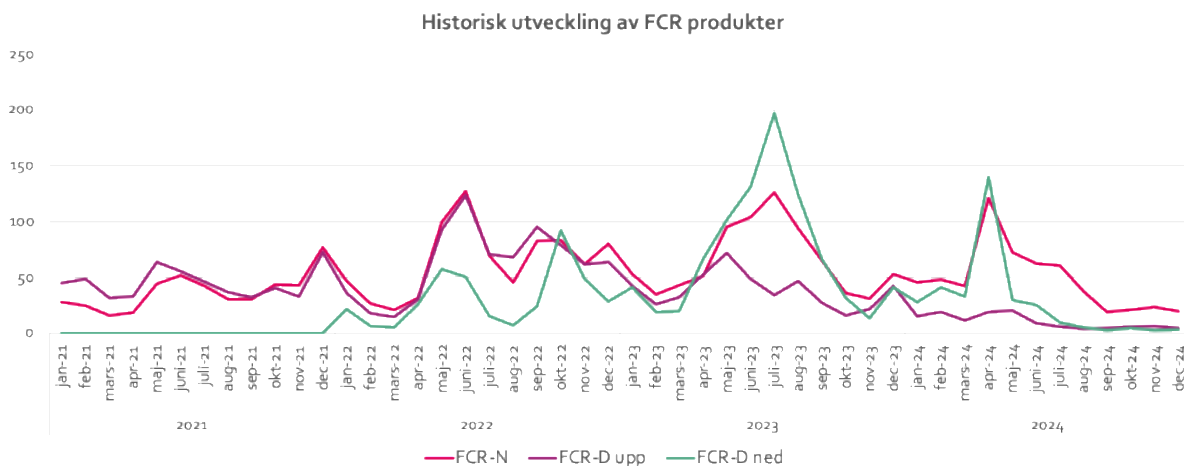
Projektet har på flera sätt tagit del av data från pågående marknader för flexibilitet och analyserat data för att öka transparensen och kännedomen om hur olika marknader har utvecklats över tid. I följande avsnitt kommer både stödtjänstmarknader och lokala flexibilitetsmarknader att analyseras med tonvikt på den senare inom ramen för denna rapport.

Historisk prisutveckling på stödtjänstmarknaderna

Inom ramen för projektet FlexAbility har ett exjobb genomförts av två studenter på Uppsala universitet under våren 2024. Deras examensarbete *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*⁸ beskriver den historiska utvecklingen av flera stödtjänster och det ekonomiska värdet av dessa. Här presenteras ett kort utdrag ur deras slutrapport. Deras resultat av framtida prisutveckling presenteras senare i denna delrapport.

Historisk utveckling och värdet på FCR

Från och med den 1 februari 2024 tillämpar marknaden för frekvenshållningsreserver (FCR) marginalprissättning, vilket ersatte den tidigare pay-as-bid-modellen där varje aktör erhöll ersättning baserat på sitt eget budpris. Detta innebär en genomgripande förändring i marknadsdynamiken och påverkar hur historiska data kan och ska analyseras. Nedan, i Figur 3, visas en tidsserie med månadssnittspriser för de tre olika FCR produkterna mellan 2021-2024. Då flera av produkterna har många höga smala toppar i priserna ger inte snittpriserna en helt rättvisande bild. Analyserna visar inte på någon korrelation med spotpriset för dessa priser, utan flera pristoppar förklaras av vattenkraftens vårflood samt oväntade obalanser.



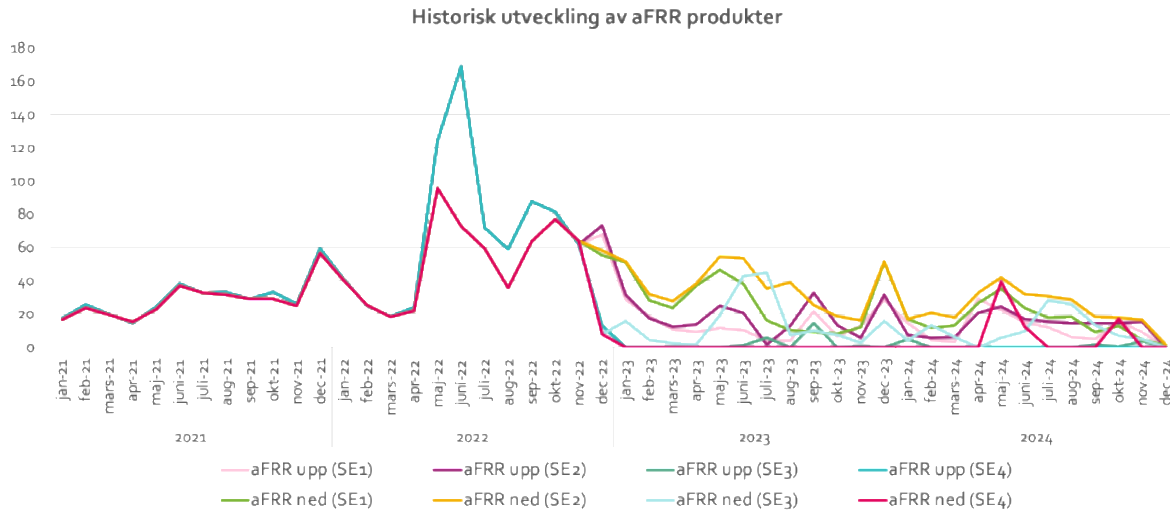
Figur 3. Månadssnittspriser för tre olika FCR produkter över fyra års tid. Flera av produkterna har hög volatilitet vilket inte speglas helt rättvisande i månadssnittspriser. För mer detaljer hänvisas till examensarbetet.

Värdet på frekvenshållningsprodukterna uppskattas enligt examensarbetet till omkring 50-100 miljoner Euro per år, baserat på data från 2024 efter att marginalprissättning införts.

⁸ Amanda Albrecht & Martin Rosten (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.](#)

Historisk utveckling och värdet på aFRR

Sedan den 11 maj 2022 prissätts aFRR upp och aFRR ned separat för varje elpriszon, i likhet med det ordinarie elpriset. Innan dess tillämpades ett gemensamt systempris för hela Sverige, vilket syns tydligt i Figur 4. Nät tidserier för timmar analyseras framträdde några mycket höga pristoppar som i de flesta fall kopplas till förändringen på marknaden eller enskilda händelser. Analyserna visar på en svag korrelation med spotpriset för aFRR upp och en svag negativ korrelation med aFRR ned.

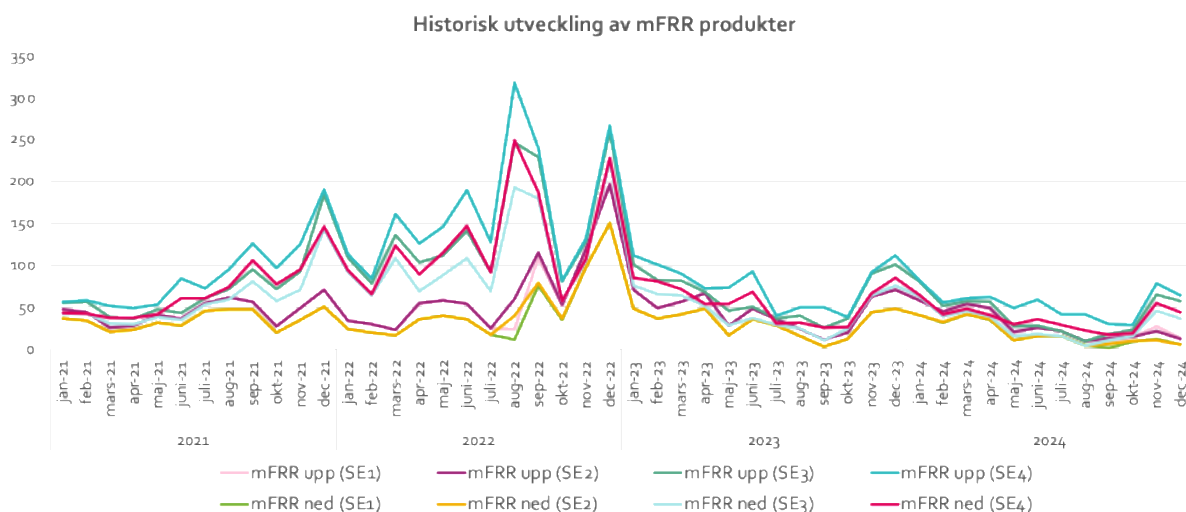


Figur 4. Månadssnittspriser för aFRR upp och ned för alla fyra elprisområden över fyra års tid.

Värdet på aFRR upp och ned uppskattas enligt examensarbetet till omkring 10-20 miljoner Euro per år, baserat på data från 2022 och framåt sedan marknaderna delades upp.

Historisk utveckling och värdet på mFRR

Analysen av mFRR har genomförts för åren 2020 till och med 2024. Eftersom mFRR för uppreglering och nedreglering upphandlas som separata produkter och aktiveras individuellt, har två separata analyser genomförts. Tidsserierna per timme för mFRR upp visar några extrema pristoppar, men överstiger endast 1000 EUR/MWh vid totalt sju tillfällen under perioden.



Figur 5. Månadssnittspriser för mFRR upp och ned för alla fyra elprisområden över fyra års tid.

För mFRR ned noteras lägre priser och framför allt en hel del timmar med negativa priser. Negativa priser innebär att aktörer får betalt för att minska sin produktion eller öka sin förbrukning, och de påverkar framför allt balansansvariga som ligger i överskott. Analyserna visar på en stark korrelation med spotpriset för både mFRR upp och ned. Värdet för mFRR upp och ned har av exjobbet uppskattats till omkring 20-30 miljoner Euro per år.

Historisk prisutveckling på lokala flexibilitetsmarknader

Lokala flexibilitetsmarknader har demonstrerats genom flera olika piloter runt om i Sverige. Projekt har pågått sedan vintern 2019/2020 och under den senaste vintern 2024/2025 var det 11 lokala flexibilitetsmarknader som var aktiva. Sedan dess har ytterligare lokala marknader öppnats upp inför kommande vinter, samt en pilotmarknad som pågick under sommaren 2025 i Halland.

För denna analys har marknadsdata från flera säsonger och olika marknader använts. Totalt har det i Sverige funnits sju flexibilitetsmarknadsprojekt CoordiNet, sthlmflex, Effekthandel Väst, Uppsala Flexmarknad, JämtFlex, E.ON:s flexmarknader och Kinnekulle Energis lokal flexibilitetsmarknad i Götene, i denna rapport kallad Kinnekulle Flex. Av dessa är tre fortsatt pågående med totalt femton olika områden eller marknader. Totalt har det hittills funnits lokala flexibilitetsmarknader i sex säsonger – 2019/2020 till 2024/2025. Projektet har haft tillgång till olika mycket marknadsdata från olika marknader och säsonger, vilket syns genom att data i vissa tabeller saknas. Följande analys utgår från en kombination av publika marknadsdata och data som har delats med projektet.

Lokala marknadsplatser för flexibilitet tar sin form

De tidiga säsongerna inom CoordiNet utmärks av ett stort fokus på utveckling och lärande hos samtliga deltagare i de lokala flexibilitetsmarknaderna. Under forskningsprojektet utvecklades några olika produkter för handel med flexibilitet. Den första säsongen fanns enbart en produkt, fria bud som köptes dagen-före, men redan till andra säsongen kompletterades den med två ytterligare produkter. Dessa produkter har sedan tagits vidare in i nya marknader och vidareutvecklats.

Förutom utvecklingen av produkterna har det varit en resa för flexibilitetsleverantörerna att ansluta sig till de lokala marknaderna och som köpare av flexibilitet har flera nätägare upplevt en låg likviditet på marknaderna. Därför har det uppstått ett behov av att utveckla kapacitetsprodukter som kan säkerställa bud vid kritiska tidpunkter. De tidiga marknadsplatserna hade relativt få deltagande flexibilitetsaktörer, omkring 5–10 per marknad, och detta mönster upprepas även på andra nystartade marknader. Att bygga en marknad med god likviditet görs inte på ett år utan kräver ett kontinuerligt arbete. Den marknad som hittills lyckats bäst med att bygga upp en större bredd av flexibilitetsaktörer är Effekthandel Västs marknad i Göteborg, som nu senast hade 27 leverantörer (se Figur 6).

Det är idag en stor variation i de resurser som deltar på de lokala flexibilitetsmarknaderna. Allt ifrån distribuerade resurser som elbilsladdning, värmepumpar, frysar, batterier, fastigheter och reservkraft till större resurser som vindkraftsparker, laddstationer, elpannor och industrier. Flera resurser deltar på marknaden via en aggregator vilket gör att antalet flexibilitetsleverantörer blir betydligt färre än antalet deltagande resurser. Exempelvis hade Effekthandel Väst för säsongen 2024/2025 27 registrerade flexibilitetsleverantörer i Göteborg med totalt 539 tillgängliga resurser.

Antal flexibilitetsleverantörer, FSP

	2019/2020	2020/2021	2021/2022	2022/2023	2023/2024	2024/2025
CoordiNet						
- Uppland	5	10	11			
- Skåne	7	8	5			
- Gotland	2	2	4			
- Jämtland	?	?	?			
sthlmflex		6	8	9	?	
Effekthandel Väst						
- Göteborg			3	6	18	27
- Mölndal				2	7	7
Uppsala Flexmarknad				?	?	
Jämtflex					4	
E.ON:s marknader						
- Hässleholm					2	1
- Södra Skåne					7	5
- Bålsta					1	1
- Vaxholm					1	0
- Enköping						0
- Kalhäll						1
- Kungsängen						0
- Norra Örebro						0
- Nordöstra Skåne						2
Kinnekulle Flexmarknad					3	4

Figur 6. En sammanställning av alla flexibilitetsmarknader samt vilka säsonger de varit aktiva. I rutorna anges hur många flexibilitetsleverantörer som har deltagit på marknaden den aktuella säsongen. För CoordiNet Jämtland, Uppsala Flexmarknad samt sista säsongen av sthlmflex saknas data om hur många leverantörer som funnits respektive säsong.

Hur mycket flexibilitet som har handlats och till vilket pris har skiljt sig åt över åren. De köpta volymerna var för CoordiNet mellan 10 och 100 MWh per säsong med undantag för marknaden i Uppland som köpte 3300 och 6600 MWh de två första säsongerna. Även på övriga marknader har volymerna för avropad flexibilitet legat från 10 men upp till 400 MWh per säsong, med undantag för sthlmflex som köpte 850–2300 MWh sina två första säsonger. Däremot har volymerna för upphandlad tillgänglighet varit högre med ett genomsnitt på 1000 MWh över alla marknader och säsonger, men med en spridning från 4–7000 MWh för de olika marknaderna (mer detaljer i Tabell 6 till Tabell 8).

Studerar i stället antalet avropade timmar, se Figur 7, ser vi även där att antalet timmar som faktiskt avropas och aktiveras är betydligt lägre än antalet timmar som tillgänglighet köpts. Om vi exempelvis tittar på marknaderna Effekthandel Väst/Göteborg och E.ON/Södra Skåne den senaste säsongen visar tabellen att antalet aktiverade timmar är 106 respektive 52, medan antalet timmar då tillgänglighet köptes är 609 respektive 496 timmar. Notera dock att den senaste vintern också var ovanligt mild, vilket påverkar avropen, samtidigt ses en liknande trend över flera säsonger.

Antal avropade timmar

	2019/2020	2020/2021	2021/2022	2022/2023	2023/2024	2024/2025
CoordiNet						
- Uppland	172	412	N/A			
- Skåne	26	35	32			
- Gotland	?	?	?			
- Jämtland	?	?	?			
sthlmflex		119	60	95	69	
Effekthandel Väst						
- Göteborg			9	28 (63)	98 (605)	106 (609)
- Mölndal				17 (65)	95 (294)	41 (556)
Uppsala Flexmarknad				35 (162)	19 (170)	
Jämtflex					135	
E.ON						
- Hässleholm					79	65 (496)
- Södra Skåne					6	52 (215)
- Bålsta					42	0 (5)
- Vaxholm					31	0
- Enköping						0
- Kalhäll						5 (98)
- Kungsängen						0
- Norra Örebro						0
- Nordöstra Skåne						36 (792)
Kinnekulle Flexmarknad					6 (352)	15 (151)

Figur 7. En sammanställning av antal avropade timmar för respektive flexibilitetsmarknader de säsonger som de varit aktiva, inom parentes visas även antalet timmar med upphandlad tillgänglighet för de marknader där den data finns.

Utifrån intervjuer och dialog med aktörer i branschen har det framkommit att tillgänglighetsprodukterna är viktiga då de skapar förutsättningar för ökat deltagande genom att intäkten blir mer förutsägbar för leverantörerna. Detta trots att priset på tillgänglighet vanligtvis är betydligt lägre än priset för aktivering, mer om detta i nästa avsnitt. Samtidigt gör tillgänglighetsprodukterna att bud finns tillgängliga för nätägaren i större omfattning de timmar som kan bli kritiska vilket är viktigt för att öka förtroendet för marknaden och skapa goda förutsättningar att kunna avropa flexibilitet när det behövs.

Priser på de lokala flexibilitetsmarknaderna

Det är svårt att dra allt för långtgående slutsatser kring priserna som varit för köp av flexibilitet de allra första säsongerna på en marknad. Både för köpare och säljare har värdet av flexibilitet inte alltid varit helt kvantifierbart i förhållande till dess alternativkostnad. Detta är ett av motiven till att projektet vill bidra till större transparens kring värdet av flexibilitet. På sikt, när de lokala marknaderna är mer harmoniserade och utbudet av flexibilitetsleverantörer har ökat, förväntas priserna på marknaderna landa mer på nivåer som motsvarar det sanna värdet av flexibiliteten – en nivå som kan vara både högre eller lägre än vad den är idag.

Under våren 2025 levererade Sweco en uppdaterad sammanställning och analys av de lokala flexibilitetsmarknader som finns och har funnits i Sverige till Energimarknadsinspektionen⁹. Genom att kombinera den data som presenteras i deras sammanställning med tidigare rapporter hos Power Circle samt nya data från E.ON, Effekthandel Väst och Kinnekulle Flexmarknad har följande analyser tagits fram. Beroende på detaljeringsgrad i tillgång på data visas olika resultat.

Alla marknader har inte köpt aktivering av flexibilitet alla säsonger. Med aktivering menar vi här den avropade flexibiliteten som faktisk aktiveras, och då innehåller både energi och effekt. Detta till skillnad från köp av tillgänglighet som bara visar att resursen är redo men inte säkert aktiveras.

Ser man till det volymviktade genomsnittspriset för aktiveringar på alla marknader och säsonger så är det 700 SEK/MWh. Att det är så pass lågt beror på att en stor volym flexibilitet upphandlades de tidiga säsongerna då snittpriset var lägre, se Tabell 2. Analyseras i stället de två senaste säsongerna landar det volymviktade snittpriset betydligt högre på 3800 SEK/MWh, eller 3100 SEK/MWh om den lite avvikande marknaden i Hässleholms undantas. Genomsnittspriset per säsong för aktiveringar har stigit med tiden och den senaste säsongen är den bäst betalda hittills när de faktiska aktiveringarna analyseras, totalt 3 300 SEK/MWh med marknaden i Hässleholm undantagen.

Tabell 2. Volymviktade snittpriser på aktivering av flexibilitet med och utan marknaden i Hässleholm.

Säsong	19–20	20–21	21–22	22–23	23–24	24–25
Volymviktat genomsnittspris för aktivering (SEK/MWh) (med Hässleholm)	250	300	850	1500	3000 (3700)	3300 (3900)

Nedanstående graf, Figur 8, visar hur prisfördelningen har sett ut för alla marknader och säsonger när det kommer till aktiverad flexibilitet. Den blå delen visar lägsta avropade budpris till det volymviktade snittpriset, medan den rosa delen visar det volymviktade snittpriset upp till högsta avropade budpris.

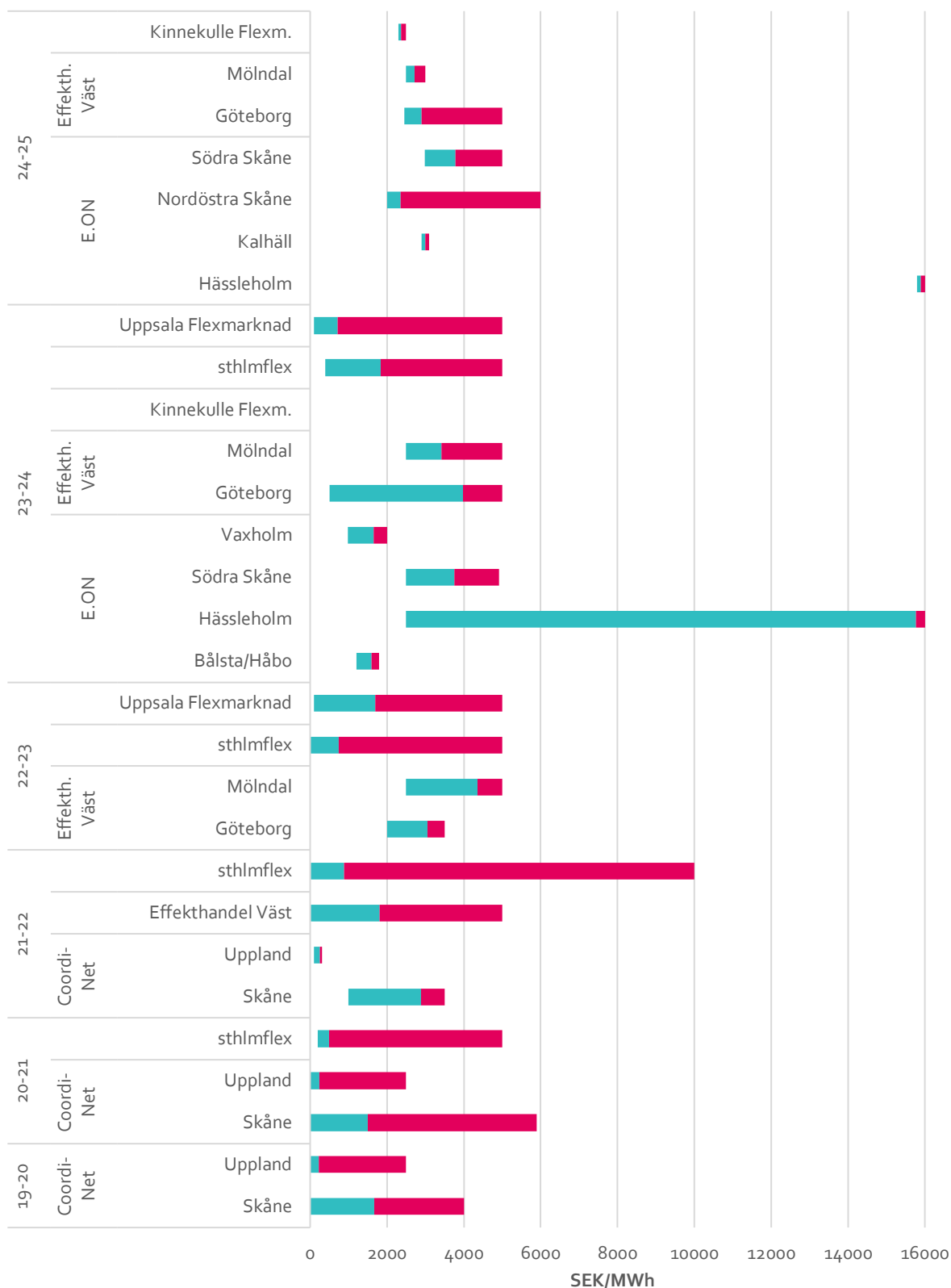
Generellt har aktiveringspriserna hållit sig i intervallet 1–6000 SEK/MWh över alla säsonger, men två marknader sticker ut med högre priser, dels Hässleholm och dels sthlmflex som en säsong hade ett högre maxpris. Det höga priset i Hässleholm kan bero på att det för tillfället finns väldigt få leverantörer som levererar till marknaden och att den aktör som då finns tillgänglig behöver ett högt pris för att aktivera sin flexibilitet. Det är samtidigt intressant att notera att alla marknader, utom Hässleholm, den senaste säsongen låg inom ett smalare intervall på mellan 2000–6000 SEK/MWh. Kanske visar det på en mognad av marknaderna och värdet av flexibilitet hos fler aktörer.

På grund av att vintern 2024/2025 var ovanligt mild har aktiveringarna på flera av de lokala marknaderna varit färre än förväntat. Elsystemets totala högsta effekttopp under denna vinter var endast 22,5 GW, vilket är en ovanligt låg siffra för det svenska elsystemet¹⁰. Detta kan också vara en av anledningarna till att priserna för aktiveringar vintern 2024/2025 var mer samlade, då ett större behov av flexibilitetsvolym kan medföra att ett större antal resurser aktiveras som i sin tur kan ha en större spridning i priser för sina bud på marknaden.

⁹ Sweco (2025), [Kartläggning av lokala flexibilitetsmarknader](#)

¹⁰ Svenska kraftnät (2025), [Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2025](#)

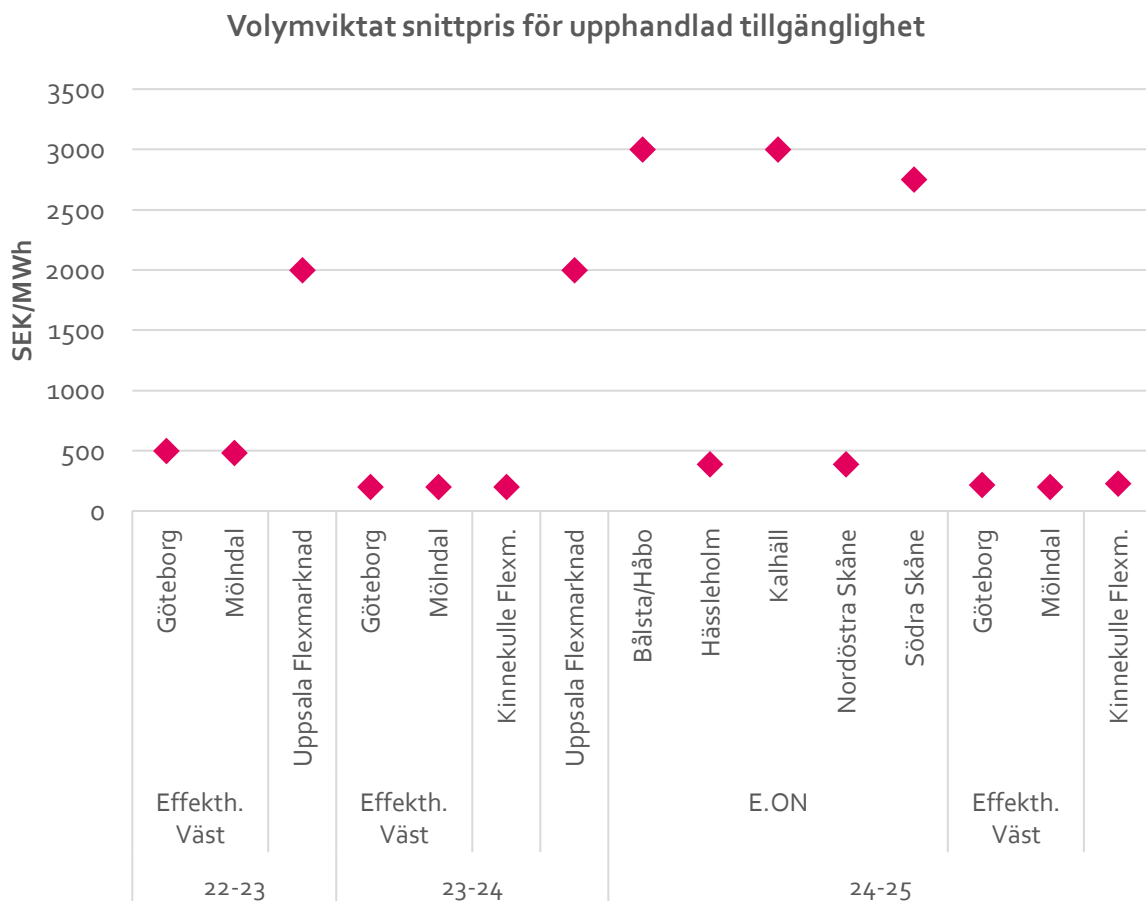
Prisfördelning av aktiverad flexibilitet



Figur 8. Prisfördelning för aktiverad flexibilitet på olika marknader över olika säsonger. Den blåa delen visar det lägsta avropade budpriset upp till det volymviktade snittpriset på marknaden, medan den rosa delen visar volymviktade snittpriser till högsta avropade budpris. Kalhäll och Hässleholm har för säsongen 2024–2025 fått en utsträckning för att synas i grafen.

Samtidigt som volymen avropad flexibilitet var låg, köptes på de flesta lokala marknader större volymer tillgänglighet. Volymen tillgänglighet som upphandlades säsongen 2024/2025 var dubbelt så stor som föregående säsong, totalt 8 800 MWh. I tillägg till tillgänglighet upphandlades på några marknader också MaxUsage¹¹, även där ökade volymerna kraftigt från 200 MWh säsongen 2023/2024 till 1000 MWh säsongen 2024/2025.

Tillgänglighet upphandlas inte på helt jämförbara sätt på alla marknader. Exempelvis erbjuder E.ON sina kunder två olika möjligheter när det kommer till tillgänglighet, dels upphandlad tillgänglighet per säsong i likhet med de flesta andra marknader, dels en kortare variant där tillgänglighet bara upphandlas med någon veckas framförhållning. Priserna på tillgänglighet ligger för de flesta marknader betydligt lägre än priset på aktiverad flexibilitet, se Figur 9. Ersättningsnivåer under 500 kr/MWh inte ovanliga, speciellt när det kommer till tillgänglighet över en säsong. För tillgänglighet som upphandlas med kortare framförhållning har priserna legat högre på omkring 2000–3000 kr/MWh, vilket är mer i prisnivån för aktiverad flexibilitet.

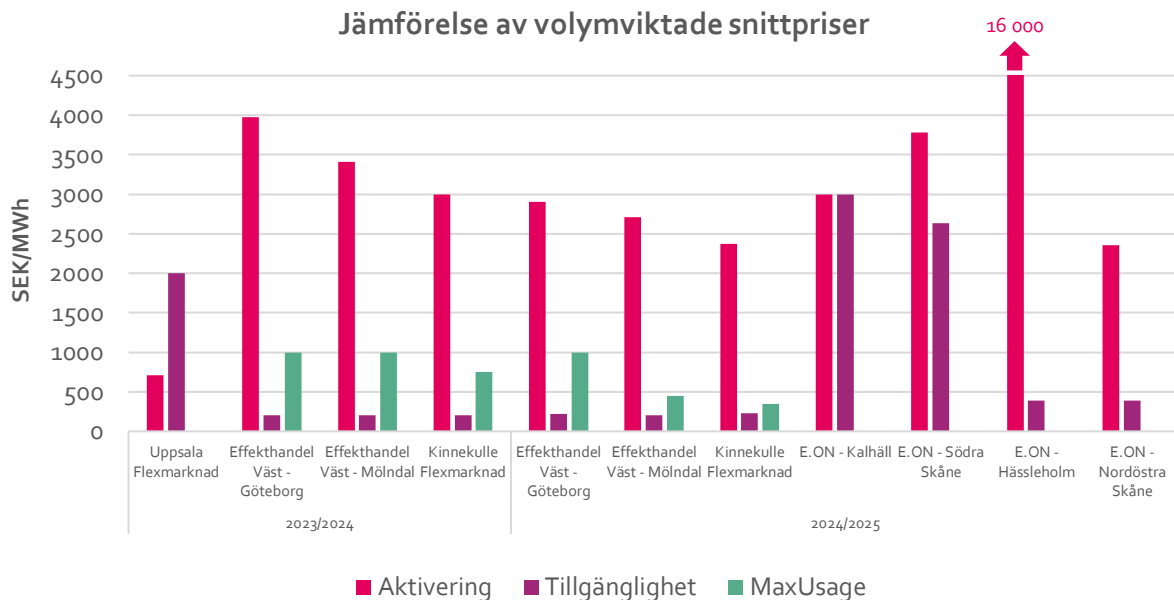


Figur 9. Det volymviktade snittpriset för tillgänglighet för de senaste tre säsongerna. Data från tidigare säsonger eller övriga marknader är tyvärr inte fullständig och kan därför inte visualiseras här.

Jämförs de volymviktade snittpriserna för aktivering, tillgänglighet och MaxUsage på ett urval av marknader de senaste två säsongerna ser vi att priset på aktivering generellt varit det högsta, med

¹¹ Läs mer om MaxUsage och produkterna på de lokala flexibilitetsmarknaderna i kapitel 1 i denna rapport.

undantag för Uppsala Flexmarknad och E.ON – Kalhäll där priser på tillgänglighet varit lika eller högre. På de marknader där produkten MaxUsage används ligger priset på denna produkt i snitt mellan prisnivån för aktivering och tillgänglighet. Urvalet av marknader som visas nedan baseras på de marknader där vi haft information för mer än en av dessa tre typer av köp, det vill säga marknader som enbart köpt aktivering eller tillgänglighet saknas i diagrammet. Tillgängliga data för alla marknader och säsonger visas i Tabell 6 till Tabell 8.

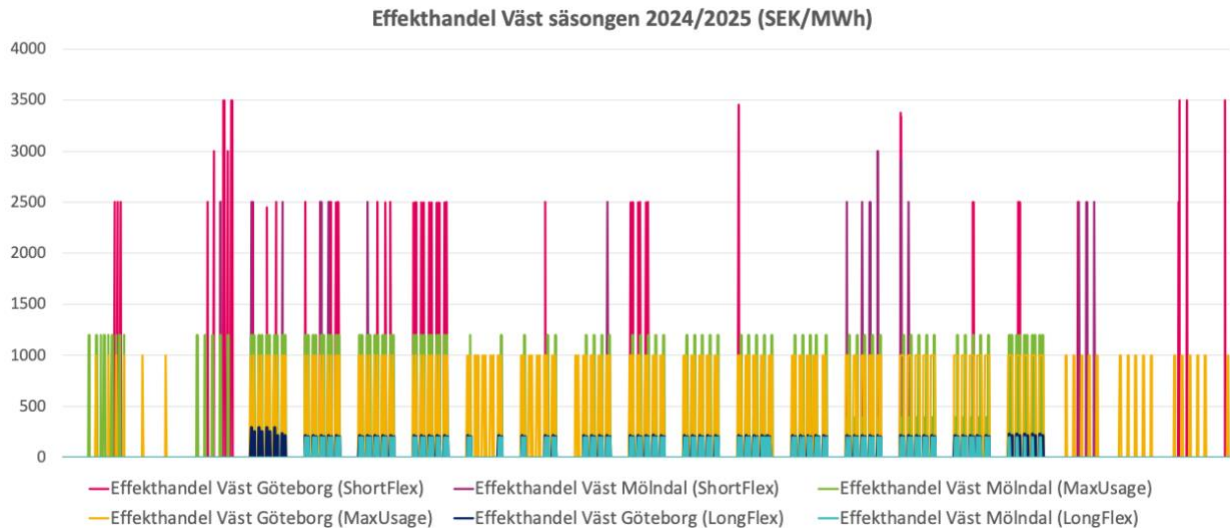


Figur 10. Jämförelser av priser för tre olika sorters flexibilitet på de olika marknaderna de två senaste säsongerna, urvalet har gjorts baserat på de marknader där mer än ett volymviktat snittpris finns tillgängligt. Notera att axeln är kapad vid 4500 kr/MWh vilket gör att stapeln för Hässleholm blir lägre än den skulle varit med ett snittpris på 16 000 kr/MWh.

Även här syns tydligt hur prisnivån på tillgänglighet skiljer sig mellan olika marknader, vilket beror på att det är olika sorters tillgänglighet som upphandlas. De med lägre priser är tillgänglighet per säsong, medan de som är högre prissatta är tillgänglighet som handlas upp med kortare framförhållning, ca en vecka innan aktiveringstillfället. På E.ON:s marknader finns båda dessa sorter tillgängliga på alla marknader, men flexibilitetsleverantörerna har hittills valt att buda in enbart på en av dem på respektive marknad. Detta är något som kan komma att förändra sig framöver.

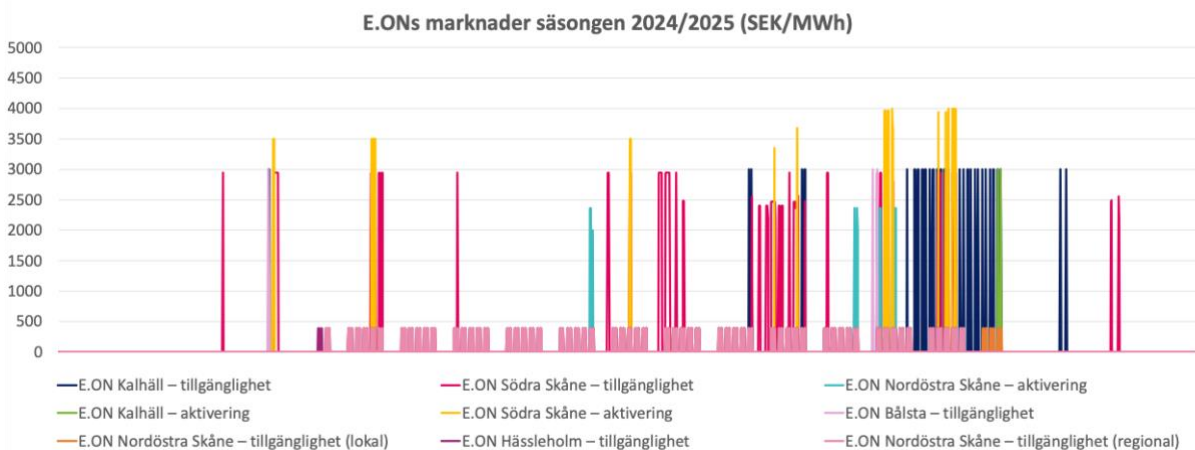
Hur flexibilitet köps per timme över en säsong

Analyseras tidsserier över den senaste säsongen för olika marknader framträder en liknande bild som den som angetts här ovan. Generellt har priserna på Effekthandel Väst den senaste säsongen varit relativt stabila, och det går tydligt att se att både tillgänglighet (LongFlex) och MaxUsage upphandlas under veckodagar. Samtidigt har köp av faktisk aktivering (ShortFlex) gjorts mer i början av säsongen i Göteborg och mer i slutet av säsongen i Mölndal, se Figur 11.



Figur 11. Timdata för Effekthandel Väst säsongen 2024/2025, grafen sträcker sig från november till mars.

Tidsserien är plottad för varje timme från den 1 november 2024 till den 31 mars 2025. Alla priser är volymviktade, vilket innebär att om fler bud har avropats samma timme är det inte det lägsta eller högsta avropade enskilda budet som anges utan det genomsnittspris som fås av de olika buden givet den upphandlade budvolymen. Detta för att priserna ska bli mer jämförbara.



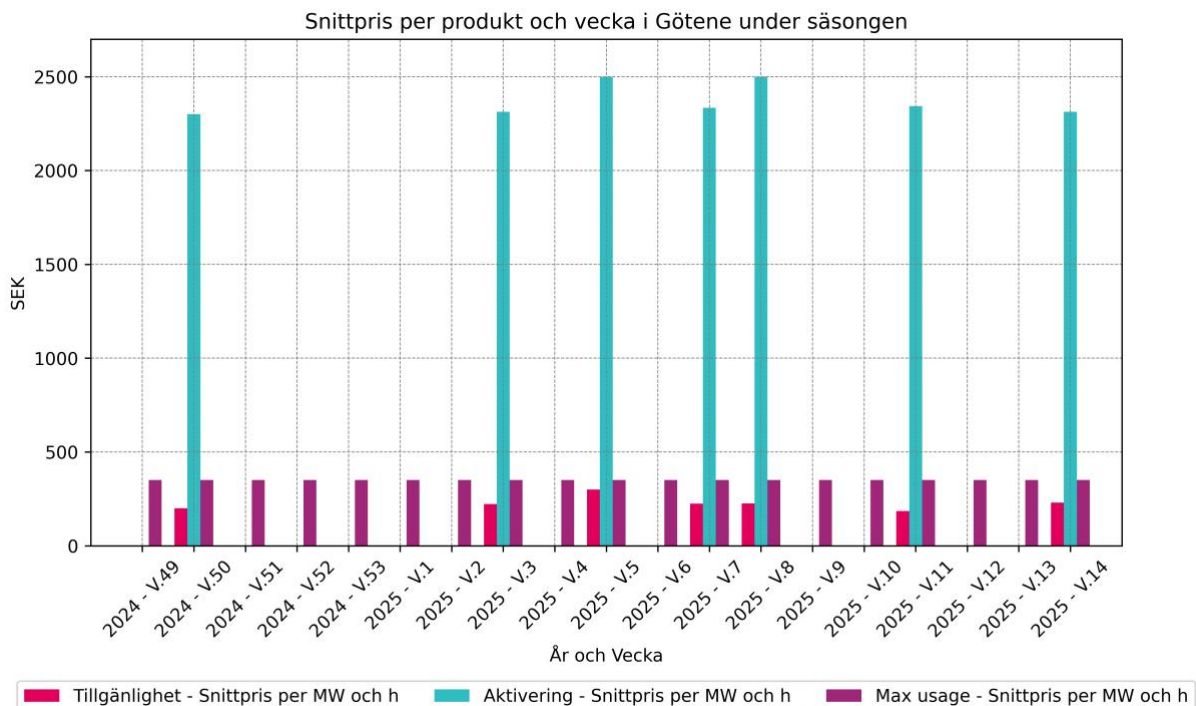
Figur 12. Timdata för E.ON:s lokala flexibilitetsmarknader säsongen 2024/2025, grafen visar november till mars. Det är i princip totalt överlapp mellan tillgänglighetsköpen i Hassleholm och Nordöstra Skåne regional, endast enstaka dagar skiljer. Däremot köps tillgänglighet lokalt i Nordöstra Skåne bara vardagar från och med januari månad, så ungefär mitt på grafen.

För E.ON:s marknader finns två olika nivåer för köp av tillgänglighet, som tidigare nämnts; en nivå lite under 500 kr/MWh som gäller för Hassleholm och båda marknaderna för Nordöstra Skåne som gäller för tillgänglighet över säsong, samt en högre nivå på ca 3 000 kr/MWh för tillgänglighet som upphandlas med kortare framförhållning vid behov i Bålsta, Kalhäll och Södra Skåne, se Figur 12. Aktiveringarna (se gröna, gula och ljusblå linjer) sker vid ett fåtal tillfällen spritt över säsongen.

När tidserierna för Effekthandel Väst och E.ON:s marknader jämförs framträder ett liknande mönster för de olika typerna av flexibilitet. Aktiverad flexibilitet som enstaka toppar, tillgänglighet per säsong och MaxUsage som ett veckovis mönster, och sedan kortsiktig tillgänglighet som lite mer intensiva perioder. Totalt upphandlades en volym av 7 180 MWh på Effekthandel Väst medan E.ON köpte totalt

3 185 MWh på alla sina marknader¹². Samtidigt har priserna på Effekthandel Väst varit lägre vilket gör att om snittpriset multipliceras med volymen blir den ungefärliga kostnaden för flexibilitetsköp för Effekthandel Väst varit omkring 2,9 miljoner medan den ungefärliga kostnaden för flexibilitetsköp på E.ON:s alla marknader var totalt 7,5 miljoner. För E.ON är det en marknad, Södra Skåne, som står för mer än halva denna kostnad genom köp av 1 800 MWh tillgänglig flexibilitet.

Ytterligare en marknad som varit aktiv den senaste säsongen är Kinnekulle Energis flexmarknad i Götene. Detta är än så länge en betydligt mindre marknad med en handfull aktiva aktörer. Samtidigt har deras effektförmåga ökat från 0,3 MW säsongen 2023/2024 till omkring 5,3 MW säsongen 2024/2025. I Kinnekulle Energis senaste rapport¹³ kan fler insikter fås om marknaden och dess utveckling, men grafen nedan visar snittpriser per vecka för köp av olika sorters flexibilitet.



Figur 13. Snittpris per produkt och vecka på Götene Flex säsongen 2024–2025.

Marknadskoordinering och hinder för att delta med lokal flexibilitet

Respondenterna i intervjustudien lyfter fram flera olika hinder och målkonflikter när det kommer till att delta med flexibilitet på lokala flexibilitetsmarknader. Bland utmaningarna lyfts det fram att antalet avrop på marknaderna är få vilket gör att insatsen att koppla sig mot marknaden kan vara stor i förhållande till möjlig förtjänst. En annan utmaning är bristen på marknadskoordinering mellan de lokala flexibilitetsmarknaderna och övriga marknader, ffa stödtjänstmarknader, där flexibilitet kan säljas. Även standardisering och enhetlighet mellan marknader lyfts som ett hinder. Mer utförliga resonemang om dessa hinder går att hitta i Delrapport 5 – Hinder och målkonflikter för flexibilitet¹⁴.

¹² Dessa siffror inkluderar alla sorters flexibilitet, inkl. MaxUsage, samt alla delmarknader.

¹³ Sweco (2025), [En lokal flexibilitetsmarknad i Götene under vintersäsongen 2024-2025](#)

¹⁴ Power Circle (2025), [Delrapport 5 – Hinder och målkonflikter för flexibilitet](#).

När den senaste säsongen studeras och alla lokala marknaders data läggs samman, framträder en bild där aktivering av flexibilitet har gjorts under 6 % av timmarna. Därtill har köp av tillgänglighet gjorts under 25 % av timmarna, se Tabell 3. Med tanke på de relativt låga procenten, är det förståeligt att marknadsaktörer vill ha goda möjligheter att koordinera sin budgivning med andra potentiella marknader för att deras flexibilitetsresurser ska användas så resurseffektivt som möjligt.

Tabell 3. Antal timmar som köp av flexibilitet gjorts på någon marknad.

Säsongen 2024/2025	Antal timmar	Procent av säsongen
Aktivering sker på någon marknad	233	6 %
Tillgänglighet köps på någon marknad	893	25 %
MaxUsage köps på någon marknad	906	25 %

Under det senaste året har vissa förbättringar skett på några av de lokala marknaderna när det kommer till exempelvis stängningstider och därmed möjligheten att delta på flera marknader parallellt. Erfarenheter från flexibilitetsleverantörer som deltagit på både Effekthandel Väst och Svenska kraftnäts stödtjänst FCR-D visar att båda marknaderna genererat intäkter till resursägarna på liknande nivåer denna säsong. Inom ramen för sthlmflex avsåg aktörerna även att testa att vidarebefordra bud som inte avropades lokalt till Svenska kraftnäts stödtjänst mFRR. På liknande sätt har lokala flexmarknader i Norge vidarebefodrat bud till den norska TSO:n. Under 2022 stod lokala flexibilitetsmarknader för 6 % av alla bud på mFRR i en av prizonerna i Norge¹⁵.

Med bättre marknadskoordinering frigörs större volymer flexibilitet till marknaderna. Dock lyfter flera respondenter även att det till viss del finns en målkonflikt där flera marknader jagar samma resurser och likviditet. Då blir det i slutändan en ekonomisk fråga om vart flexibilitetsresurserna väljer att leverera sin flexibilitet. En tidig tes var att de lokala marknaderna inte skulle kunna stå sig i den konkurrensen, en tes som motbevisades av projektet UppFlex¹⁶ som följde Uppsala Flexmarknad. Denna slutsats stärks även av resultaten från denna rapport där jämförelser med spotpris, FCR-D och mFRR gjorts baserat på data för säsongerna 2023/2024 och 2024/2025.

För att titta närmare på hur priset på lokala flexibilitetsmarknader står sig mot andra marknader har analyser gjorts av två säsonger med lokala flexibilitetsmarknader, 2023/2024 och 2024/2025. Priserna på de lokala marknaderna har jämförts mot två stödtjänster (FCR-D och mFRR) samt mot det dagliga spotpriset på NordPools dagen-föremarknad.

Under säsongen 2023/2024 var priset både för mFRR, FCR-D och spotpriset lägre än priserna på de lokala flexibilitetsmarknaderna en majoritet av tiden för avrop, se Figur 14. Bara 11 av 329 timmar var mFRR högre än någon lokal flexmarknad, 18 av 329 timmar var spotpriset högre och 1 av 329 timmar var FCR-D högre. Vid dessa enstaka tillfällen var det framför allt tillgänglighetspriset på Uppsala Flexmarknad som de var högre än. Observera att priserna för de timmar då ingen lokal flexibilitet köpts alls har undantagits ur denna analys.

¹⁵ Intervju, våren 2024.

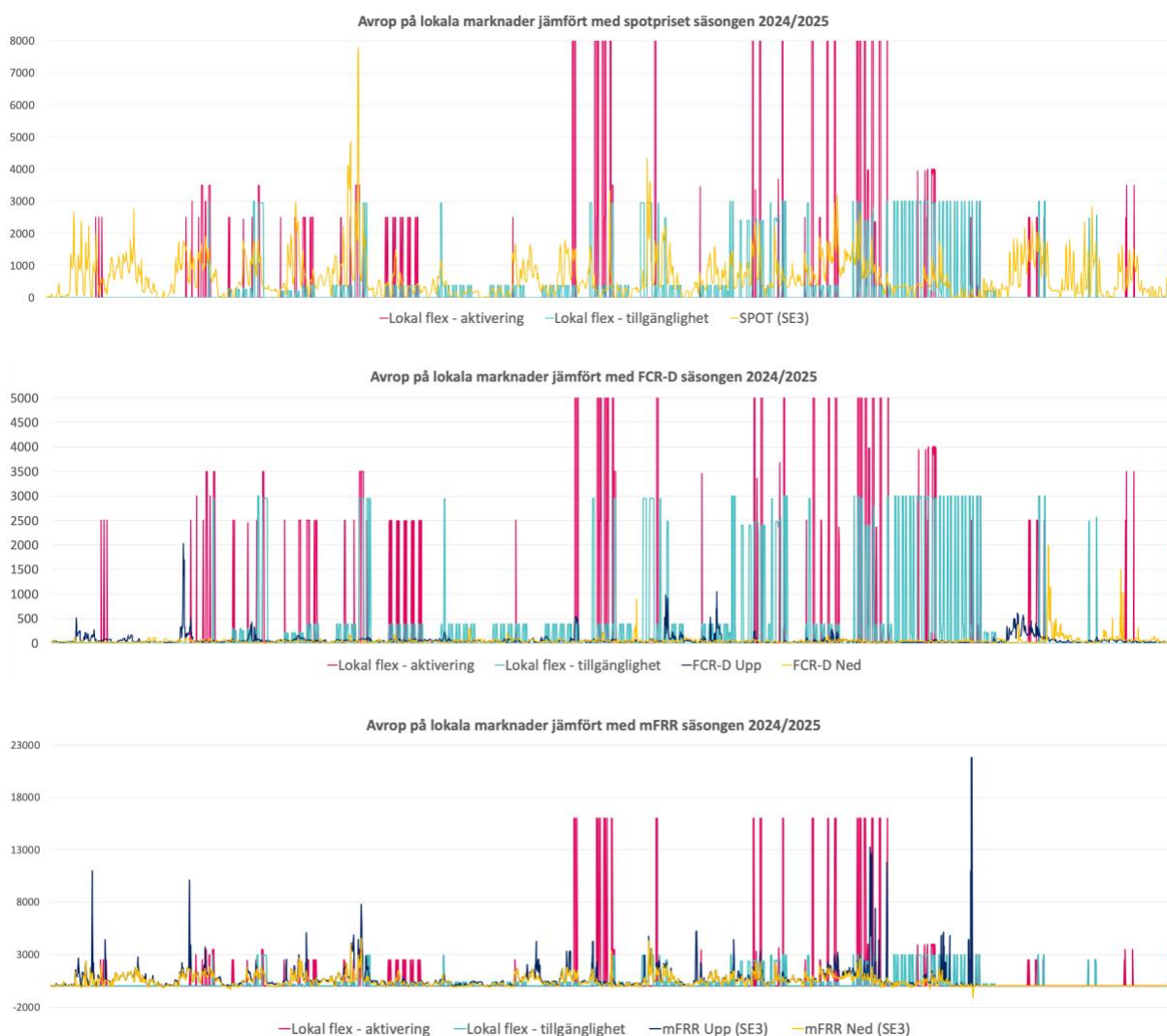
¹⁶ Power Circle (2024), [Hur kan lokal flexibilitet få rum att utvecklas?](#)



Figur 14. Jämförelser mellan FCR-D, mFRR och spotpris med de lokala flexmarknaderna med tidsserier 2023/2024, SEK/MWh.

Under säsongen 2024/2025 finns toppar i priserna för både spotpris och mFRR Upp som översteg priserna på de lokala flexibilitetsmarknaderna, se i Figur 15. För säsongen visas alla olika lokala flexibilitetsmarknader som en gemensam kurva. Den blå linjen visar högsta priset för avropad tillgänglighet på någon av marknaderna. Den rosa visar det högsta priset för aktiverad flexibilitet. Notera att y-axeln i två av graferna har begränsats för att resultaten ska bli synliga. Värdena från marknaden i Hässleholm visas därför inte rättvisande och alla linjer som går rakt upp i toppen av grafen slutar egentligen vid omkring 16 000 kr/MWh. Den sista grafen visar hela profilen.

Endast 16 av 233 timmar var mFRR högre än aktiverad flexibilitet, 13 av 233 timmar var spotpriset högre och ingen timme var FCR-D upp högre. För tillgänglighet blir statistiken lite annorlunda då priserna för tillgänglighet generellt är lägre, samtidigt är det inte samma konkurrens mellan tillgänglighet och andra marknader då flexibiliteten får lov att aktiveras på andra marknader om den inte behövs lokalt. För tillgänglighet hade FCR-upp högre priser 18 av 893 timmar medan priserna på både mFRR och spotpriset var högre än lokal tillgänglighet ungefär hälften av timmarna, 464 av 893 respektive 428 av 893. Notera att alla timmar då priserna för lokal flexibilitet var noll är undantagna.



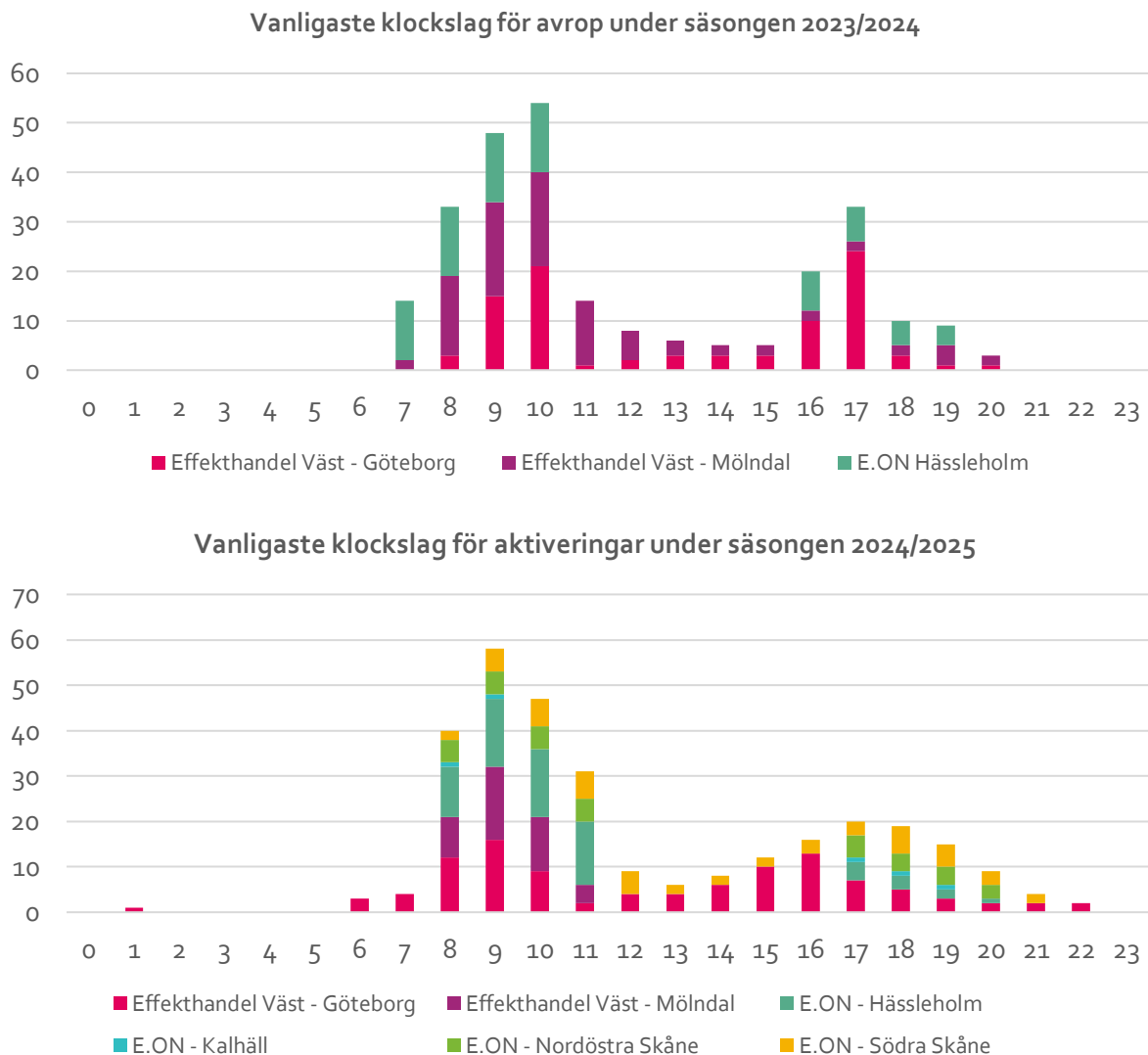
Figur 15. Jämförelser mellan spotpris, FCR-D och mFRR med två sammanslagna kurvor av avrop från de lokala flexibilitetsmarknaderna 2024/2025. För mFRR saknas mars månad då datan övergick till kvartsvärden. I de två första graferna har y-axeln begränsats vilket gör att den rosa kurvan egentligen sträcker sig utanför diagrammet. Enhet SEK/MWh.

Det som denna analys visar är att resultaten från projektet UppFlex¹⁶ står sig. De timmar då köp görs på en lokal marknad är priserna konkurrenskraftiga mot priser på alternativa marknader. Samtidigt görs köp av aktiv flexibilitet bara omkring 6 % av timmarna under vintersäsongen, medan tillgänglighet per säsong kan ge ersättning omkring 25 % av tiden. Detta talar vidare för att möjligheten att kombinera marknaderna är viktig. Ett exempel från aggregerade batterier som deltagit både på marknaden FCR-D och den Effekthandel Väst är att de fick ungefär lika mycket intäkter från båda marknaderna under säsongen 2024/2025.

Vanligaste tiderna för upphandling av flexibilitet

De vanligaste tiderna då nätägare köpte flexibilitet har också studerats för två säsonger. Under säsongen 2023/2024 var den vanligaste tiden för köp av flexibilitet mellan klockan 07:00–10:00 samt på eftermiddagen vid 16:00–17:00. Den timme då mest flexibilitet köptes under säsongen 2023/2024 var klockan 10:00. Notera att analysen enbart gjorts på aktiveringar och inte för köp av tillgänglighet. Exempelvis upphandlades på Effekthandel Väst - Göteborg tillgänglighet vid 605 tillfällen medan faktiska aktiveringar bara skedde 98 gånger varav 76 kom från tillgänglighetsbud.

De vanligaste tiderna för köp av flexibilitet under säsongen 2024/2025 var mellan klockan 08:00–11:00 på förmiddagen. Den timme då mest flexibilitet köptes under säsongen 2024/2025 var klockan 09:00, se Figur 16. Notera att inga köp av tillgänglighet har tagits med för denna säsong. Jämför man de båda ses liknande mönster för de klockslag när mest flexibilitet aktiveras. Mönstret sammanfaller med den generella bilden av hur elanvändningen fördelar sig över dygnet.



Figur 16. Två grafer över de vanligaste klockslagen för aktivering av flexibilitet på de lokala marknaderna säsongen 2023/2024 samt 2024/2025. Notera att graferna utgår från timmar då aktivering av flexibilitet genomförts. För köp av tillgänglighet hade ännu högre toppar mellan 8–11 och 16–20 framträtt då tillgänglighet köps många fler timmar per år.

Utvecklingsområden och effektförmåga hos flexibilitetsmarknader

Behov framåt viktigt för investeringar i flexibilitet

I samband med att projektet UppFlex avslutades skrevs en slutrapport¹⁶ där det tydliggjordes att det för säljare av flexibilitet finns ett behov av att förstå hur långsiktig marknaden är för att kunna göra realistiska kalkyler på sina investeringar och därmed komma till investeringsbeslut. Därtill publicerades under 2024 de första nätutvecklingsplanerna för respektive nätbolag där alla skulle innehålla en uppskattning av framtida flexibilitetsbehov. Samtidigt som nätutvecklingsplanerna gav väldigt olika svar på hur deras flexibilitetsbehov ser ut så ser vi nu hur flera lokala flexibilitetsmarknader idag mer tydligt kommunicerar hur länge deras marknad förväntas fortgå.

Tabell 4. Framtida behov av att köpa flexibilitet för olika marknader kommunicerat av E.ON.

	Flexibilitetsköpare	Uppskattat flexibilitetsbehov	Uppskattat antal h
Bromölla-Sölvesborg	E.ON	8 MW (till åtminstone 2030)	50–100 h
Bålsta	E.ON	2 MW (till åtminstone 2029)	50–100 h
Enköping	E.ON	3 MW (till åtminstone 2029)	50–100 h
Hässleholm	E.ON	7 MW (till åtminstone 2028)	150–300 h
Kallhäll	E.ON	2 MW (till åtminstone 2027)	50–100 h
Kungsängen	E.ON	2,5 MW (till åtminstone år 2027)	50–100 h
Nordöstra Skåne	E.ON	10 MW (till åtminstone år 2028)	50–100 h
Norra Örebro	E.ON	2 MW (till åtminstone 2030)	50–100 h
Södra Skåne	E.ON	30 MW (till åtminstone år 2029)	50–100 h
Vaxholm	E.ON	2 MW (till åtminstone 2027)	50–100 h
Älmhult-Osby	E.ON	3 MW (till åtminstone 2030)	50–100 h

Utvecklingsområden och effektförmåga hos flexibilitetsmarknader

Utifrån respondenterna i intervjustudien framkommer en bild med ett flertal utvecklingsområden som bör adresseras framåt. Idag används lokal flexibilitet framför allt för att kapa toppar och öka kapacitet i befintligt elnät, framåt kikar flera nätägare på hur flexibilitet också kan användas som ett komplement till nätutbyggnad. Här har olika aktörer kommit olika långt i tanken och sina lösningar.

Ett annat utvecklingsområde är att förbättra nätägarnas korttidsprognoser som används som underlag för när köp ska göras. Dessa är ett viktigt beslutsunderlag som utgör grunden för att de lokala flexibilitetsmarknader ska vara ett träffsäkert verktyg som ger effekt i nätdriften. Hur stor effekt marknaderna faktiskt ger i praktiken är av stor vikt och något som behöver studeras närmare. Men flera nätägare uppger i intervju att användningen av marknaderna, ofta i kombination med andra verktyg, har möjliggjort anslutning av fler nya kunder.

För att få en uppfattning av hur stort bidrag en lokal flexibilitetsmarknad kan ge till nätdriften har vi här studerat de olika marknadernas effektförmåga eller kvalificerad effekt, vilket innebär hur stor samlad effekt som skulle kunna uppbådas om alla tillgängliga resurser avropades samtidigt. För flera marknader kan vi se hur effektförmågan ökar från säsong till säsong, se Tabell 5, detta i takt med att fler flexibilitetsaktörer ansluter sig till marknaden som visades inledningsvis i kapitlet.

Tabell 5. Beskrivning av effektförmåga på olika lokala flexmarknader. Några data är för hela marknaden medan andra är uppdelade mellan (1) aktivering, (2) tillgänglighet och (3) MaxUsage.

Säsong	21–22	22–23	23–24	24–25
Effektförmåga hos Effekthandel Väst område Göteborg	1 MW	11 MW	19 MW	14,7 MW ⁽¹⁾ 14,5 MW ⁽²⁾ 3,9 MW ⁽³⁾
Effektförmåga hos Effekthandel Väst område Mölndal		2,5 MW ⁽¹⁾	5,5 MW ⁽¹⁾ 0,5 MW ⁽²⁾ 0,04 MW ⁽³⁾	5,5 MW ⁽¹⁾ 1,75 MW ⁽²⁾ 1,1 MW ⁽³⁾
Effektförmåga hos Kinnekulle Flexmarknad			0,3 MW ⁽¹⁾ 0,3 MW ⁽²⁾ 0,15 MW ⁽³⁾	5,27 MW ⁽¹⁾ 5,27 MW ⁽²⁾ 0,15 MW ⁽³⁾
Effektförmåga hos E.ON - Södra Skåne			26,4 MW ⁽¹⁾ 26,4 MW ⁽²⁾	20,5 MW ⁽¹⁾ 20,5 MW ⁽²⁾
Effektförmåga E.ON - Nordöstra Skåne				1,1 MW ⁽¹⁾ 1,1 MW ⁽²⁾
Effektförmåga hos E.ON - Hässleholm			0,7 MW ⁽¹⁾ 0,7 MW ⁽²⁾	0,6 MW ⁽¹⁾ 0,6 MW ⁽²⁾
Effektförmåga hos E.ON - Bålsta			1 MW ⁽¹⁾ 1 MW ⁽²⁾	2 MW ⁽¹⁾ 2 MW ⁽²⁾
Effektförmåga hos E.ON - Kalhäll				1 MW ⁽¹⁾ 1 MW ⁽²⁾
Effektförmåga hos E.ON - Vaxholm			0,2 MW ⁽¹⁾ 0,2 MW ⁽²⁾	

Ytterligare utmaningar för nätägarna kopplat till lokala flexibilitetsmarknader är utformningen av intäktsregleringen, samt behovet av ökad kunskap hos kunder i allmänhet och kunder med flexibla resurser i synnerhet. Nätägarna vill gärna se ett ökat deltagande och ökad likviditet på marknaderna vilket kräver informationsinsatser. Därtill behövs utveckling när det kommer till baselines, ett område som är svårt för många resursägare och flexibilitetsleverantörer. Produkten MaxUsage är ett svar på denna utmaning som försöker möta kundernas önskan om att delta utan att själva ha full inblick i hur deras framtida effektanvändning kommer att se ut.

Slutligen lyfts standardisering och harmonisering som ett utvecklingsområde. Om avrop och kommunikation med plattformarna görs på liknande sätt kan flexibilitetsleverantörerna utveckla integrationer som gör det möjligt för deras kunder att delta på vilken lokal flexmarknad som helst. Samtidigt är det dumt att standardisera för tidigt innan vi träffat rätt med flexibilitet som ger effekt.

Tabeller med data för de lokala flexibilitetsmarknaderna

Notera att det kan skilja sig mellan olika marknader om det är den köpta volymen eller den verifierade volymen som anges i kolumnen för volym. Exempelvis har Kinnekulle Flexmarknad har valt att rapporterat verifierade volymer när det kommer till fria bud och MaxUsage.

Tabell 6. Upphandlade/verifierade volymer och volymviktade genomsnittspriser – aktiveringar.

Övergripande marknad	Marknad	Säsong	Antal timmar	Köpt volym (MWh)	Snittpris (SEK/MWh)
E.ON	Bålsta	23-24	6	9	1 600
E.ON	Hässleholm	23-24	79	46	15 768
E.ON	Hässleholm	24-25	65	33	16 000
E.ON	Kalhäll	24-25	5	5	3 000
E.ON	Nordöstra Skåne	24-25	36	39	2 353
E.ON	Södra Skåne	23-24	31	74	3 759
E.ON	Södra Skåne	24-25	52	389	3 785
E.ON	Vaxholm	23-24	42	9	1 651
Effekthandel Väst	Göteborg	21-22	9	2	1 811
Effekthandel Väst	Göteborg	22-23	28	23	3 052
Effekthandel Väst	Göteborg	23-24	90	283	3 975
Effekthandel Väst	Göteborg	24-25	106	213	2 900
Effekthandel Väst	Mölndal	22-23	17	10	4 351
Effekthandel Väst	Mölndal	23-24	94	131	3 412
Effekthandel Väst	Mölndal	24-25	41	35	2 712
CoordiNet	Skåne	19-20	26	65	1 670
CoordiNet	Skåne	20-21	35	122	1 503
CoordiNet	Skåne	21-22	32	9	2 892
CoordiNet	Uppland	19-20	172	3 300	220
CoordiNet	Uppland	20-21	412	6 600	235
CoordiNet	Uppland	21-22		100	248
sthlmflex		20-21		2 276	485
sthlmflex		21-22		878	883
sthlmflex		22-23		98	742
sthlmflex		23-24		91	1 841
Uppsala Flexmarknad		22-23	35	34	1700
Uppsala Flexmarknad		23-24	19	123	710
Kinnekulle Flexmarknad		23-24	6	1,2	3000
Kinnekulle Flexmarknad		24-25	15	20	2372

Tabell 7. Upphandlade volymer och volymviktade genomsnittspriser – tillgänglighet

Övergripande marknad	Marknad	Säsong	Antal timmar	Köpt volym (MWh)	Medelpris (SEK/MWh)
E.ON	Bålsta	24-25	8	5,5	3 000
E.ON	Hässleholm	24-25	496	293	387
E.ON	Kalhäll	24-25	98	96	3 000
E.ON	Nordöstra Skåne	24-25	792	527	387
E.ON	Södra Skåne	24-25	215	1 798	2 753
Effekthandel Väst	Göteborg	22-23	63	4	500
Effekthandel Väst	Göteborg	23-24	605	45	200
Effekthandel Väst	Göteborg	24-25	609	5 504	217
Effekthandel Väst	Mölndal	22-23	65	28	484
Effekthandel Väst	Mölndal	23-24	294	54	200
Effekthandel Väst	Mölndal	24-25	556	490	200
Sthlmflex - veckovis		21-22		144	3 159
Sthlmflex - veckovis		22-23		236	
Sthlmflex - veckovis		23-24		182	
Sthlmflex - säsong		21-22		7 381	929
Sthlmflex - säsong		22-23		2 483	
Sthlmflex - säsong		23-24		1 197	
Uppsala Flexmarknad		22-23	162	289	2 000
Uppsala Flexmarknad		23-24	170	2 771	2 000
Kinnekulle Flexmarknad		23-24	352	106	200
Kinnekulle Flexmarknad		24-25	151	125	227

Tabell 8. Upphandlade/verifierade volymer och volymviktade genomsnittspriser – MaxUsage

Övergripande marknad	Marknad	Säsong	Antal timmar	Köpt volym (MWh)	Medelpris (SEK/MWh)
Effekthandel Väst	Göteborg	23-24	795	111	1 000
Effekthandel Väst	Göteborg	24-25	782	717	1 000
Effekthandel Väst	Mölndal	23-24		9	1 000
Effekthandel Väst	Mölndal	24-25	596	221	451
Kinnekulle Flexmarknad		23-24	996	92	750
Kinnekulle Flexmarknad		24-25	817	82	350

Utveckling av marknader och verktyg för flexibilitet

Hur mycket flexibilitet som av den tekniska potentialen realiseras till år 2030 beror i hög grad på hur marknader och verktyg för flexibilitet fortsätter att utvecklas, tillsammans med investeringstakten i flexibilitetsresurser och den sociala potentialen för flexibilitet utifrån flexibilitetsvillighet hos kunder, industrier och näringsliv.

I det här kapitlet kommer vi dels att studera hur stödtjänstmarknaderna kan tänkas komma att utvecklas fram till år 2030, dels diskutera utvecklingen av några andra verktyg såsom villkorade avtal och elnätstariffer. Därtill kommer vi att spana på behov för nya marknadsprodukter för flexibilitet, som skulle kunna bidra till att mer flexibilitet frigörs för olika ändamål och behov i systemet.

Utveckling på stödtjänstmarknaderna till år 2030

I december 2024 släppte Svenska kraftnät för första gången rapporten Balancing market outlook¹⁷, där de pekade på hur deras olika stödtjänster kan komma att utvecklas fram till år 2030, när det kommer till uppskattade behov i form av upphandlad volym i MW. Därtill beskrivs den historiska utvecklingen, samt vilka resurser som är förkvalificerade för att leverera stödtjänsterna.

Under våren 2025 genomfördes ett examensarbete¹⁸ inom ramen för projektet FlexAbility, där en viktig del i arbetet var att göra prognoser på hur priserna på marknaderna kan komma att utvecklas fram till år 2030. Att göra prognoser för framtida priser är en mycket svår uppgift, men i examensarbetet sattes en modell upp; denna utgick sedan från scenarierna i Svenska kraftnäts långsiktiga marknadsanalys¹⁹ när modelleringen av prisutveckling fram till år 2030 genomfördes. I Tabell 9 beskrivs det hur scenarierna skiljer sig åt, på fyra olika parametrar.

	Elanvändning TWh	Kärnkraft TWh	Vindkraft TWh	Solkraft TWh
2024	128,5	48,4	48,8	2,5
FS	162,1	46,5	68,0	4,5
FM	174,8	49,0	71,0	4,0
EP	226,8	63,0	72,5	6,5
EF	226,8	50,5	87,0	8,5

Tabell 9. Parametrar för Svenska kraftnäts fyra långsiktiga scenarier för elsystemets utveckling till år 2030, på vilka modelleringar av prisutveckling på stödtjänstmarknaderna baserats.

Prognosmodellen byggdes i två steg. Först användes en multipel linjär regressionsmodell, för att uppskatta sambandet mellan stödtjänstpriser och ett antal exogena variabler – såsom spotpris, stödtjänstvolym, elanvändning och produktionsmix. Efter det applicerades en SARIMAX-modell på en serie bestående av både den historiska prisutvecklingen, och en framtida linjär trend från regressionsmodellen. SARIMAX-modellen återskapade säsongsmönster, slumpvariationer och långsiktiga trender i priset. Genom kombinationen av de två metoderna skapades en modell som

¹⁷ Svenska kraftnät (2024), [Balancing market outlook 2030](#).

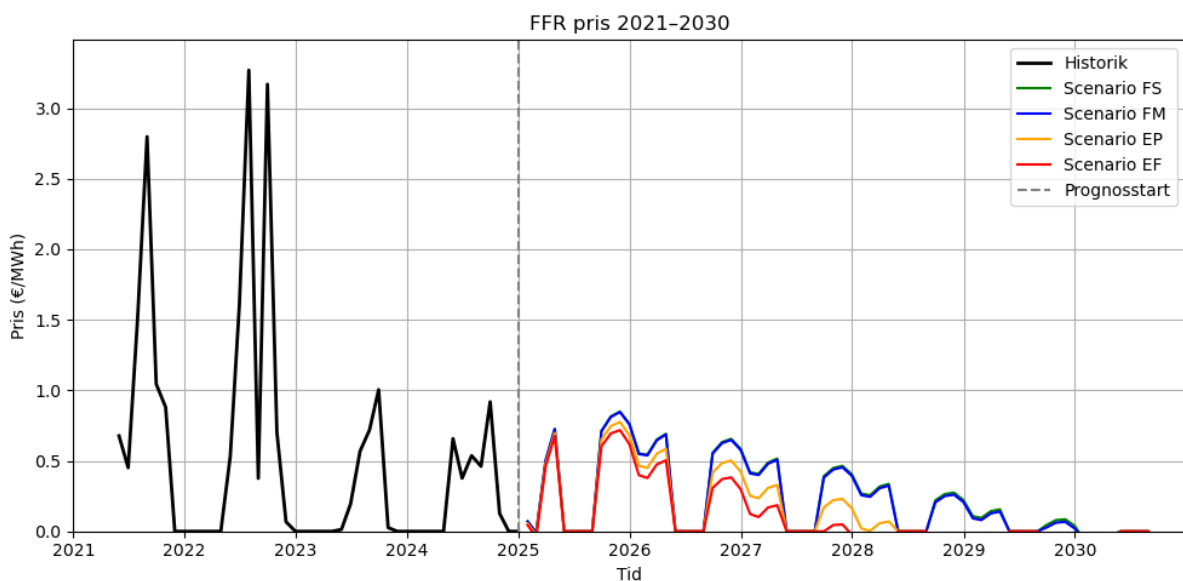
¹⁸ Amanda Albrecht & Martin Rosten (2025), [Flexibilitet i det svenska elsystemet. En historisk och framtida prognostisk analys fram till 2030 av det ekonomiska värdet av stödtjänsterna FCR, mFRR och aFRR samt den avhjälpande åtgärden FFR](#).

¹⁹ Svenska kraftnät (2024), [Långsiktig marknadsanalys](#).

fångade både strukturella samband mellan marknadsvariabler och priser, samt bevarade de variationer och mönster som är typiska för elmarknaden.

Möjlig utveckling av FFR

Enligt Svenska kraftnät förutspås behovet av FFR öka i tre av fyra scenarier, baserat på systemets totala tillgång till rotationsenergi. Endast i scenariot med ny kärnkraft förväntas behovet minska, medan volymen kan komma att öka 2,5 gånger i scenariot med lägst tillgång till rotationsenergi. Enligt examensarbetets analys kommer sannolikt priserna på FFR att minska över tid, men de högsta priserna ges i modellen för scenariot Färdplan mixad (FM), enligt Figur 17. Att modellen förutspår minskade priser beror på den historiska trenden där priserna 2024 varit lägre än tidigare år, men detta är också en förväntad utveckling i takt med ökad konkurrens på marknaden.



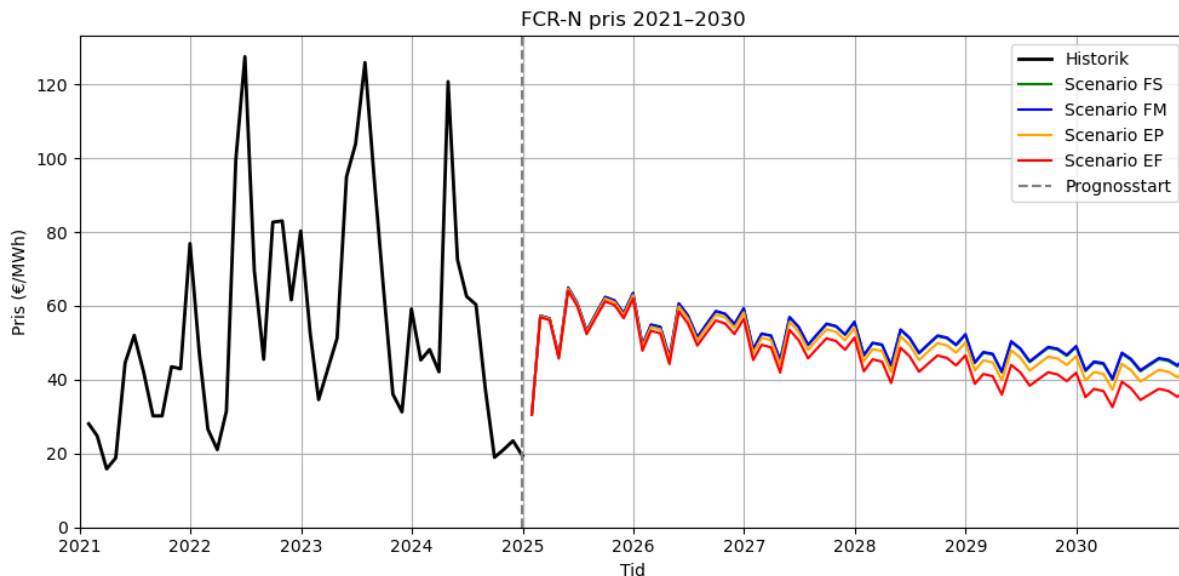
Figur 17. Modellerad prisutveckling på FFR, givet Svenska kraftnäts långsiktiga scenarier.

Möjlig utveckling av FCR-N

Svenska kraftnät beskriver i sin Balancing market outlook¹⁷ hur volymen för FCR-N bedöms utifrån historiska obalanser i det nordiska synkronområdet. Volymen har under de senaste åren legat stabilt på 600 MW för hela Norden, där lite drygt 200 MW upphandlas i Sverige. Prognosen framåt är att den upphandlade volymen åren 2025–2030 kommer ligga kvar på samma nivå som idag.

Exjobbets prognos av utvecklingen av priset på FCR-N, se Figur 18, visar en tydlig övergång från en mycket volatil och varierande prisbild i den historiska delen (2021–2024) till en mer stabil och gradvis nedåtgående prisutveckling under prognosperioden 2025–2030. Detta beror primärt på att modellerna går linjärt mot specifika utsatta målvariabler år 2030. Däremot är det även rimligt att anta att priset bör bli mindre volatilt i framtiden, då FCR-marknaden blir mer mogen och fler aktörer kopplas på. Detta kan också beskriva varför en nedgång av priserna kan vara rimlig.

Grafen i Figur 18 visar också att modellen prognostiserar att priset kommer minska mer drastiskt de första åren, för att sedan jämnas ut sig på ett stabilare pris vid år 2030. Grafen visar även hur samtliga framtidsscenarier först ligger på samma nivåer för att sedan dela sig för att nå de olika målvariablerna.

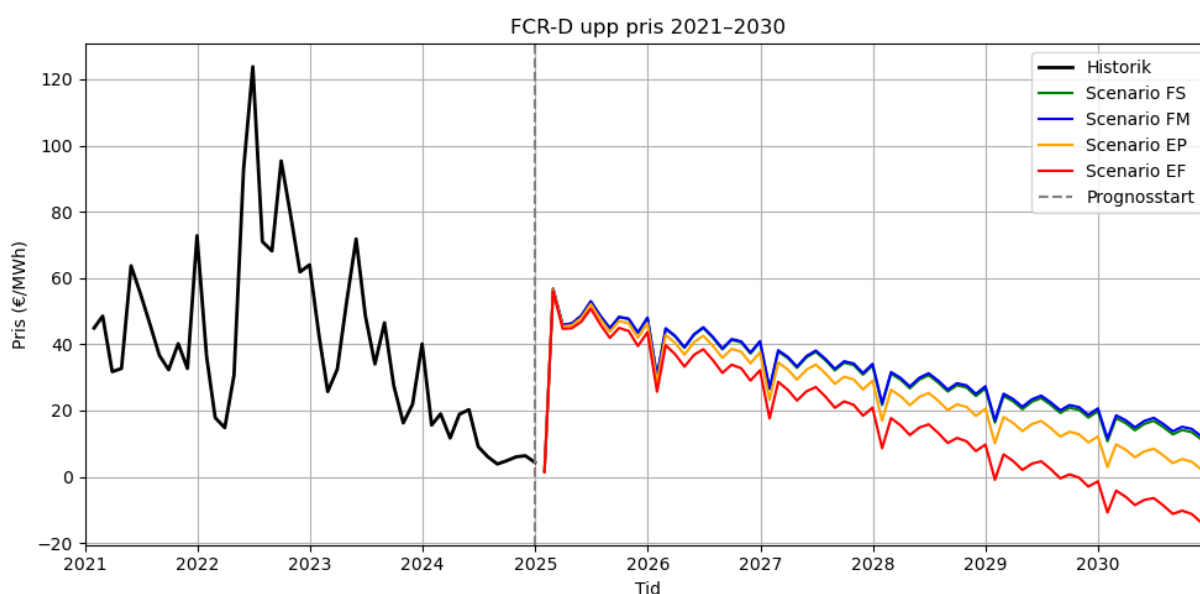


Figur 18. Modellerad prisutveckling på FCR-N, givet Svenska kraftnäts långsiktiga scenarier.

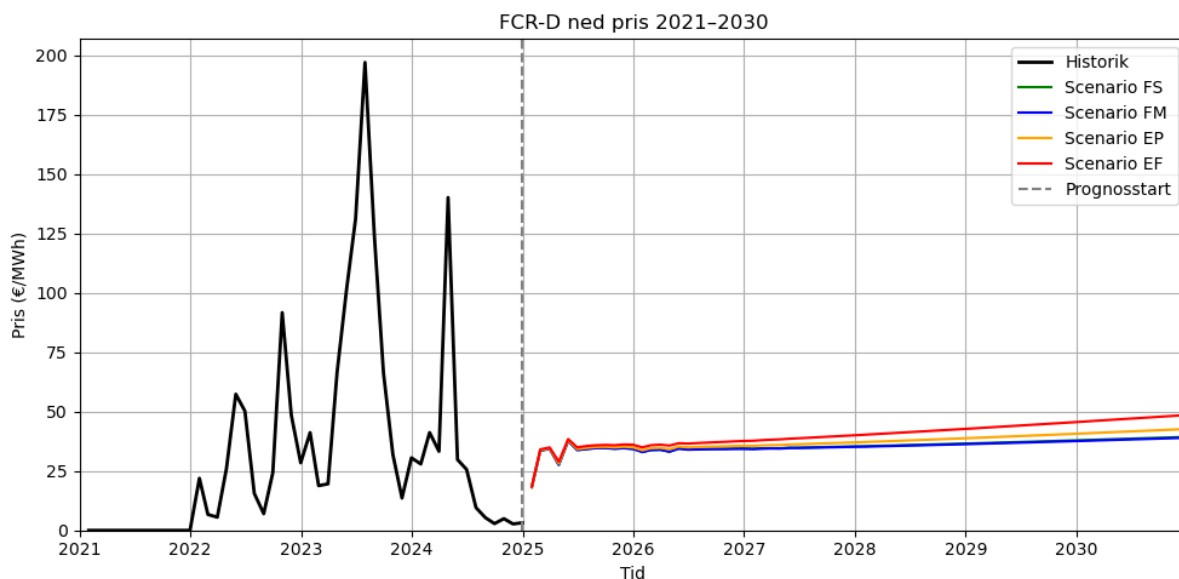
Möjlig utveckling av FCR-D upp och ned

Svenska Kraftnäts prognos¹⁷ för utvecklingen av FCR-D är att volymerna under åren 2025–2030 kommer ligga konstant i nivå med dagens handlade volymer. För FCR-D upp är detta i linje med den historiska trenden, medan det för FCR-D ned blir ett trendbrott där den historiska volymen som upphandlats ökar år för år sedan 2022. Då dimensioneringen av reserven utgår från systemets dimensionerande fel uppskattas dock den nuvarande volymen täcka det behov som finns i Norden även under kommande år.

Utifrån examensarbetet görs en prognos för FCR-D upp som avviker från de andra FCR-tjänsterna, genom att visa en mer markant nedgång, se Figur 19. Denna utveckling är ett direkt resultat av hur modellen är uppbyggd. Till skillnad från FCR-D upp visar FCR-D ned ett mycket stabilare värde under prognosernas gång, då priset hålls relativt stabilt under hela perioden oavsett scenario, se Figur 20.



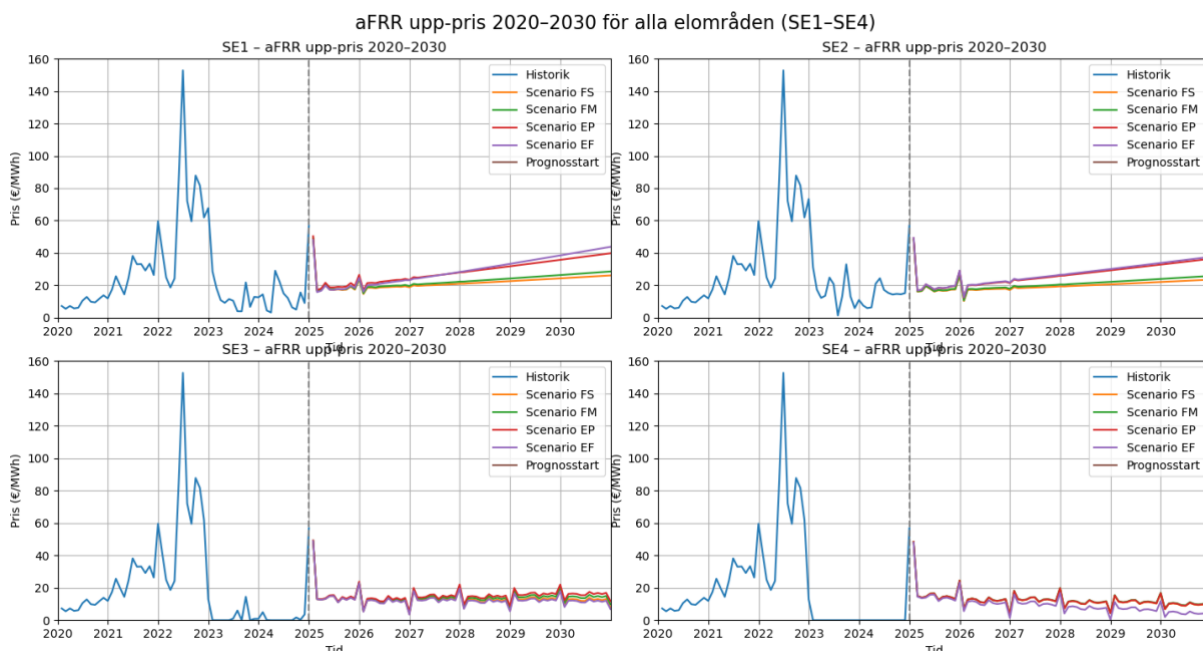
Figur 19. Modellerad prisutveckling på FCR-D upp givet svenska kraftnäts långsiktiga scenarier.



Figur 20. Modellerad prisutveckling på FCR-D ned givet svenska kraftnäts långsiktiga scenarier.

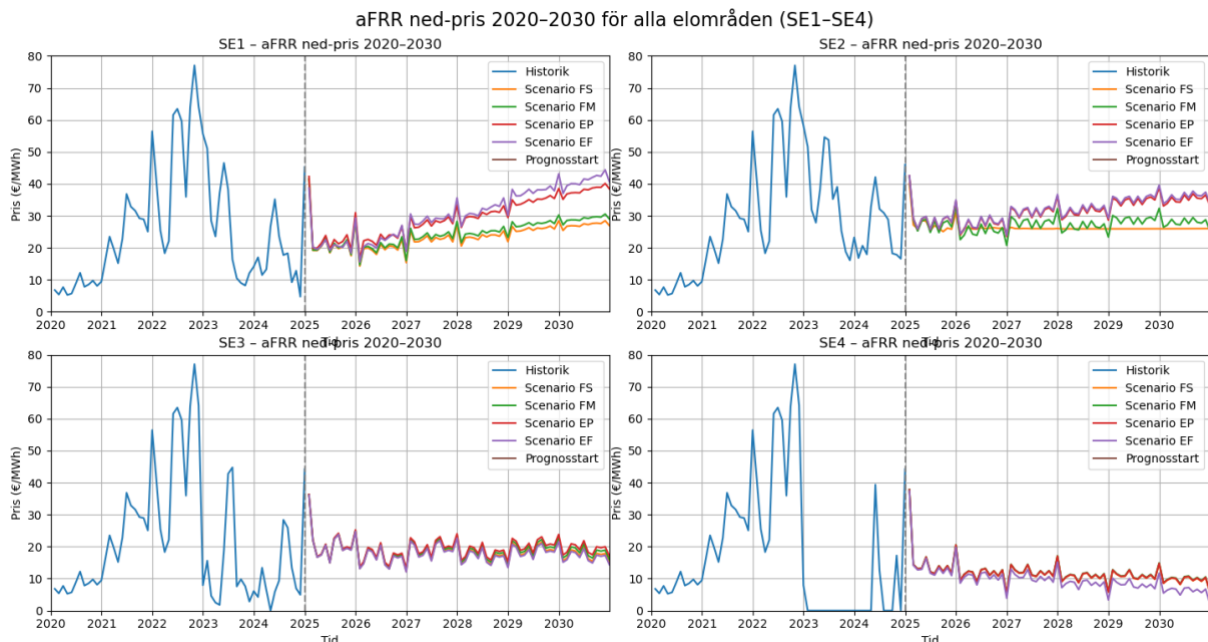
Möjlig utveckling av aFRR upp och ned

Enligt Svenska kraftnät¹⁷ kommer behovet av aFRR-kapacitet att öka framöver beroende på flera marknadsförändringar. Redan under 2025 förutspås behovet av aFRR öka i samband med att mFRR-marknaden övergår till kvartsupplösning. Därtill tillkommer ytterligare behov av ökad kapacitet i samband med att Svenska kraftnät ansluter till den europeiska plattformen PICASSO. Totalt förväntas behovet år 2030 öka till mellan 200–400 MW, jämfört med nivån idag på omkring 100 MW.



Figur 21. Modellerad prisutveckling på aFRR upp givet svenska kraftnäts långsiktiga scenarier.

Exjobbet har modellerat aFRR upp och ned separat för de olika elprisområdena, SE1–SE4. I några av elprisområdena väntas prisnivåerna kunna öka till år 2030, medan andra minskar, se Figur 21 och Figur 22. Störsts prisökning ses i SE1, medan den största minskningen ses i SE4.

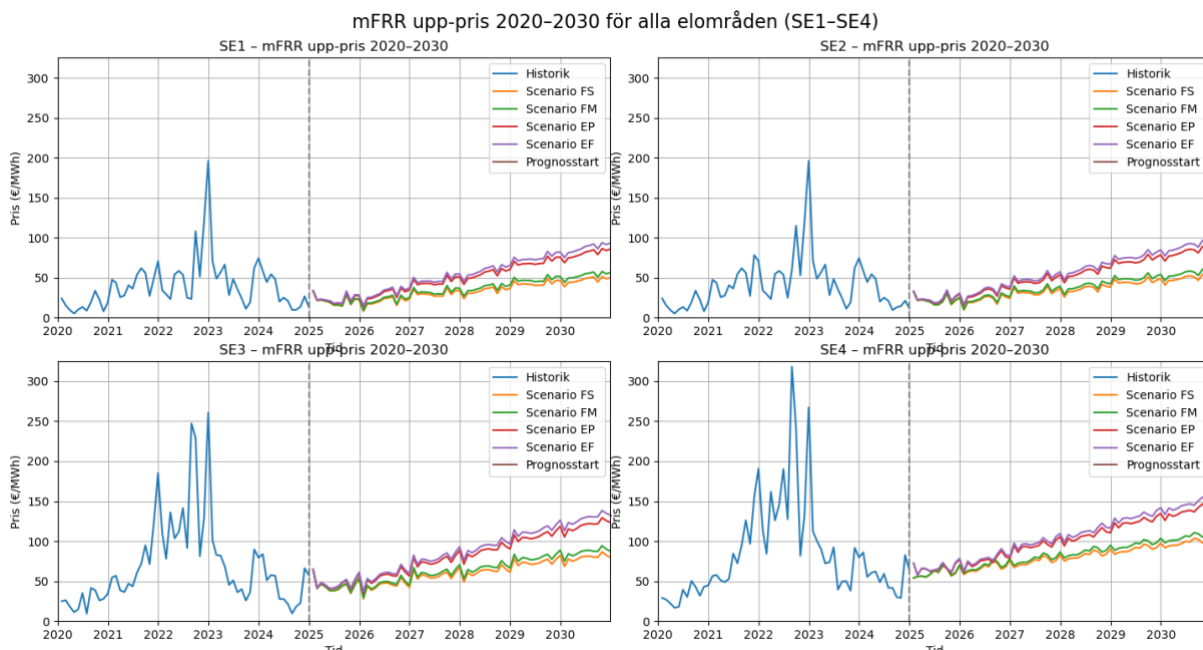


Möjlig utveckling av mFRR upp och ned

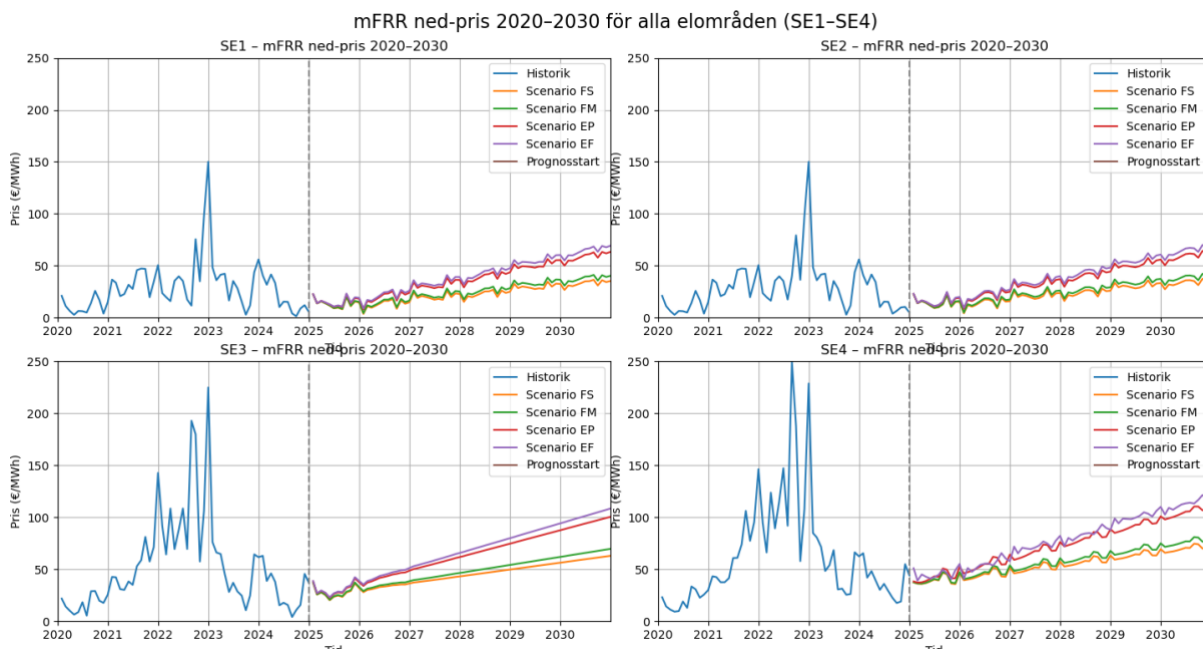
Enligt Svenska kraftnäts prognos¹⁷ förväntas behovet av mFRR-volymer fortsätta öka under några år till för att sedan plana ut. För mFRR upp förväntas volymerna år 2030 ligga i intervallet 1000–2000 MW medan mFRR ned ligger lite lägre, omkring 900–1500 MW. Även här är en av anledningarna till de ökande behoven att marknaden kommer att kopplas ihop med den europeiska plattformen MARI.

Exjobbet har modellerat mFRR upp och ned separat för de olika elprisområdena, SE1–SE4. För mFRR upp noteras i samtliga elprisområden skillnader mellan de olika scenarierna, se Figur 23. Däremot följer scenarierna Förnybart småskaligt (FS) och Färdplan mixad (FM) generellt varandra genom hela prognosperioden på lägre nivåer, medan Elektrifiering planerbart (EP) och Elektrifiering förnybart (EF) följer varandra på högre nivåer. De liknande utvecklingsvägarna uppstår då de marginella skillnaderna i total elanvändning och förnybar mix i scenarierna FS och FM, kombinerat med identiska volymantaganden, ger nästan identiska spotpris- och volymeffekter i regressionsmodellen.

Modellresultaten visar även skillnaden mellan de olika elprisområdena. Samtliga elprisområden följer liknande mönster med uppåtgående priser, och den individuella ordningen mellan hur höga priserna i de olika elprisområdena är behålls även den över tid. I modellen fås resultatet att priserna i SE1 < SE2 < SE3 < SE4, vilket speglar den historiska prisrankningen.



För mFRR ned ger modellen ett liknande resultat som för mFRR upp, med gradvis ökande priser fram till 2030, med de högsta priserna för scenarierna EP och EF. Även inbördes är priserna i elprisområde SE1 och SE2 konstant lägre än i SE3 och SE4, och görs jämförelser mellan mFRR upp och mFRR ned visar modellens resultat att priserna på mFRR ned genomgående är lägre än för mFRR upp.



Stor verktygslåda för att frigöra flexibilitet – smalt urval hos nätägarna

Tidigare i denna rapport har vi presenterat olika verktyg och metoder som kan användas för att frigöra den tekniska flexibilitetspotentialen som väntas finnas i elsystemet år 2030. De olika metoderna – marknadsbaserade och icke-marknadsbaserade – samt prissignaler för flexibilitet utgör en bred palett som kan användas vid olika driftsituationer, och lämpar sig för olika ändamål. Ändå finns det tendenser hos nätbolagen, som är flexibilitetens behovsägare, att föredra användning av ett smalare urval av verktyg.

Från Ei:s promemoria²⁰ från 2025, som sammanställer de uppgifter som nätföretagen redovisat i nätutvecklingsplanerna, framkommer det att drygt 65 procent av nätföretagen – i de flesta fall medelstora (>10 000 kunder) och stora (>100 000 kunder) – har övervägt alternativ till nätutbyggnad som åtgärd för att hantera brist på överföringskapacitet. Alternativen som presenteras varierar dock; vissa nätföretag nämner exempelvis bara effekttariffer, som samtliga nätföretag är förpliktade att införa senast den 1 januari 2027. Sammanfattningsvis kan dessa slutsatser dras av Ei:s sammanställning av nätutvecklingsplanerna:

- Cirka 55 procent av nätföretagen har övervägt andra alternativ än effekttariffer. Ungefär hälften av nätföretagen beskriver att de inte använder flexibilitetstjänster idag, medan omkring en femtedel – varav alla de stora nätföretagen – redovisar att de i nuläget använder sig av flexibilitetstjänster eller andra resurser, såsom villkorade avtal och batterilager. Av de nätföretag som redovisar att de idag använder flexibilitetstjänster framkommer det dock enligt promemorian att det är osäkert om flexibilitetstjänsterna används som ett alternativ till nätutbyggnad, som ett ekonomiskt verktyg för att optimera nätets drift och kostnader, eller som ett komplement att förstärka överföringskapaciteten.
- Nästan 40 procent av de nätföretag som skickat in sina nätutvecklingsplaner uppger att de använder, eller överväger att använda, villkorade avtal eller bilaterala avtal; det är dock enligt Ei svårt att avgöra om de nätföretag som anger att de har eller använder villkorade avtal har aktiverat avtalen eller inte.
- Ungefär 20 procent av nätföretagen som skickat in sina nätutvecklingsplaner anger att de använder, eller kommer använda, energilager, och ungefär 15 procent av nätföretagen anger att de överväger att skapa – eller delta på – en flexibilitetsmarknad.
- Ungefär 40 procent av nätföretagen nämner betydelsen av effekttariffer som ett verktyg för att dämpa behovet av nätförstärkningar i sin redogörelse för behov av flexibilitetstjänster och flexibilitetsresurser, och omkring 30 procent av de nätföretag som nämner effekttariffer har inte övervägt andra alternativ till nätutbyggnad.
- Totalt fem av nätföretagen uppger i sina nätutvecklingsplaner att de använt sig av omdirigering, och utöver dem nämner endast enstaka nätföretag omdirigering som flexibilitetsverktyg.

²⁰ Energimarknadsinspektionen (2025), [Sammanställning av innehållet i distributionsnätsföretagens nätutvecklingsplaner](#). Ei PM2025:03.

Då elnätsföretagen lägger stor tonvikt vid verktyg som villkorade avtal och effekttariffer, har vi i projektet avsatt tid att särskilt studera dessa verktyg. I en workshop har vi undersökt lämpligheten i att använda villkorade avtal kontra andra flexibilitetslösningar vid olika situationer, och i en desktopstudie – med tillägg från projektets intervjustudie – har vi studerat hur elnätstariffer behöver utvecklats för att i högre grad realisera den flexibilitetspotential som finns i systemet, utan att utgöra en målkonflikt mot andra prissignaler som används för att frigöra flexibilitet.

Lämplighet för användning av villkorade avtal vid olika situationer

I en workshop som arrangerades inom ramen för projektet FlexAbility i september 2024 diskuterades användningen av olika flexibilitetsverktyg vid olika situationer. I workshopen medverkade 42 deltagare, varav 18 som representerade olika nätägare. Deltagarna i workshopen fick genom en live-enkät dela ut poäng på frågor om hur bra olika flexibilitetsverktyg och -strategier lämpar sig för att hantera olika driftsituationer och förutsättningar i elsystemet.

För att hantera variabel produktion gav deltagarna villkorade avtal med ekonomisk ersättning för aktivering 7,1 poäng av 10 i lämplighet – medan villkorade avtal utan ekonomisk ersättning rankades lägst i lämplighet, med 5,9 poäng. Fördelade poäng för olika alternativ visas i Tabell 10.

Flexibilitetsverktyg för att hantera variabel produktion	Poäng
Villkorade avtal, med ekonomisk ersättning för aktivering	7,1
Prissignaler för nät (tariffer) och elkonsumtion (elpris)	6,9
Bilaterala avtal, med ekonomisk ersättning för aktivering	6,6
Frivilliga marknader för flexibilitet	6,6
Villkorade avtal, utan ekonomisk ersättning för aktivering	5,9

Tabell 10. Poängsättning av flexibilitetsverktyg för att hantera variabel produktion (1–10).

På frågan om att hantera tillkommande elanvändning rankades frivilliga marknader för flexibilitet som det mest lämpliga verktyget (7,1 poäng av 10), medan villkorade avtal utan ekonomisk ersättning (5,6 poäng) hamnade sist i rankningen. Fördelade poäng för olika alternativ visas i Tabell 11.

Flexibilitetsverktyg för att hantera tillkommande elanvändning	Poäng
Frivilliga marknader för flexibilitet	7,1
Villkorade avtal, med ekonomisk ersättning för aktivering	7
Prissignaler för nät (tariffer) och elkonsumtion (elpris)	6,5
Bilaterala avtal, med ekonomisk ersättning för aktivering	6
Villkorade avtal, utan ekonomisk ersättning för aktivering	5,6

Tabell 11. Poängsättning av flexibilitetsverktyg för att hantera tillkommande elanvändning (1–10).

Gällande hur bra olika flexibilitetsverktyg lämpar sig för att hantera flexibla resurser gav deltagarna frivilliga marknader för flexibilitet 8,7 poäng i lämplighet. På denna fråga fick villkorade avtal utan ersättning endast 4,7 poäng. Fördelade poäng för olika alternativ visas i Tabell 12.

Flexibilitetsverktyg för att hantera flexibla resurser	Poäng
Frivilliga marknader för flexibilitet	8,7
Bilaterala avtal, med ekonomisk ersättning för aktivering	7
Prissignaler för nät (tariffer) och elkonsumtion (elpris)	6,6
Villkorade avtal, med ekonomisk ersättning för aktivering	6,5
Villkorade avtal, utan ekonomisk ersättning för aktivering	4,7

Tabell 12. Poängsättning av flexibilitetsverktyg för att hantera flexibla resurser (1–10).

På frågan om hur nätägare bör prioritera vid aktivering av villkorade avtal fick deltagarna rangordna fem alternativ, där ordningen blev följande:

1. Prioritera att styra ner kunder utefter samhällsnytta.
2. Styra ner alla kunder lika mycket (procentuell andel av abonnemang)
3. Prioritera att styra ner kunder som har anslutna energilager
4. Prioritera att styra ner kunder som inte medverkar på lokal flexibilitetsmarknad – om en lokal flexibilitetsmarknad finns
5. Slumpmässig aktivering.

Vid denna fråga gav deltagarna också förslag på andra alternativ för prioriteringsordning för aktivering – såsom "sist in, först ut"-principen.

Vid workshopen diskuterades också vilken information om begränsning som bör finnas med i ett villkorat avtal. På denna fråga ansåg 14 deltagare att det villkorade avtalet behöver ge information om hur stor effekt som kan styras ned – medan 24 deltagare ansåg att informationen behöver inkludera både hur stor effekt som kan styras ner, och hur ofta det kan ske.

Gällande vilka aspekter som är viktigast vid utformningen av villkorade avtal fick deltagarna åter igen ranka av enkäten förutbestämda alternativ. De rankade svaren ordnades följande:

1. Ökad transparens
2. Prissättning för aktivering av villkor
3. Möjlighet att medverka på frivillig flexibilitetsmarknad
4. Bortre tidsgräns för när det villkorade avtalet blir ett "ovillkorat" avtal
5. Individuell anpassning i avtalsvillkor
6. Årlig konkurrensutsättning av villkor.

Den sista frågan i workshopen undersökte deltagarnas inställning till när det är lämpligt att använda villkorade avtal snarare än frivillig flexibilitet. Även i denna fråga fick deltagarna dela ut poäng från 1–10, där 10 motsvarade hög lämplighet. Två alternativ fick högst ranking, med 7,8 poäng vardera:

- I områden där nätförstärkning kommer inom 3–5 år, samt
- I områden där redundans inte kan garanteras om ett fel uppstår.

På andra plats kom två alternativ som fick 6,4 poäng vardera:

- I områden med stor osäkerhet kring framtida elanvändning, samt
- I områden med få andra kunder av liknande storlek.

Motiveringen till det sistnämnda alternativet kan vara att det i områden där det finns få andra kunder av liknande storlek kan vara svårt att upprätthålla marknadsmässiga förfaranden såsom transparens och icke-diskriminering, då köpare på en flexibilitetsmarknad ska kunna handla bud anonymt.

Det alternativ som fick allra lägst ranking gällande när det är lämpligt att använda villkorade avtal snarare än flexibilitet var i områden med många andra kunder av liknande storlek – här delade deltagarna endast ut 3,2 poäng av 10 möjliga.

Som slutfråga i workshopen fick deltagarna ta ställning till vilken roll villkorade avtal bör spela för att tillmötesgå nätbolagens behov av flexibilitet. Här svarade 4 deltagare att de villkorade avtalen bör spela en stor roll då de kommer vara den primära lösningen. 5 deltagare svarade att de villkorade avtalen bör spela en liten roll, då andra lösningar bör föredras. Majoriteten av deltagarna svarade att villkorade avtal bör spela en stödjande roll – tillsammans med andra åtgärder.

Utveckling av nya elnätstariffer

Fram till senast den 1 januari 2027 behöver Sveriges elnätsföretag utforma elnätstariffer som ska bidra till ett effektivt utnyttjande av elnätet, detta enligt Ei:s föreskrifter (EIFS 2022:1)²¹, som utgår från krav i EU-regelverk. I detta avsnitt diskuteras olika aspekter som behöver utvecklas i syfte att med tariffen som verktyg frigöra mer flexibilitet.

Kostnadsrefektivitet för faktisk belastning

I EU:s elmarknadsförordning²² anges krav om att elnätstariffer ska spegla elnätets faktiska kostnader, samt vara transparenta och tillämpas på ett icke-diskriminerande sätt. Tarifferna ska vidare uppfylla den svenska ellagens krav om att vara utformade på ett sätt som är förenligt med ett effektivt nätutnyttjande samt en effektiv produktion och konsumtion av el. Elnätstariffer ska med andra ord – i enlighet med ellagen och elmarknadsförordningen – både vara kostnadstäckande för nätbolagen, och vara kostnadsrefektiva. Med kostnadstäckande menas det att tarifferna ska samla intäkter som är tillräckliga för att täcka kostnader förknippade med drift och utveckling av näten, med en skälig avkastning. Med kostnadsrefektiva menas det att tarifferna ska ge elnätskunderna ekonomiska incitament att utnyttja näten effektivt.

I den ordinarie föreskriften för utformning av elnätstariffer (EIFS 2022:01) framkommer det att kostnaderna i nätverksamheten ska fördelas enligt kortsiktiga rörliga kostnader, kundspecifika kostnader, framåtblickande kostnader, samt residualkostnader. I denna föreskrift nämns inte aspekter av kostnadsrefektivitet. I ett ställningstagande²³ från Ei, som publicerades i juni 2025, tydliggörs det att kostnadseffektiva tariffkomponenter baseras på de kostnader som kundernas nätutnyttjande ger upphov till, och ska syfta till att ge kunderna incitament att bidra till ett effektivt nätutnyttjande. I samma ställningstagande konstateras det att kostnadsrefektiva tariffkomponenter kan delas upp i kortsiktiga kostnader – såsom exempelvis nätförluster – och långsiktiga kostnader – såsom kostnader förknippade med nätutbyggnad för att motverka trängsel.

Enligt ställningstagandet behöver tariffkomponenterna vara korrekt prissatta, där avgiften vid varje tidpunkt reflekterar kostnaden för att använda elnätet. Felaktig prissättning kan i stället leda till ineffektiva beslut för investeringar samt för produktion och konsumtion, vilket leder till ineffektivt nätutnyttjande och ökade elsystemkostnader samt samhällskostnader; detta leder i sin tur till högre tariffer generellt för elnätets kunder²³.

²¹ Energimarknadsinspektionen (2022), [Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd för utformning av nättariffer för ett effektivt utnyttjande av elnätet](#). EIFS 2022:01.

²² Europaparlamentets och Rådets (EU) 2019/943 av den 5 juni 2019 om den inre marknaden för el, se särskilt artikel 18. Förordningen ändrades i juni 2024 genom europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2024/1747 av den 13 juni 2024.

²³ Energimarknadsinspektionen (2025), [Utformning av tariffer för överföring av el. Ställningstagande](#). Ei 2025:06.

I elnätstariffen – som ska bestå av de fyra komponenterna energiavgift, effektagift, kundspecifik avgift samt fast avgift – ska avgifterna för energi och effekt samt kundspecifika avgifter spegla de faktiska kostnader som nätbolagen har för respektive kund eller kundgrupp; den fasta avgiften ska sedan täcka de kostnader som övriga tre kostnadsreflektiva komponenter inte täcker. Komponenten för energiavgift *får* tidsdifferentieras – det vill säga vara olika hög vid olika tidpunkter – medan effektagiften *ska* tidsdifferentieras; effektagiften ska med andra ord vara högre under perioder då nätet är högt belastad, och lägre när belastningen är mindre – och om en kund har sina effekttoppar vid en tidpunkt då nätet inte har några kapacitetsbegränsningar ska effektagiften vara noll. En tidsdifferentierad effektagift som *inte* tar hänsyn till belastningen på elnätet uppfyller därmed inte syftet med regleringen; det är inte heller korrekt att vid beräkningen av effektagiften enbart beakta medelvärdet av de tre högsta konsumtionstopparna på en månad, enligt Ei:s ställningstagande²³. Detta medför att vissa av de nya nättariffer som kommunicerats eller införts av olika nätbolag under det senaste året inte uppfyller regleringen som träder i kraft den 1 januari 2027.

Korrekt prissignal – inte konkurrerande

För att nättariffer ska uppnå sitt syfte är det kritiskt att de nättariffer som utvecklas och implementeras faktiskt ger incitament som ökar tillgången till implicit flexibilitet i elsystemet, och inte konkurrerar med andra prissignaler. Tarifferna behöver ge rättvisande signaler, samtidigt som de är lätta att förstå för elnätskunderna. Med utrullningen av smarta elmätare till samtliga kunder i det svenska elsystemet har vi idag möjlighet att utforma mer avancerade och träffsäkra elnätavgifter, baserade på data om beteende hos användarna och behov i elnäten. På så vis är det i teorin möjligt att utforma effektagifter i nättarifferna som tydliggör nätets behov genom dynamisk prissättning, och inte utgör en målkonflikt för flexibel elkonsumtion.

En möjlig målkonflikt till detta är situationer där prissignalerna i elprisavtalet indikerar ett gott utbud av el till låga priser under vissa tidpunkter, och därmed uppmuntrar flexibla användare kunna konsumera mer el under dessa tidpunkter. Om då effektagiften i nättarifferna är hög samtidigt som elen är billig – som ett resultat av god tillgång till el i systemet – minskar incitamenten till flexibilitet kraftigt, vilket försvagar prissignalernas förmåga att frigöra mer implicit flexibilitet i systemet och möjligheten för samhället att tillgodogöra sig förnybar elproduktion. Det är därför viktigt att nättarifferna inte slentrianmässigt bekostar all hög elkonsumtion, utan att det enbart sker när det faktiskt är brist på nätkapacitet²⁴. I de fall då det både finns billig el men samtidigt är trångt i nätet är det givetvis helt rätt att nättariffen trumfar prissignalen från elprisavtalet.

I elmarknadsutredningen²⁵, som presenterades i april 2025, resoneras det också om elnätstariffernas utveckling. Där förs ett resonemang kring att det borde vara energiavgiften och inte effektagiften som tidsdifferentieras – då energiavgiften bedöms ha en outnyttjad potential att skapa värde och förutsägbarhet för nätkunder med flexibla eller planerbara resurser. Därtill föreslås att nätnytttoersättningen slopas, och att den i stället ersätts med en mer symmetrisk nätavgift.

I praktiken har denna utformning demonstrerats i en dynamisk kapacitetsbaserad tariffmodell som genomförts på Gotland²⁶. I denna tariffmodell har energiavgiften varit kapacitetsbaserad, där

²⁴ Analys baserad på den intervjustudie och workshops som utförts inom ramen för projektet FlexAbility under 2024 och 2025.

²⁵ SOU 2025:47. [Spänning i tillvaron](#).

²⁶ Energicentrum Gotland (2025), [Kapacitetsbaserade elnätstariffer](#).

belastande överföringar alltid medfört en kostnad över noll kronor – medan avhjälpande överföringar alltid medfört en negativ kostnad under noll kronor, det vill säga en nätnyttoersättning. Utformningen har syftat till att signalera när uttag och inmatning ska ske, och därmed skapa incitament för elnärskunder att bidra till att upprätthålla balans i elnätet. Tariffen har därmed, i likhet med elpriset, varierat timme för timme. Denna utformning har medfört att tariffen aldrig begränsat elanvändningen – annat än i de fall när det funnits tydlig anledning att göra det. Då den belastande effektriktningen alltid dominerat i utfallet har energiavgiften för belastande överföring ändå genererat en nettoinkomst för nätbolaget.

Även inom ramen för FlexAbilitys arbete har tariffutformning lyfts fram både i intervjustudien samt genom olika workshops. De synpunkter som framförts gäller framför allt behoven av att beakta flexibilitet som en viktig del när tariffen utformas. Flera aktörer vittnar om att införda effekttariffer påtagligt påverkat deras strategier kring flexibilitet, och minskat lönsamheten när de deltar med flexibilitet på andra marknader. Detta har skett i en sådan omfattning att aktörerna i fråga har svårt att tro att nätet faktiskt alltid är så belastat att deras flexibilitetsaktiviteter bör begränsas. Detta visar på en brist i tillit mellan aktörerna, och att ökad transparens eller bättre utformade styrsignaler behövs från nätägare.

Det elsystem som växer fram behöver ibland höga effekter – exempelvis för att ta vara på sol- och vindkraft, eller för att leverera stödtjänster som hjälper till att balansera elsystemet. Avgifterna i tariffen måste därför skilja på belastning som orsakar problem, och den belastning som gör nytta.

Lokaliseringssignaler kan avhjälpa lokala belastningsproblem

En viktig slutsats från Gotlandsprojektet²⁶ är att det finns anledning att se över dagens regelverk för tariffutformning, bland annat i syfte att kunna tillåta användning av så kallade lokaliseringssignaler – i alla nät. Med lokaliseringssignaler möjliggörs användandet av strategiska, geografiskt differentierade prissignaler i syfte att avhjälpa både lokala och centrala belastningsproblem – det vill säga: priserna i tariffen anpassas beroende på var i nätet som belastningen uppstår. Även elmarknadsutredningen²⁵ lyfter fram behovet av lokaliseringssignaler för mer effektiva prissignaler.

Idag finns i ellagen ett förbud om att inom lokalnäten utforma en tariff med hänsyn till geografisk differentiering, men Ei har tidigare lämnat förslag till regeringen om att möjliggöra införandet av lokaliseringssignaler där det behövs, i syfte att främja ett effektivt nätutnyttjande²⁷ – och i ett betänkande tillhörande en SOU från 2023 föreslås förbudet mot geografiskt differentierade nättariffer tas bort²⁸. Därtill pågår en utredning på Energimarknadsinspektionen²⁹ kring revidering av föreskrifter med syfte att tydliggöra hur lokaliseringssignaler kan införas.

Utveckling av nya marknadsprodukter och förutsättningar för flexibilitet

Svenska lokala och nationella flexibilitetsmarknader befinner sig fortfarande i ett tidigt skede, men utvecklingen går snabbt framåt – samtidigt som behovet av flexibilitet ökar i framtidens elsystem. Dagens handel på flexibilitetsmarknaderna omfattar huvudsakligen marknadsprodukter för överföringskapacitet och stödtjänster kopplade till frekvensreglering. Internationella studier och

²⁷ Energimarknadsinspektionen (2020), [Lokaliseringssignaler i elnätstariffer. Förslag till lagändring](#). Ei PM2020:03.

²⁸ SOU 2023:64, [Ett förändrat regelverk för framtidens el- och gasnät](#).

²⁹ Energimarknadsinspektionen (2025), [Ei inleder arbete med lokaliseringssignaler i elnätsavgifter](#).

erfarenheter, samt inspel från den intervjustudie som gjorts inom ramen för projektet FlexAbility, pekar dock på behov av en bredare palett av framtida flexibilitetstjänster.

Utveckling av nya produktkategorier

En tydlig utvecklingslinje för produkter på – i synnerhet – de lokala flexibilitetsmarknaderna är att gå från produkter som endast utgör lösningar för överföringskapacitet, till mer avancerade tjänster som även innefattar produkter för spänningsreglering. Behovet av spänningsreglering blir särskilt tydligt i takt med att andelen solceller ökar i låg- och mellanspänningsnäten. Detta skapar lokala spänningsvariationer och behov av reglering med flexibilitetsmarknadsprodukter året runt – inte bara under vinterns topplast, som idag hanteras av de lokala flexibilitetsmarknader som drivs under säsongen november–mars.

Utöver behovet av spänningsreglering finns det flera flexibilitetstjänster som bör omsättas till marknadsprodukter. Exempelvis lyfter elmarknadsutredningen från april 2025³⁰ att aktörer som kan leverera mekanisk rotationsenergi bör kunna få ersättning för detta, och i en studie av Energiforsk från 2024³¹ lyfts – utöver spänningsreglering – icke-frekvensrelaterade stödtjänster för imatningar av reaktiv effekt samt kortslutningsström som flexibilitetstjänster som inte omsätts i marknadsprodukter på dagens svenska elmarknad.

Ett intressant internationellt exempel på mer avancerade flexibilitetstjänster som avhjälper olika typer av flexibilitetsbehov samtidigt kan hämtas från Spanien, där man idag har en nationell marknad för flexibilitetsresurser över 1 MW som hanterar rotationsenergi och kapacitetsbegränsningar i en gemensam marknad³². Ett annat exempel är Irland som utvecklat en bredd av tjänster för att hantera en elmarknad med stor andel vindkraft. I deras *Ancillary Services Report 2024/2025*³³ listas tretton tjänster – däribland tre rampningsprodukter som ska stötta systemet när produktionen hastigt minskar eller ökar, vilket den kan göra när olika väderfronter passerar. Vilka flexibilitetstjänster som behövs är systemspecifikt och behöver utvärderas av respektive systemansvarig.

Ett område som kan behöva studeras vidare är marknadsbaserade flexibilitetslösningar för beredskap, där det idag främst är FFR och effektreserven som upphandlas av Svenska kraftnät som består med beredskapsflexibilitet. Båda dessa reserver har också utvecklingsbehov för att öka konkurrensen och möjligheten för fler flexibla resurser att bidra. Exempelvis bör effektreserven utvecklas så att den återigen kan innehålla flexibilitet från industrier, detta då vi inom ramen för projektet FlexAbility sett att mycket av industrins flexibilitet på timnivå och uppåt kommer till relativt höga kostnader, och därmed inte kommer agera särskilt ofta på andra marknader. Detta gör denna typ av flexibilitet väl lämpad för just effektreserven, som aktiveras mycket sällan.

Utifrån detta resonemang finns det, i de flexibilitetsresurser vi studerat, ytterligare möjlighet till flexibilitet vid särskilda händelser. Som exempel skulle många användare vid beredskapslägen kunna tänka sig en komfortsänkning där exempelvis inomhustemperaturen går ner några grader, vilket skulle generera större flexibilitetspotential från värmesystem än vad som framgår av potentialerna i

³⁰ SOU 2025:47. [Spänning i tillvaron](#).

³¹ Energiforsk (2024), [Stödtjänster på elmarknaden – i dag och i framtiden](#).

³² Intervju genomförd under våren 2024.

³³ Eirgrid (2025), [Ancillary Service Report 2024/2025](#).

delrapport 1³⁴. Denna flexibilitetsvolym, som vanligtvis inte används, skulle kunna bidra till ökad beredskap i kritiska situationer för elsystemet eller samhället. Exempelvis skulle den kunna aktiveras som en nivå innan automatisk och manuell fränkoppling av kunder sker, i nöddrift eller redan i skärpt drift. Potentiella störningar i samhället skulle då kunna mildras genom att kunder inte blir helt bortkopplade – utan i stället får en komfortsänkning som på förväg godkänts. Respondenter har i arbetet med FlexAbility även nämnt det tidigare verktyget rundstyrning³⁵, som lokalnät använde för att styra ner vissa apparater hos kunder vid höglast, för att undvika att överbelasta elnäten. Kunden fick då en lägre tariff som tack för att de deltog i rundstyrningssystemet.

Många av de nya tillkommande flexibilitetsresurserna har också tekniska förmågor som kan bistå vid behov av ö-drift eller återuppbyggnad av elnätet. Detta är också ett område för vidare studier av om och hur dessa resurser ska utvecklas och inkluderas på ett bra sätt i de planer och system som redan finns, samt om det finns behov av att utveckla nya system och förutsättningar för flexibilitet givet säkerhetsläget.

Förutsättningar för utveckling av flexibilitet

För att i högre grad frigöra den tekniska flexibilitetspotentialen i systemet, och för att nya produkter ska kunna etableras för att avhjälpa fler flexibilitetsbehov, krävs flera strukturella förändringar och stödjande mekanismer. Intervjuer som gjorts med aktörer genom FlexAbilitys intervjustudie har pekat på följande åtgärdsbehov:

1. **Krav på att nätägare överansluter till elnätet** – exempelvis genom regler som tvingar nätägare att planera för kapacitet utöver dimensionerat behov, vilket skapar ett behov av flexibilitet. Så länge nätägarna planerar elnäten med stor marginal, finns inte heller lika stort behov av att köpa flexibilitet, vilket syns i nätutvecklingsplanerna.
2. **Incitament för nätägare att ta en viss risk** – ekonomiska drivkrafter behöver utformas, så att nätägare belönas för att möjliggöra flexibilitet snarare än att enbart minimera operativa kostnader.
3. **Harmonisering av produkter mellan lokala flexibilitetsmarknader** – att olika lokala flexibilitetsmarknader erbjuder likartade produkter underlättar för aktörer att delta på, och leverera flexibilitet till, flera olika marknader.
4. **Möjlighet att aggregera resurser från kunder med olika BRP i ett bud** – aggregatorer och e-mobilitetsaktörer – som ofta förvaltar portföljer av resurser från kunder med olika BRP – behöver kunna buda in dessa resurser i ett och samma bud.
5. **Gemensamt API för avrop på olika flexibilitetsmarknader** – att resurser kan aktiveras via samma API, oavsett marknad, underlättar för aggregatorer och andra flexibilitetsleverantörer att hantera hur resurserna budas in på marknaderna.
6. **Identiska avropsformat över marknader** – samma signaler och protokoll för aktivering på olika marknader minskar komplexiteten för aktörer som deltar på marknaderna.
7. **Enhetlig förkvalificeringsprocess** – att en gång förkvalificera en resurs bör gälla på flera flexibilitetsmarknader, vilket sänker de administrativa barriärerna för marknadsdeltagande.

³⁴ Power Circle (2025), [Delrapport 1 – Flexibilitetsresurser, potential och behov 2030](#).

³⁵ David Lund (2012), [Rundstyrning i lokalnät](#).

8. **Tillgängliggörande av lokalnätstariffer via API** – aggregatorer och andra flexibilitetsleverantörer behöver då inte kontakta varje nätbolag separat, utan kan inhämta nödvändiga tariffdata automatiskt.
9. **Samordnad systemutveckling** – för att undvika att varje nätbolag bygger sitt eget system för flexibilitetslösningar bör nationell samordning och gemensam flexibilitetsarkitektur främjas.

Dessa åtgärder speglar både tekniska, organisatoriska, marknadsmässiga och regulatoriska aspekter som behöver adresseras parallellt för att olika marknader för flexibilitet ska kunna mogna.

Aggregering av resurser frigör större volymer av flexibilitet

En generell förutsättning för att frigöra den tekniska potentialen för flexibilitet är att stärka förutsättningarna för aggregering av flexibilitetsresurser till olika marknader. Aggregatorer som får verka på marknaden oberoende av elhandlare/balansansvarig har potential att aggregera större volymer av flexibilitet; i åtgärdslistan i föregående avsnitt lyfts bland annat frågan om att aggregatorer behöver kunna aggregera ihop resurser tillhörande kunder med olika balansansvariga parter i ett och samma bud, för att effektivisera deltagandet på marknaderna och minska omfattningen av administrativa och organisatoriska hinder. Att kunna aggregera många resurser i samma bud har också fördelen att nödvändiga riskmarginaler minskar och att en större andel av tillgänglig teknisk flexibilitetspotential då kan tillgodogöras av marknaden.

Att aggregatorer får större spelrum som oberoende marknadsaktörer kan också leda till ett aktörslandskap med fler aggregatorer som nischer sig mot specifika kundsegment och sektorer. Exempelvis lyfter en intervjuad företrädare för en svensk lokal flexibilitetsmarknad hur en specifik aggregators inträde på den lokala marknaden frigjort aggregerade volymer av flexibilitet från elnätskunder inom en sektor som annars typiskt sett inte involverat sig i flexibilitetsmarknader, då kundernas kärnverksamhet – och flexibilitetsresursernas huvudsyfte – inte rör sig om flexibilitet. En aggregator med god kännedom om detta kundsegments verksamhet och processer har då fungerat som en brygga mellan behoven i kundernas kärnverksamhet, och den lokala marknadens behov.

Flera respondenter i intervjustudien, inte bara aggregatorer utan även balansansvariga, lyfter också fram att deras möjligheter att bidra med aggregerad flexibilitet till olika marknader är betydligt bättre i andra länder. Framför allt lyfts andra nordiska länder fram, som exempelvis Finland och Danmark, men även Norge när det kommer till lokala flexmarknader. De fördelar som lyfts fram för övriga länder är dels att BSP-rollen införts, dels lättare prekvalificeringsprocesser, men även bättre kommunikation med API-lösningar som gör deltagandet lättare och smidigare.

Att möjliggöra deltagande för aggregerade resurser kan vara speciellt viktigt för utvecklingen av dagen-före marknaden. Detta då flera respondenter i intervjustudien ser med viss oro på utvecklingen av implicit flexibilitet, något som de menar fungerar i liten skala men som i stor skala skapar stora obalanser och kostnader som kommer att landa tillbaka på slutkonsumenterna. Att fånga det intresse för flexibilitet som finns hos slutkunderna, och ta det in på marknaden, skapar inte heller bara en ekonomisk optimering för den enskilde utan kan i stor skala också bidra till lägre priser för alla³⁶.

³⁶ DR4EU (2022), [Study on the quantification of Demand Response \(DR\) benefits to electricity suppliers and consumers thanks to the reduction of wholesale prices in Europe in winter 2022/2023](#)

Slutsatser: Utveckling av marknader och verktyg för flexibilitet

Denna rapport har undersökt hur marknader och verktyg för flexibilitet har utvecklats under de senaste åren. Analysen visar sammantaget att flexibilitet i allt högre grad är en viktig – och verklig – byggsten i det svenska elsystemet. Marknadsbaserade produkter, prissignaler till kunder samt andra verktyg är avgörande för att frigöra den tekniska flexibilitetspotential som finns i systemet. Samtidigt visar denna studie att tillämpning av olika flexibilitetsverktyg samt koordinering av flexibilitetslösningar, flexibilitetsleverantörer, flexibilitetsresurser och flexibilitetsmarknader ännu är under utveckling. I detta kapitel summeras studiens viktigaste slutsatser.

Flexibilitetsmarknader växer fram och mognar

Ett viktigt resultat från den studie som gjorts inom ramen för projektet FlexAbility är att stödtjänstmarknaderna har etablerats som en attraktiv arena för olika typer av flexibilitetsresurser – och att ökade behov av snabb reglerkraft har bidragit till att fler aktörer ser en lönsamhet i att delta. Analysen fram till år 2030 pekar på ett ökande behov av stödtjänster, särskilt för aFRR och mFRR. Samtidigt väntas priserna sjunka i takt med att fler aktörer deltar och konkurrensen ökar på marknaderna.

Lokala flexibilitetsmarknader befinner sig i ett tidigare utvecklingsskede: de har gått från piloter till att nu mer etableras i nätägarnas ordinarie verksamheter – men variationerna mellan olika projekt och marknader är fortfarande stora. Centrala faktorer för att dessa marknader ska kunna växa och bli stabila komplement till traditionella nätåtgärder och icke-marknadsbaserade flexibilitetsverktyg är bland annat standardisering, tydligare processer samt ökad transparens. Med utveckling av dessa områden kan lokala flexibilitetsmarknader bli ett tillförlitligt flexibilitetsverktyg, där förmågan att leverera flexibilitet också blir ett kunderbjudande.

Utöver att utveckla marknaderna bortom dagens utmaningar, och nå en mognad sett till likviditet och lönsamhet för marknadernas deltagande, finns det utvecklingspotential gällande vilka ändamål och flexibilitetsbehov som kan omsättas i marknadsprodukter. Tjänster för beredskapsflexibilitet, såsom ö-driftsförmåga och återuppbyggande förmågor, samt tjänster för mekanisk rotationsenergi och produkter för spänningsreglering finns inte på några av dagens svenska marknader för flexibilitet. Dessa tjänster kan komma att omsättas i marknadsprodukter som kompletterar produkterna på dagens flexibilitetsmarknader.

Marknadskoordinering är kritiskt för att motivera större marknadsdeltagande

Samtidigt som både nationella stödtjänstmarknader och lokala flexibilitetsmarknader utvecklas förhåller de sig fortfarande på olika sätt till varandra. Aktörer har också olika incitament för medverkan och olika intäktsmöjligheter på de olika marknaderna.

På lokala flexibilitetsmarknader köps tillgänglighet i större utsträckning än faktiska aktiveringar av flexibilitet. Den ekonomiska ersättningen för aktiveringar är hög, särskilt i förhållande till aktiveringar på stödtjänstmarknaderna, vilket tyder på att flexibilitet i lokala sammanhang kan ha ett högt ekonomiskt värde – aktiveringarna sker dock sällan, vilket antyder att behovet är mer sporadiskt än kontinuerligt. Ersättningen för tillgänglighet på lokala flexibilitetsmarknader är å andra sidan relativt låg. Givet dessa förutsättningar är det svårt för aktörer att enbart basera sina affärsmodeller för flexibilitet på lokala flexibilitetsmarknader.

Skillnaden mellan ersättningsmöjligheter på lokala marknader respektive de nationella stödtjänst-marknaderna är framför allt att de nationella marknaderna omfattar större volymer av flexibilitet, med mer frekventa avrop. En central slutsats utifrån detta är att aktörer behöver kunna koordinera deltagande på flera marknader för att ekonomiskt kunna motivera marknadsdeltagande – vilket innefattar kostnader rörande administrativa avgifter, kostnader för styrning och alternativkostnader för flexibilitet kontra flexibilitetsresursernas andra syften. Här är ett bättre ramverk för koordinering mellan marknaderna nödvändigt, för att flexibilitetsleverantörer ska kunna optimera sin medverkan. Utan koordinering riskerar potentiella flexibilitetsleverantörer att uppleva för låg ekonomisk potential för att erbjuda sin flexibilitet, vilket bromsar utvecklingen av flexibilitet.

Utveckling av aggregatorernas spelregler möjliggör större volymer av flexibilitet

Denna studie har tydliggjort att flexibilitet förutsätter ett nära samarbete mellan marknadens aktörer, såsom nätägare, balansansvariga, aggregatorer och slutkunder. Särskilt aggregatorers och nätägares roller behöver utvecklas, i syfte att realisera den fulla potentialen av flexibilitet. Flexibilitetsresurser finns i stor utsträckning hos aktörer vars primära verksamhet inte är att sälja flexibilitet, aktörerna utgörs exempelvis av hushåll, mindre företag eller fastighetsägare. För att potentialen i dessa resurser ska frigöras krävs aggregatorer som kan samla, optimera och leverera flexibilitet till marknaderna. Aggregatorernas möjligheter att frigöra potentialen begränsas dock av dagens regelverk kring balansansvar. Här finns ett stort behov av att utveckla regelverken för att tillåta oberoende aggregering, vilket bland annat skulle röja administrativa hinder för att aggregera större volymer av flexibilitet i portföljer av resurser tillhörande kunder med olika balansansvariga parter. Aggregatorer som nischer sig mot specifika kundgrupper och -segment kan också utgöra en brygga mellan kundernas behov och behoven hos nätägarna som driver flexibilitetsmarknader, och därmed låsa upp flexibilitet från sektorer som annars inte har flexibilitet som kärnverksamhet och typiskt sett inte engagerar sig i flexibilitetsmarknader.

Nätägare spelar en central roll i utvecklingen

Även nätägare är en aktörsgrupp som omfattas av de åtgärdsbehov som pekats ut av denna studie. Bland annat finns ett behov av att nätägare får incitament för att ta större risk, med utformande av ekonomiska drivkrafter som medför att nätägare belönas för att möjliggöra flexibilitet. Nätägare behöver också i högre grad omfattas av regler som tvingar nätägare till att planera för kapacitet utöver dimensionerat behov – exempelvis genom överanslutning – vilket skapar ett större behov av att köpa den flexibilitet som i dagsläget utgörs av en teknisk potential, men inte omsätts av systemet genom marknadsmässig aktivering.

Utöver detta behöver nätägare också tillgängliggöra information till aktörer på marknaderna, bland annat genom att tillgängliggöra lokalnätstariffer via API men också genom att tydliggöra sina prognoser för flexibilitetsbehov. Nätägare, och samverkan mellan nätägare, spelar också en central roll gällande andra aspekter som behöver utvecklas för att öka samspelet mellan marknaderna – och underlätta för aktörer att erbjuda sin flexibilitet till olika flexibilitetsmarknader. Här blir bland annat harmonisering av produkter mellan olika marknader, enhetliga förkvalificeringsprocesser och tariffer, samordnad systemutveckling samt gemensamma avropsformat och gemensamma API för avrop viktiga byggstenar för att röja hinder för marknadernas deltagare.

Marknadernas effektförmåga tyder på latent flexibilitetspotential

Ett viktigt resultat från analysen över de olika lokala flexibilitetsmarknaderna är studien över marknadernas effektförmåga – det vill säga, hur stor samlad effekt som skulle kunna uppbådas om alla tillgängliga resurser på marknaderna avropades för aktivering av flexibilitet. Analysen av aktivitet på de lokala marknaderna visar att den flexibilitet som faktiskt aktiveras idag endast utgör en bråkdel av den totala förkvalificerade effektförmågan. Om alla förkvalificerade resurser skulle aktiveras samtidigt – både på stödtjänstmarknader och på lokala flexibilitetsmarknader – skulle volymen motsvara en betydande andel av det svenska elsystemets totala reglerförmåga. Detta faktum indikerar att det finns en stor latent flexibilitetspotential som ännu inte utnyttjas, bland annat på grund av att marknadsstrukturer och incitament inte är tillräckligt utvecklade för att mobilisera flexibilitetsresurserna i praktiken.

Träffsäkra prognoser och kommunikation av behov ökar tillit och deltagande

För att på bättre sätt nyttja den latent flexibilitetspotentialen behöver nätägare få tillgång till bättre prognosverktyg, och öka träffsäkerheten i sina korttidsprognoser, för att avgöra hur förkvalificerade resurser och den tillgängliga effektförmågan kan användas och stötta nätets behov. Att nätägarna också kommunicerar sina prognoser för flexibilitetsbehov – vilket de genom reglering är ålagda att göra i sina nätutvecklingsplaner – ger också tydligare signaler om långsiktighet och förutsägbarhet till möjliga flexibilitetsleverantörer. Nätutvecklingsplaner som tydligt anger var och när flexibilitet efterfrågas skapar en transparens och tillit, som kan överbrygga barriärer av att de lokala flexibilitetsmarknaderna idag uppfattas som osäkra, vilket hämmar likviditet och investeringsvilja hos aktörer som förfogar över flexibla resurser. Erfarenheter från internationella projekt visar att tydliga behovsprognoser kan öka intresset för deltagande markant.

Bortom marknaderna – behov av att utveckla prissignaler och andra verktyg för flexibilitet

Utöver de olika marknadsplatserna för flexibilitet spelar prissignaler en viktig roll för att frigöra den tekniska flexibilitetspotentialen i elsystemet. Elprisets variationer och dynamiska avtal skapar incitament för kunder att anpassa sin elanvändning; på samma sätt kan elnätstariffer bidra till att generera implicit flexibilitet, genom att jämna ut belastningen och minska effekttoppar. I praktiken finns det dock utmaningar: tariffernas utformning varierar, och uppfattas ofta som svårförståeliga för både kunder och aktörer på marknaderna, vilket kan minska incitamenten. Felaktig eller bristfällig utformning av tariffer kan också resultera i motstridiga prissignaler relaterat till de prissignaler som elpriser utgör; en kund som tidigare styrt exempelvis elbilsladdning eller annan ökad elkonsumtion till tidpunkter då lägre priser råder – exempelvis dagtid, vid god tillgång till produktion och generellt lägre efterfrågan på el – kan vid dessa tidpunkter, om tariffen inte är ändamålsenligt utformad, "straffas" för sin ökade elanvändning på grund av hög effekttariff vid tidpunkten. Vid sådan tariffutformning blir tariffen ett trubbigt instrument som kan minska incitament för att frigöra flexibilitet.

Även villkorade avtal är ett flexibilitetsverktyg som behöver utvecklas vidare, inte minst när det gäller applikation av det villkorade avtalet som flexibilitetslösning. Resultaten i denna rapport pekar på att villkorade avtal kan vara ett lämpligt verktyg för att hantera variabel produktion samt tillkommande elanvändning, men inte flexibla resurser. Aktörer från olika typer av verksamheter och roller på elmarknaden, som medverkade i en workshop om olika flexibilitetsverktyg för olika ändamål, anser dock att villkorade avtal är mest lämpliga att använda i fall där ersättning utgår för aktivering av flexibilitet genom avtalen. Villkorade avtal utan ekonomisk ersättning för aktivering anses av samma aktörer vara det minst lämpliga verktyget att använda för att frigöra flexibilitet.

Resultaten från en desktopstudie som gjorts inom arbetet med denna rapport visar att tariffer och villkorade avtal är de verktyg som nätägare lägger störst tonvikt vid i sina nätutvecklingsplaner. Mot bakgrund av detta är det särskilt viktigt att beakta de utvecklingsbehov som finns kopplade till tariffutformning och hur villkorade avtal utformas och används i elsystemet framöver. Därtill behöver nätägare lägga ökat fokus på att utveckla marknadsbaserade och mer frivilliga metoder och lösningar, samt utveckla hur dessa kan samverka med kompletterande verktyg som villkorade avtal.

Vägen framåt

Rapporten visar att flexibilitet redan idag bidrar till elsystemets funktion, och att både nationella och lokala marknader för flexibilitet har utvecklats över de senaste åren. Samtidigt visar den analys som gjorts att flexibilitetens fulla potential ännu inte är frigjord genom de marknader och verktyg som finns tillgängliga för att realisera flexibilitet. För att ta nästa steg behövs:

- **Mognare marknader som i större utsträckning koordineras**, för att erbjuda stabila och långsiktiga intäktsmöjligheter för leverantörer av flexibilitet – samtidigt som också nätägarna, flexibilitetens behovsägare, får en långsiktighet och tillförlitlighet i utbudet av flexibilitet på marknaderna.
- **Utvecklade roller och regelverk** som gör det enklare för nätägare, aggregatorer och andra flexibilitetsleverantörer att frigöra flexibilitetspotentialen.
- **Bättre prognoser och ökad transparens om behov** för att skapa tillit och förutsägbarhet för marknadernas aktörer.
- **Effektivare prissignaler som samspekar med varandra** och stärker incitamenten för kunder och resurser att agera flexibelt utefter systemets behov.
- **Utveckling och utrullning av digitala verktyg och strategier** som möjliggör flexibel drift och förbättrar upplevelsen och effektiviteten av marknader och andra verktyg för flexibilitet.

Med dessa förutsättningar kan flexibilitet bli en självklar och tillförlitlig resurs i elsystemet – vilket stärker systemets stabilitet, minskar samhällskostnader, undviker onödiga nätinvesteringar och påskyndar elektrifieringen.