

Oktober 2025

FlexAbility

Potential, värde och målkonflikter
för nya flexibilitetsresurser

Delrapport 3:

Det ekonomiska värdet av flexibilitet för lokala elnät

Det ekonomiska värdet av flexibilitet för lokala elnät

I denna delrapport redovisas resultaten från projektet FlexAbilitys studie av hur alternativkostnaden för flexibilitet kan tolkas och jämföras med kostnaden för nätförstärkningar. Studiens syfte har varit att bidra till en ökad förståelse för hur flexibilitet kan värderas ekonomiskt och användas som ett strategiskt verktyg i nätplanering. Delrapporten presenterar praktiskt användbara verktyg och metoder för att underlätta beslutsfattande kring flexibilitet som alternativ till nätutbyggnad. Arbetet i delrapporten har utförts av Plexigrid och Ellevio åren 2023–2025. Projektet FlexAbility har koordinerats av Power Circle.

Energisystemet befinner sig i en snabb omställning där elektrifiering, lokal produktion och ökad efterfrågefleksibilitet ställer nya krav på det lokala elnätet. Samtidigt som behovet av kapacitet ökar, växer intresset för att använda flexibla lösningar som ett alternativ eller komplement till traditionell nätutbyggnad. För elnätsföretag innebär detta både nya möjligheter och utmaningar – inte minst kopplat till hur flexibilitet ska värderas, aktiveras och integreras i nätplaneringen.

Utgångspunkten för arbetet har varit tre centrala frågeställningar:

- Hur kan nyttan av flexibilitet värderas för det lokala elnätet?
- Hur skapas förutsättningar för nätbolag att använda flexibla alternativ?
- Hur påverkas det lokala elnätet om flexibilitet aktiveras i stor omfattning för andra ändamål?

Med hjälp av data från ett pilotområde i Ellevios nät – omfattande en fördelningsstation med abonnemang mot överliggande regionnät, och cirka 50 000 slutkunder – har ett antal studier och simuleringar genomförts. Syftet har varit att analysera olika lastsituationer och flexibilitetsscenarier kopplat till befintliga incitament för nätägare, samt att värdera potentialen för flexibla lösningar ur ett kapacitetsperspektiv. Kostnader för traditionell nätförstärkning har också inkluderats för att möjliggöra jämförelser mellan alternativkostnad för flexibilitet och nätutbyggnad.

För att analysera det ekonomiska värdet av flexibilitet för lokala elnät har tre studier genomförts:

1. Incitament för effektivt nätutnyttjande
2. Optimering av abonnemang mot överliggande nät
3. Flexibilitet som alternativ till nätutbyggnad

För att också förstå hur flexibilitet kan påverka det lokala elnätet negativt har även en studie av aggregerat deltagande av Vehicle-to-Grid (V2G) på frekvensregleringsmarknaden gjorts.

Projektet är delfinansierat av Energimyndigheten.

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	Forskningsartiklar	Övriga publikationer
- 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	- 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.	- 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 - Haeflter, N. (2025). Flexibilitet i det svenska elsystemet - en kartläggning av olika resurser ekonomiska potential
    	  	   

Innehållsförteckning

Översikt över rapporter från projektet FlexAbility	3
Hur kan nyttan av flexibilitet värderas för lokala elnät?	5
<i>Studerat nätområde för analys</i>	5
<i>Aktuell intäktsreglering för elnätsföretag på distributionsnivå</i>	6
<i>Affärsvärde som kan skapas inom ramen för befintlig reglering</i>	8
Effektivt nätutnyttjande – kvantifiering av incitament för en gränspunkt	9
<i>Teoretiskt maxvärde på flexibilitet för effektivt nätutnyttjande i Station A</i>	10
<i>Diskussion: Incitament för effektivt nätutnyttjande</i>	12
Flexibilitet för optimering av abonnemang mot överliggande nät	15
<i>Minskning av regionnätsabonnemanget i Station A och Station B</i>	15
<i>Beräkning av den optimala nivån på abonnemanget</i>	19
Alternativkostnad för kapacitetsförstärkande projekt	25
<i>Lastprognos för station med bussladdning</i>	25
<i>Flexibilitetsbehov för att undvika nätförstärkning</i>	28
<i>Jämförelse av kostnader för nätförstärkning och flexibilitet</i>	28
<i>Generaliserad kostnad för 1 MW kapacitetsförstärkning</i>	30
<i>Diskussion: Alternativkostnad för kapacitetsförstärkande projekt</i>	32
Hur påverkas det lokala elnätet om man aktiverar mycket flexibilitet för andra nätnivåer? Studie av V2G i lokalnät	34
<i>Studerat nätområde för analys</i>	35
<i>Metodbeskrivning</i>	36
<i>Scenariodesign</i>	37
<i>Kriterier för tröskelvärden</i>	37
<i>Resultat av V2G-studien</i>	38
<i>Jämförelse av resultat med referensområde</i>	38
<i>Diskussion: Studie av V2G:s påverkan på lokalnät</i>	39
Slutsatser: Det ekonomiska värdet av flexibilitet för lokala elnät	41

Hur kan nyttan av flexibilitet värderas för lokala elnät?

I takt med att elektrifieringen av samhället tilltar och kapacitetsutmaningarna i elnäten ökar, blir flexibilitet en allt viktigare del av elnätsföretagens verktygslåda. Detta kapitel analyserar hur värdet av flexibilitet kan kvantifieras och realiseras inom ramen för dagens svenska intäktsreglering, med utgångspunkt i Ellevios lokalnät i en kranskommun till Stockholm.

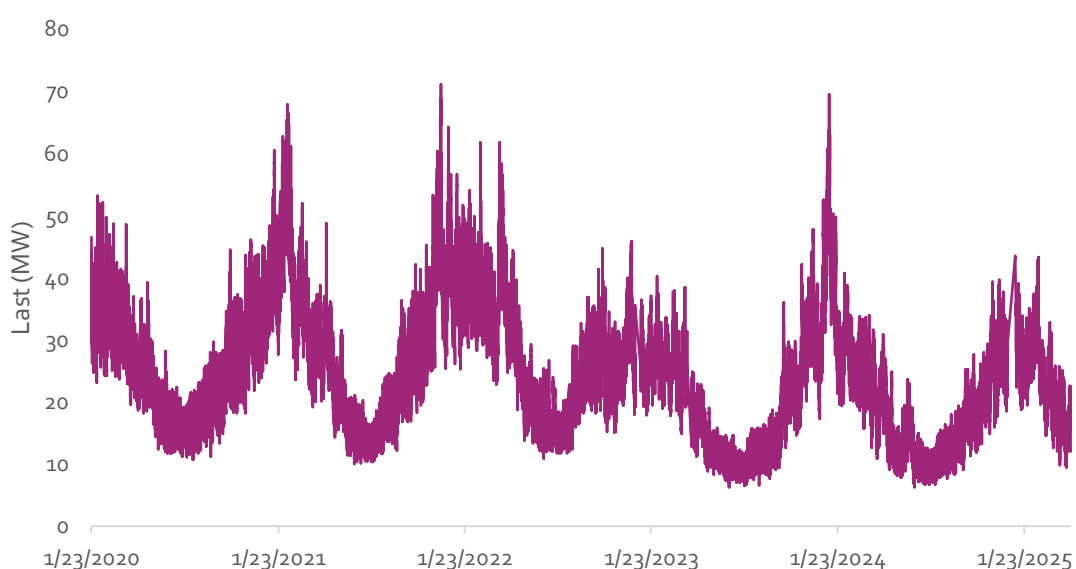
Fokus ligger på två huvudsakliga incitament: effektivt nätutnyttjande och optimering av abonnemang mot överliggande nät. Genom att kombinera lastdata, simuleringar och regulatoriska modeller illustreras det hur nätbolag kan använda flexibilitet för att minska topplaster, möjliggöra snabbare anslutningar samt undvika eller skjuta upp investeringar, och därmed stärka både ekonomisk effektivitet och leveranssäkerhet.

Utöver dessa regulatoriska incitament har även alternativkostnaden för nätutbyggnad jämfört med att använda flexibilitet i samband med anslutning av en elbussdepå analyserats. Genom att ställa investeringskostnader för traditionell nätförstärkning mot värdet av att temporärt avlasta nätet med flexibla resurser fås en konkret bild av flexibilitetens potentiella affärsvärde som alternativ till eller som brygglösningar till konventionella lösningar.

Studerat nätområde för analys

Data från åren 2023 och 2024 från Ellevios lokalnät i en kranskommun till Stockholm har använts för alla simuleringar och beräkningar i den här studien. Många av simuleringarna är gjorda för en station som i den här rapporten kallas för Station A; en transformatorstation på 70/20 kV. Station A har ett abonnemang mot överliggande regionnät som ägs av ett annat elnätsbolag, och fördelar el till tre andra transformatorstationer som förser ungefär 50 000 elnätskunder med el. Abonnemanget var under åren 2023–2024 på 55 MW.

Figur 1 visar lastprofilen i Station A under åren 2020–2025. Effektförbrukningen i stationen ligger mellan cirka 10 och 60 MW under perioden.



Figur 1. Lastprofil för Station A 2020–2025.

Aktuell intäktsreglering för elnätsföretag på distributionsnivå

Svensk intäktsreglering för elnätsföretag styr hur mycket intäkter ett nätbolag får ta ut från sina kunder under en reglerperiod, som i Sverige idag sträcker sig över fyra år. Regleringen har som mål att skapa en balans mellan konsumentskydd och incitament för effektivt nätutnyttjande, investeringar och leveranssäkerhet. Nuvarande reglerperiod pågår 2024–2027.

Elnätsföretagens kostnader kan delas upp i löpande kostnader och kapitalkostnader. De får ta ut en skälig avkastning på sina kapitalbaserade investeringar (den så kallade reglerade kapitalbasen), vilket inkluderar nätinфраstruktur som kablar, transformatorstationer och liknande.

Elnätsföretagens löpande kostnader och ersättning delas upp i två olika kategorier, påverkbara och icke påverkbara kostnader:

- **Påverkbara kostnader** avser kostnader som nätföretaget i viss mån kan styra över, till exempel drift och underhåll, planerade investeringar och vissa administrativa utgifter.
- **Icke påverkbara kostnader** omfattar kostnader som nätbolaget inte kan påverka, exempelvis avgifter för överliggande nät (elnätsabonnemang) och energiskatter. Dessa ersätts i regel fullt ut utan möjlighet till marginal eller påslag.

Energimarknadsinspektionen (Ei) tillämpar en modell där företagens påverkbara kostnader granskas, och ett årligt effektiviseringskrav ställs baserat på deras individuella effektivitet. Detta innebär att nätföretagen kontinuerligt förväntas minska sina påverkbara kostnader – utan att det påverkar leveranskvalitet eller driftsäkerhet.

Ett problem i detta sammanhang är att kostnader för flexibilitet ofta klassificeras som operativa kostnader eller som inköp av externa tjänster – till exempel när flexibilitet upphandlas från aggregatorer eller via lokala flexmarknader. Eftersom sådana kostnader varken räknas in i kapitalbasen eller ersätts med avkastning, finns inget ekonomiskt incitament i reglermodellen att ersätta en investering med en motsvarande flexibel lösning. Tvärtom riskerar nätbolaget att försämra sin lönsamhet genom att välja flexibilitet framför traditionell nätutbyggnad.

Detta skapar en obalans i valmöjligheterna: även om en flexibel lösning är tekniskt möjlig och samhällsekonomiskt fördelaktig, blir det ur ett strikt företagsekonomiskt perspektiv ofta mer rationellt för nätbolaget att investera i konventionell nätinфраstruktur. Både flexkostnader och investeringar kan föras vidare i intäktsramen, men investeringar ger därutöver en reglerad avkastning på kapitalbasen, vilket skapar ett incitament att välja investeringen framför flexibilitet.

Sammantaget innebär detta att dagens reglermodell inte skapar neutrala eller balanserade villkor mellan investeringar och operationella alternativ, vilket kan hämma utvecklingen av kostnadseffektiva och snabbbrörliga flexibilitetslösningar i distributionsnäten. Detta är särskilt problematiskt i en tid då många nät är hårt belastade och investeringar i ny kapacitet ofta drar ut på tiden. Samtidigt pekar Ei:s förslag för kommande reglerperiod mot en kraftig förstärkning av TOTEX-incitamenten, vilket riskerar att gå långt åt andra hållet och försvaga drivkrafterna för nödvändiga långsiktiga nätinvesteringar.

EIFS 2023:6¹ är en föreskrift från Energimarknadsinspektionen (Ei) som reglerar hur svenska nätbolag ska beräkna och rapportera sina intäktsramar med avseende på kvaliteten i nätverksamheten och effektivt nätutnyttjande. Den trädde i kraft 2023 och syftar till att säkerställa att nätavgifterna är rimliga och rättvisa för konsumenterna, samtidigt som nätbolagen ges incitament att driva sina verksamheter effektivt och investera i elnätets utveckling. Syftet med EIFS 2023:6 är i grund och botten att driva nätbolagen mot ett mer effektivt nätutnyttjande, säkerställa rimliga avgifter för kunderna och göra hållbara investeringar i elnätet.

Paragraf 11 definierar vad som avses med effektivt nätutnyttjande:

11 § Med ett effektivt nätutnyttjande avses låga nätförluster och en jämn effekt i nätet utifrån vad som är rimligt med avseende på nätkoncessionshavarens objektiva förutsättningar.

En jämn effekt i nätet mäts med den så kallade utnyttjandegraden:

Utnyttjningsgrad: Kvoten mellan medelvärdet av samtliga dygnsmedeleffekter och medelvärdet av de fyra högsta dygnsmaxeffekterna under ett kalenderår.

$$\text{Utnyttjningsgrad} = \frac{\text{Medelvärde av dygnsmedeleffekterna}}{\text{Medelvärdet av de fyra högsta dygnsmaxeffekterna}}$$

Enligt EIFS 2023:6 används utnyttjandegraden som en indikator för att justera intäktsramen för varje kalenderår. En högre utnyttjningsgrad innebär att nätet används mer effektivt, vilket kan minska behovet av investeringar i nya kapacitetsförstärkningar. En lägre utnyttjningsgrad kan leda till högre kostnader för nätbolaget på grund av överbelastning och ineffektiv användning av resurser. Utnyttjandegraden jämförs med ett normvärde som reflekterar historisk utnyttjningsgrad. Under nuvarande reglerperiod används åren 2020–2021 som referensperiod.

Om utnyttjandegraden är högre än normvärdet leder det till en positiv justering av intäktsramen. Om utnyttjandegraden är lägre än normvärdet leder det till en negativ justering. Utnyttjandegraden beräknas för hela bolagets lokalnät och regionnät i alla gränspunkter mot överliggande nät.

Justeringen av intäktsramen, dvs. incitamentet för att jämna ut nätbelastningen, beräknas som skillnaden mellan utnyttjandegraden och normvärdet multiplicerat med kostnaderna för överliggande nät.

Normvärde = Medelvärdet av utnyttjandegraden under referensperiod (2020 – 2021)

*Incitament = (Utnyttjandegrad – Normvärde) * Kostnader för överliggande nät*

Ett sätt att jämna ut nätbelastningen – och därigenom öka nätets utnyttjningsgrad – är att aktivera flexibla resurser, såsom efterfrågefleksibilitet eller energilager. För att undersöka hur stort det ekonomiska incitamentet för effektivt nätutnyttjande faktiskt är i praktiken, har ett beräkningsexempel, som redovisas i kapitlet nedan, tagits fram baserat på verkliga historiska lastdata från Station A, som också beskrivs i nästa kapitel.

¹ Energimarknadsinspektionen (2023), [Energimarknadsinspektionens föreskrifter om vad som avses med kvaliteten i nätverksamheten och vad som avses med ett effektivt utnyttjande av elnätet vid fastställande av intäktsram](#). (EIFS 2023:6).

Det är dock viktigt att notera att incitamenten i regleringen omfattas av ett övre tak. Enligt EIFS 2023:6 finns två andra incitament utöver effektivt nätutnyttjande: ett för leverans kvalitet och ett för nätförluster. Justeringar av intäktsramen från dessa incitament får årligen inte överstiga en tredjedel av den tillåtna avkastningen på kapitalbasen, varken för något enskilt incitament eller för samtliga incitament sammantaget.

Affärsvärde som kan skapas inom ramen för befintlig reglering

Trots att dagens regelverk inte uttryckligen är utformat för att styra mot ökad flexibilitet, finns det några mekanismer som indirekt skulle kunna skapa drivkrafter för elnätsföretag att nyttja flexibla lösningar. Ett av dessa är incitamentet kopplat till effektivt nätutnyttjande, där nätbolag belönas för att ha ett högt nätutnyttjande. Det innebär i praktiken att lösningar som till exempel efterfrågeflexibilitet eller energilager kan bidra till att minska topplaster och därmed öka nyttjandegraden av befintlig infrastruktur. Ambitionen bakom incitamentet är att belöna nätbolag för en jämnare belastning och därigenom ett mer effektivt utnyttjande av nätresurserna. I praktiken beräknas dock utnyttjandegraden utifrån gränspunkterna mot överliggande nät, vilket innebär att måttet inte nödvändigtvis speglar hur effektivt det egna nätet som helhet används och om nettoeffekten innebär att det blir billigare för kunderna att anslutna till elnätet.

Ytterligare ett incitament finns i möjligheten att optimera abonnemanget mot överliggande nät, där flexibilitet kan användas för att hantera effektuttaget – antingen för att säkerställa att abonnemanget inte överskrider, eller för att aktivt minska abonnemangsavgiften. I nuläget betraktas kostnader till överliggande nät som en opåverkbar kostnad för elnätsbolaget, och som fullt ut får föras vidare till elnätsbolagets kunder. Incitamentet ligger därför i att hålla nere tariffkostnaden för nätbolagets kunder och på så sätt öka kundnöjdheten. Detta är dock något som eventuellt kan ändras till nästa reglerperiod, då TOTEX-incitament planeras att införas – vilket i så fall skulle öka incitamentet för nätbolagen till att minska opåverkbara kostnader.

Det är samtidigt viktigt att notera att flexibilitetstjänster inte ger samma grad av resiliens som investeringar i fysisk infrastruktur. Även med motkrav på leverantörer kan leveranssäkerheten vara begränsad, och sådana krav tenderar dessutom att öka kostnaden.

Det finns även andra typer av indirekta incitament för flexibilitet i elnätet som inte behandlas i detalj i denna rapport. Exempel på sådana är:

1. Brist på entreprenörer för att genomföra nätförstärkningsåtgärder, samt långa leveranstider på komponenter såsom transformatorer och brytare, till följd av hög global efterfrågan. Dessa faktorer kan göra flexibilitetslösningar mer attraktiva som alternativ till traditionella nätinvesteringar.
2. Minskning av ledtider för nyanslutningar. Flexibilitet kan vara ett medel för att tidigarelägga anslutning innan nätförstärkningar är klara.
3. Genom att använda flexibilitet som backup vid avbrott, planerat underhåll eller tillfällig kapacitetsbrist, kan nätbolaget förbättra sin leveranssäkerhet.
4. Huruvida flexibilitetsåtgärder är billigare än traditionella nätförstärkningar med tanke på investeringars tidsperspektiv vs flexibilitetslösningars tidsperspektiv.

Effektivt nätutnyttjande – kvantifiering av incitament för en gränspunkt

För att kvantifiera incitamentet för effektivt nätutnyttjande har situationen i fördelningsstationen i Station A analyserats som ett specifikt exempel för året 2023. En analys av hur mycket en sänkning av maxeffekten är värd per MWh har också genomförts.

I den här studien genomförs en analys av effektivt nätutnyttjande för en enskild transformatorstation. I Ellevios fall är detta en förenkling, men exemplet illustrerar hur en sådan beräkning skulle kunna genomföras om elnätsbolagets nät enbart bestod av elnätet under en enskild station – vilket faktiskt kan vara fallet för många mindre lokalnät. För Ellevio görs dock beräkningarna i praktiken som en summering av alla gränspunkter i hela bolagets nät.

Normvärdet för referensperioden 2020–2021 för gränspunkten i Station A beräknas till 44,02 %, genom att ta medelvärdet för det effektiva nätutnyttjandet för de två åren.

Dygnsmedeleffekten och medelvärdet av de fyra högsta dygnseffekterna hämtas från lastprofilen för 2023. Tillsammans med normvärdet ger dessa parametrar en utnyttjandegrad på 38,88 %. Utnyttjandegraden är alltså lägre under 2023 än under referensperioden.

Dygnsmedeleffekt:	19,64 kW
Medelvärde, fyra högsta dygnseffekter:	50,51 MW
Normvärde:	44,02 %

$$Utnyttjandegrad\ 2023 = \frac{19,64}{50,51} = 38,88\ %$$

Med en abonnemangskostnad beräknad till 17 980 000 kr för gränspunkten kan totala incitamentet beräknas. I fallet Station A har utnyttjandegraden minskat från 44,02% till 38,88% mellan referensperioden och år 2023; därför påverkar det intäktsramen negativt med -924 000 kr.

$$Incitament = (44,02 - 38,88) * 17\ 980\ 000\ kr = -924\ 000\ kr$$

Det är värt att notera att Station A inte är ett unikt fall då en sjunkande utnyttjandegrad syns hos flera svenska nätbolag under senare år. En möjlig förklaring är att anslutning av ny elproduktion som vindkraft och solceller, gör att dygnsmedeleffekten i gränspunkterna tenderar att minska mer än de fyra högsta dygnseffekterna. Detta minskar utnyttjandegraden, trots att det snarare är en effekt av förändrad produktions- och konsumtionsmix än av bristande effektivitet i nätutnyttjandet. Det står klart att incitamentet leder till relativt stora avdrag på enskilda nätföretags avkastning, till följd av anslutning av intermittent elproduktion. Att dessa företag i bästa fall kan använda flexibilitet för att få ett något mindre avdrag kan endast i begränsad utsträckning kompensera för effekten av incitamentet.

Teoretiskt maxvärde på flexibilitet för effektivt nätutnyttjande i Station A

För att aktivt förbättra utnyttjandegraden kan nätbolaget jobba med olika metoder för att reducera toppar och dalar i belastningen. Kundernas flexibilitet kan användas på olika sätt: både implicit, genom olika typer av effekttariffer, och explicit, genom aktivering av marknadsbaserad flexibilitet eller styrning av bilaterala avtal.

Då incitamenten baseras på de högsta dygnseffekterna under året är träffsäkra korttidslastprognoser för nätbolagets hela elnät en förutsättning för att kunna förbättra nätutnyttjandet med hjälp av flexibilitet. Korttidslastprognosen bör kunna identifiera när de högsta dygnsmaxeffekterna kommer att inträffa för att på så sätt kunna aktivera flexibilitetsresurser för nedstyrning. För att beräkna det teoretiska maximalvärdet på flexibilitet i fallet Station A gör vi följande antaganden och förenklingar:

1. Analysen baseras på historiska data, vilket skulle innebära en prognosträffsäkerhet på 100 %. I verkligheten innebär prognosfel att en större mängd flexibilitet än optimalt kommer att behöva aktiveras.
2. Kostnader för nya system och verktyg för prognostisering, optimering och aktivering av flexibilitet tillkommer – och behöver räknas bort från värdet på flexibiliteten.
3. Förskjutning av lasten som reduceras vid aktiverad flexibilitet, och den så kallade rebound-effekten², tas inte hänsyn till i beräkningarna. Incitamentet kan påverkas både positivt och negativt av dessa effekter. Om en last förskjuts i tid och skapar en ny last kan den eventuellt vara värre än den last som försökte undvikas. Om en last däremot förskjuts till en dal, kommer dygnsmedelvärdet att öka – och skillnaden mellan toppar och dalar kommer att minska – vilket ökar utnyttjandegraden.

Följande metod har använts för att beräkna maximalt värde på flexibilitet för effektivt nätutnyttjande:

1. Utgångspunkt: Timdata för ett helt år

Analysen utgick från ett dataset med timvisa effektvärden (8760 timmar) för ett helt år.

Utifrån detta:

- o Identifierades timmarna med högst effektuttag
- o Årsmedeleffekten beräknades
- o Årsmaxeffekten (den högsta enskilda timmen) togs fram.

2. Aktivering av 1 MWh flexibilitet

Timmen med högst effektuttag identifierades, och dess värde minskades med 1 MW. Det motsvarade en aktivering av 1 MWh flexibilitet.

3. Beräkning av ny utnyttjandegrad

Efter varje flexibilitetsaktivering:

- o Räknades årsmedeleffekten om (den påverkas marginellt)
- o En ny årsmaxeffekt identifierades (den kunde minska om just den kapade timmen var den högsta)
- o En ny utnyttjandegrad beräknades.

² Inom elnätssdrift uppstår rebound-effekten när aktivering av flexibilitet för att kapa effekttoppar leder till ett förskjutet men inte nödvändigtvis minskat eluttag. Det innebär att den tillfälliga lättningen i nätet kan följas av en ökad belastning vid ett senare tillfälle, vilket delvis neutraliserar den önskade effektreduktionen.

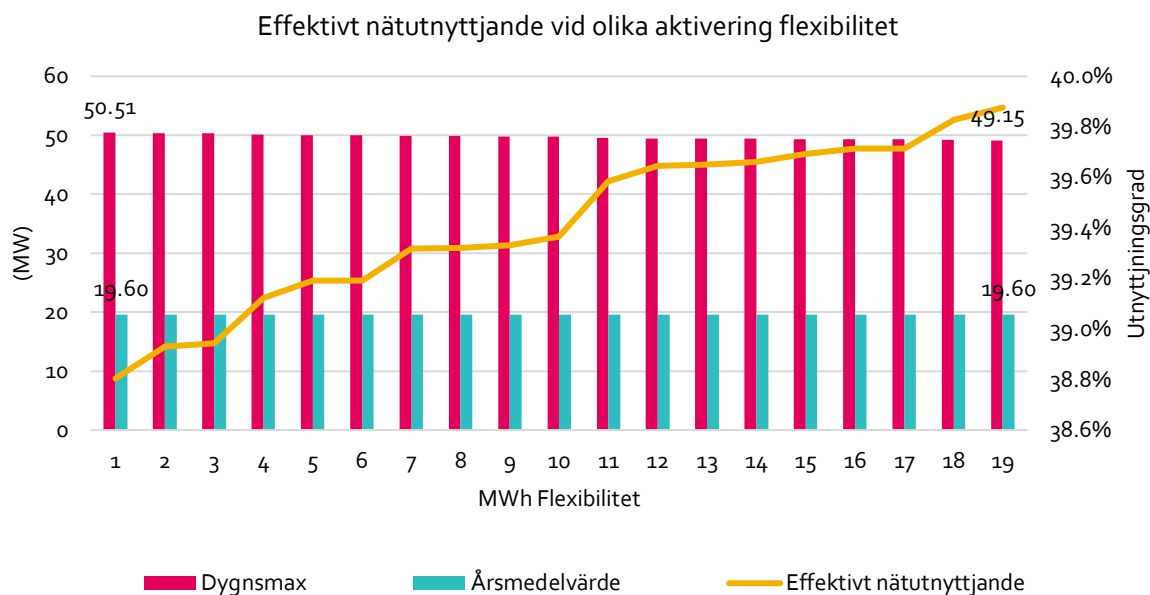
4. Beräkning av incitamentet

Skillnaden i utnyttjandegrad före och efter varje aktivering visade den marginalnytta som 1 MWh flexibilitet gav. Detta kunde tolkas som ett incitament för att använda flexibilitet i stället för att investera i nätförstärkningar.

5. Repetition upp till 20 MWh

Stegen upprepades 20 gånger:

- o Vid varje iteration minskades den då högsta timmen med 1 MW
- o Resultaten samlades i en tabell eller graf som visade hur utnyttjandegraden utvecklades i takt med ökande flexibilitet, se Figur 2.



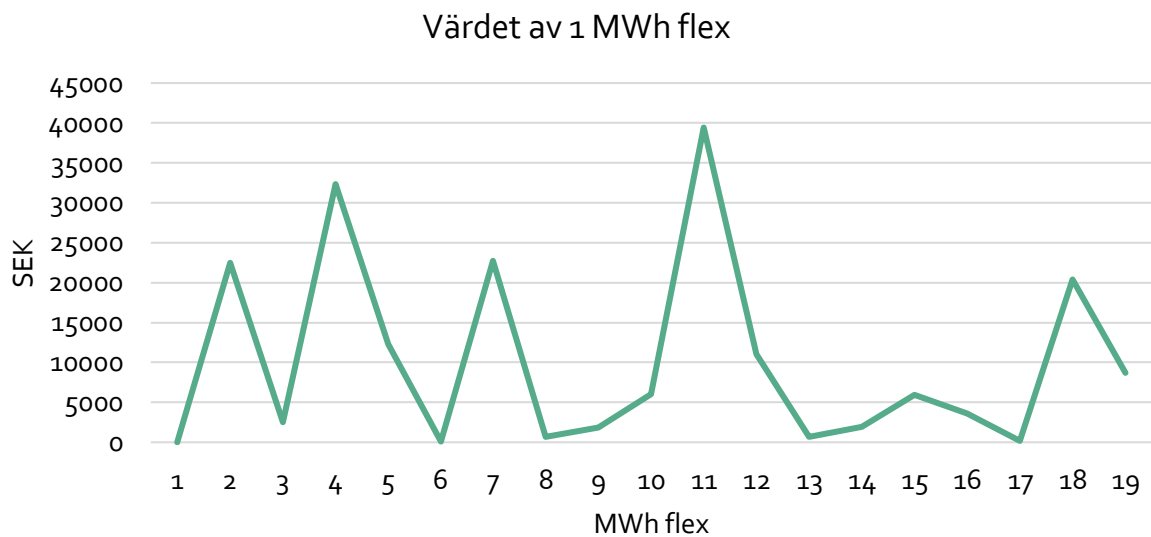
Figur 2. Förändring av utnyttjningsgrad vid ökande reducering av topplaster.

"Dygnsmax" = Medelvärdet av de fyra högsta dygnsmaxeffekterna

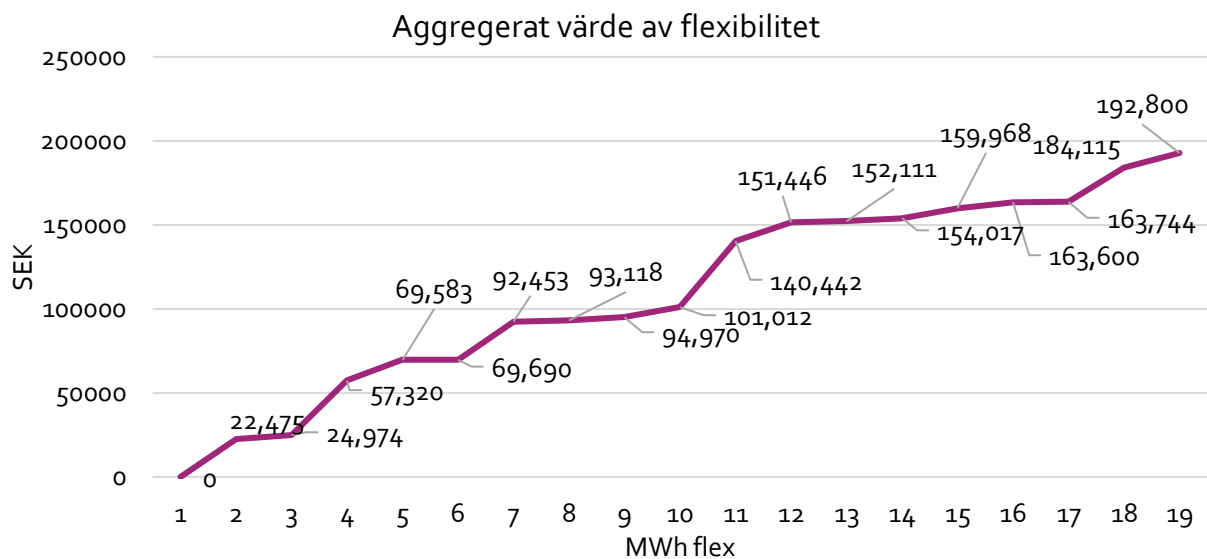
"Årsmedelvärde" = Medelvärde av dygnsmedeleffekterna.

Värdet på en individuellt aktiverad MWh varierar kraftigt beroende på hur stor effekt den har på dygnsmaxeffekten. Det beror i sin tur på hur den detaljerade lastprofilen ser ut per timme. För en lastprofil med få och höga toppar ger varje aktiverad MWh större effekt på maxeffekten än för en mer jämn lastprofil. För fallet Station A kan värdet på varje aktiverad MWh ses i Figur 3. Värdet varierar här mellan 0 och 40 000 SEK/MWh. Det aggregerade värdet ses i Figur 4.

Baserat på 20 MWh av aktiverad flexibilitet beräknas medelvärdet till 10 711 SEK/MWh.



Figur 3. Värdet per aktiverad MWh i Station A.



Figur 4. Aggregerat värde av flexibilitet för ökad aktivering.

Diskussion: Incitament för effektivt nätutnyttjande

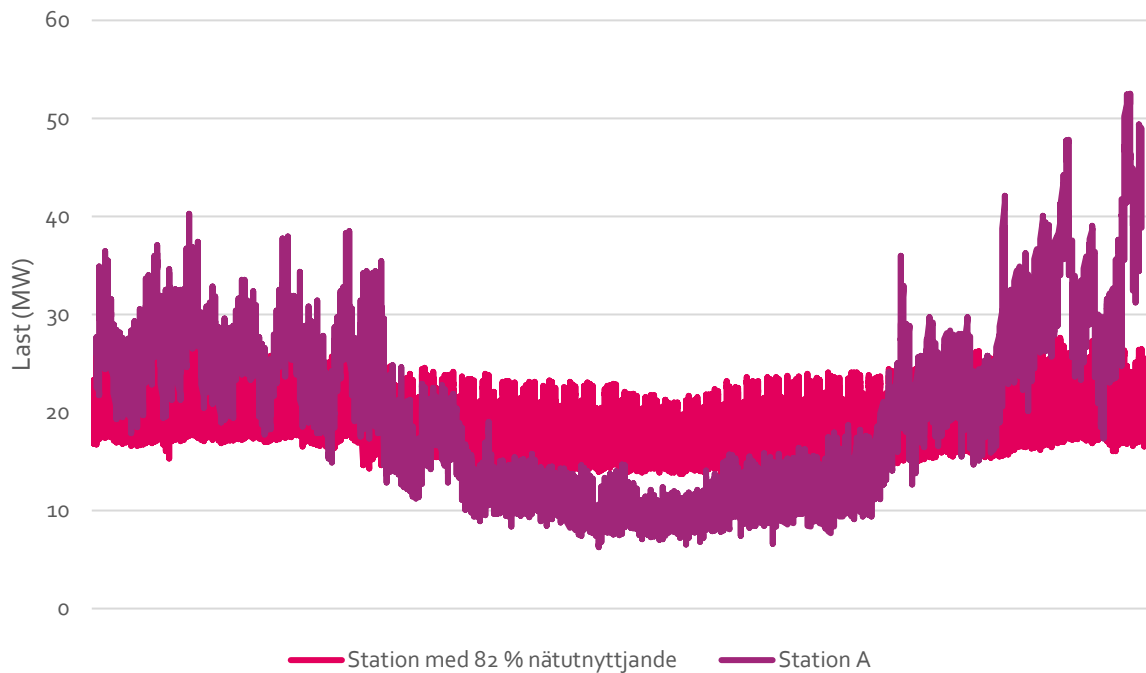
Incitamentet för effektivt nätutnyttjande i dagens elnätreglering syftar främst till att jämna ut belastningen över tid – det vill säga att minska skillnaden mellan låg- och högbelastade timmar. Ett nät med jämn belastning, där medellasten ligger nära topparna, anses ha en hög utnyttjningsgrad. I regleringen mäts dock utnyttjandegraden endast i gränspunkterna mot överliggande nät, vilket innebär att incitamentet inte fångar hur jämnt det interna nätet används utan enbart hur jämnt uttaget är sett från överliggande nivå.

I fallet Station A ger incitamentet för effektivt nätutnyttjande ekonomiskt värde på i snitt 10 711 SEK/MWh för 20 MWh aktiverad flexibilitet. Det kan sägas vara värdet på flexibilitet som ska ställas mot kostnaden för att anskaffa densamma. Det går inte direkt att säga om detta värde är representativt för andra nätområden, eftersom värdet är starkt beroende av hur lastprofilen för anslutningspunkten ser ut. En mer "spetsig" profil, med få och höga toppar, genererar mer värde per MWh än en mer "platt" profil – eftersom mer energi måste aktiveras för 1 MW sänkning av toppen. En bra metod för att avgöra var det är lönsamt att aktivera flexibilitet kan vara att rangordna de olika anslutningspunkterna med avseende på utnyttjningsgrad, och sedan börja undersöka de specifika förhållandena och tillgången på flexibilitet under varje punkt.

I denna analys har ett antagande gjorts om att nätbolaget har tillgång till perfekta korttids-lastprognoser, och kan aktivera flexibilitet exakt vid de timmar då det ger störst effekt. Detta innebär att resultaten visar den teoretiska potentialen av flexibilitetsåtgärder för att förbättra det effektiva nätutnyttjandet. I praktiken är prognososäkerhet och aktiveringsbeslut mer komplexa, vilket kan innebära att nyttan blir lägre än vad som redovisas här.

En intressant iakttagelse är att incitament för effektivt nätutnyttjande inte tar hänsyn till hur nära den fysiska infrastrukturen är sina tekniska gränser. Ett elnät kan alltså ha en mycket jämn och "platt" lastkurva – och därmed en hög utnyttjningsgrad – men ändå vara långt ifrån överbelastning. Det innebär att det finns gott om marginal i kablar och transformatorer, och att behovet av flexibilitet eller investeringar egentligen är lågt; se Figur 5 för ett exempel som illustrerar skillnaden. I figuren jämförs lastprofilen för Station A med en annan transformatorstation i Ellevios nät, där nätutnyttjandet under 2023 var 82 %, jämfört med Station A:s 39 % under samma period.

Denna konstruktion innebär att incitamentet för effektivt nätutnyttjande inte nödvändigtvis leder till att flexibilitet aktiveras på ett sätt som skapar faktisk samhällsnytta eller långsiktigt värde för elnätsbolaget. Incitamentet fokuserar på hur jämnt nätet används i dess gränspunkter och inte på hur hårt det belastas i relation till sina fysiska gränser. Det finns dock ett värde för överliggande nät att varje nätnivå håller en jämn lastkurva, eftersom den aggregerade lasten kan ställa till med problem på nästa nivå.



Figur 5 – Jämförelse mellan Station A och en annan station i Ellevios nät med 82% nätutnyttjande år 2023.

Inriktning för ny intäktsreglering föreslår incitament för lösningsneutralitet

Energimarknadsinspektionen publicerade den 28 maj 2025 en ny inriktning för reglering av elnätsföretagens intäktsramar³. Den föreslår bland annat nya incitament för kostnadseffektivitet. Målet är en TOTEX-lösning som ger incitament till lösningsneutralitet; investeringar i nätinfrastruktur, CAPEX, likställs med investeringar i till exempel mjukvara för effektivisering, OPEX. De nuvarande incitamenten för att förbättra olika aspekter av kvalitet i näten (leveranssäkerhet, nätförluster och effektivt nätutnyttjande) utreds fortfarande, och kommer troligen att göras om så att det bättre samspelar med incitament för kostnadseffektivitet. CEER, en samarbetsorganisation för europeiska reglermyndigheter, släppte också en rapport i maj 2025⁴ där de utreder incitament med fokus på OPEX/CAPEX-neutralitet. Rapporten konstaterar att teknologineutralitet är avgörande för att säkerställa att elnätsföretagen väljer de mest kostnadseffektiva lösningarna – och att en TOTEX-baserad modell för kostnadseffektivitet bör kombineras med kvalitativa incitament för effektivitet och driftsäkerhet.

Utvecklingen pekar mot att både EU och Sverige rör sig i gemensam riktning: mot en reglering som driver kostnadseffektivitet, teknologineutralitet och hög leveranskvalitet. Samtidigt finns en risk att starka incitament för låga kostnader gör att nätbolagen blir mer återhållsamma med kapacitetshöjande investeringar, trots att elnäten kräver stora reinvesteringar de närmaste åren och elektrifiering av bland annat industrin och transportsektorn kräver en utbyggnad av elnätet. Balansen mellan kostnadseffektivitet och långsiktiga nätbehov blir därför avgörande.

³ Energimarknadsinspektionen (2025), [Inriktning för reglering av elnätsföretagens intäktsramar 2028–2031](#).

⁴ CEER (2025), [Incentives in Regulatory Frameworks with a Focus on OPEX/CAPEX Neutrality](#).

Flexibilitet för optimering av abonnemang mot överliggande nät

Ett ytterligare incitament för att använda flexibilitet i elnätet är möjligheten att minska kostnaderna för effektabonnemang mot det överliggande regionnätet. Genom att använda lokal flexibilitet vid effekttoppar kan elnätsägaren sänka sitt abonnemang och därmed sina fasta kostnader. Detta är också högst relevant i områden där det råder kapacitetsbrist i det överliggande nätet – flexibilitet kan då användas för att undvika tillfälliga överträdelser av abonnemanget, eller för att möjliggöra anslutning av fler kunder utan att behöva utöka det befintliga abonnemanget. I dessa fall kan efterfrågefleksibilitet utgöra ett viktigt verktyg, eftersom det lokala nätbolaget vid fall av begränsning mot överliggande nät har mer begränsade möjligheter att påverka genom exempelvis nätförstärkningar eller omfördelning av laster. En annan fördel är att nyttan med flexibilitet i dessa situationer ofta är relativt enkel att kvantifiera, då den kan ställas i direkt relation till abonnemangskostnader. Detta kan vara lättare att översätta i ekonomiska termer jämfört med investeringar i det egna nätet, där kostnader och tidshorisonter kan vara mer osäkra och varierande.

Abonnemang finns både mellan lokalnät och regionnät, samt mellan regionnät och transmissionsnät. För nätområdet som används genomgående som underlag för analys i denna rapport äger Ellevio lokalnätet (Station A och underliggande stationer), och ett annat elnätsbolag äger regionnätet.

Kostnaderna för abonnemangen betraktas som nödvändiga inköp av tjänster, och får i sin helhet föras vidare till nätkunden genom tarifferna – så länge de är effektiva och skäliga. I regleringsmodellen räknas dessa kostnader som driftskostnader (OPEX), vilket innebär att de påverkar hur mycket nätbolaget får ta ut i avgifter. De påverkar dock inte direkt kapitalbasen (tillgångsvärdet), och nätägaren får ingen avkastning på kostnaderna. Även om abonnemangskostnaden i sin helhet bärs av kunderna genom nättarifferna, innebär en sänkning att den kollektiva kostnaden för nätanvändarna minskar. Detta skapar en direkt kundnytta i form av lägre avgifter för elnätskunderna.

För att undersöka hur flexibilitet kan bidra till att optimera abonnemangsuttaget mot överliggande nät har vi analyserat två stationer i en kranskommun till Stockholm med abonnemang mot överliggande nät – Station A och Station B – där respektive abonnemang antagits motsvara stationens historiskt uppmätta maxeffekt. Nyttan av flexibilitet för det lokala elnätet kan vid abonnemangsoptimering belysas genom fyra följande frågeställningar som besvaras i kapitlet:

- Vad är värdet per aktiverad MWh flexibilitet vid olika nivåer av abonnemangssänkningar?
- Hur påverkar olika nivåer av abonnemangssänkningar det totala ekonomiska värdet av flexibilitetsaktiveringar?
- Hur påverkas värdet av flexibilitet när en fast kostnad per aktiverad MWh inkluderas i beräkningen?
- Hur kan den kostnadsoptimala abonnemangsnivån identifieras när flexibilitet finns tillgänglig som resurs?

Minskning av regionnätsabonnemanget i Station A och Station B

Beroende på vilka spänningsnivåer som elen transformeras från och till, gäller olika tariff typer. I det här exemplet sker transformeringen för Station B, precis som tidigare beskrivits för Station A, från 70 kV till 20 kV. För båda gränspunkterna gäller samma tariffnivå och effektrelaterade kostnader, vilka anges i Tabell 3 och är de värden som använts i analysen.

Abonnemangsstrukturen består av följande parametrar:

$$\text{Fast avgift} + \text{Effektavgift} + \text{Överföringsavgift} + \text{Överskridandeavgift aktiv effekt} + \text{Överuttag reaktiv effekt}$$

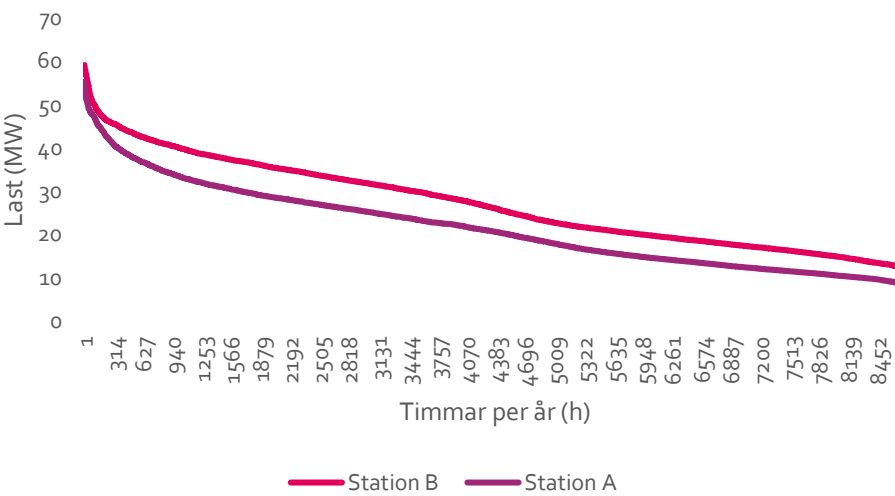
Abonnemanget i gränspunkten mot överliggande nät för Station A antas i studien vara 55 MW och abonnemanget i gränspunkten mot överliggande nät för Station B antas vara 59 MW. I Tabell 3 presenteras de kostnader som antagits i studien.

Avgiftstyp	Kostnad
Årseffektavgift	195 000 SEK/MW
Överskridandeavgift aktiv effekt	390 000 SEK/MW

Tabell 3 - Kostnader för regionnätsabonnemang 2024. Notera att avgiften för överskridande av aktiv effekt 2024 var 2 gånger årseffektavgiften. Den är numera (2025) 1,5 gånger årseffektavgiften.

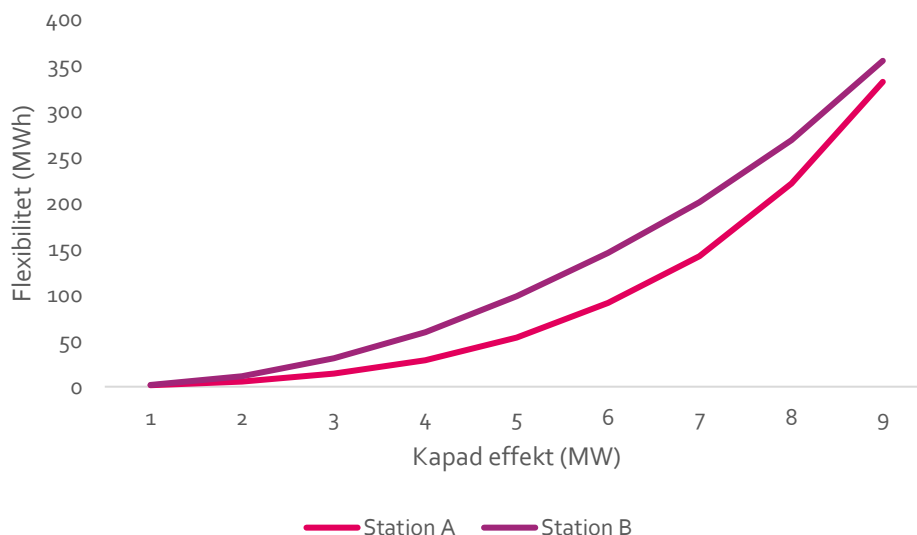
Det finns skillnader mellan nätföretag för hur utnyttjat abonnemang beräknas och hur kostnader för en övertrassering tas ut. I vissa fall utgår avgiften från den högsta timvisa effekten under en enskild månad eller en längre tidsperiod, exempelvis två månader, medan andra tariffer tillämpar särskilda straffavgifter för varje timme som abonnemanget överskrids. I denna rapport har vi, för att förenkla analysen, antagit att det utnyttjade abonnemanget bestäms av årets högst uppmätta timvisa effekt.

Vi utgår från historiska timvärden för stationernas effektuttag (MW), sorterade från högst till lägst för årets alla timmar, i ett varaktighetsdiagram vilket illustreras i Figur 7. De timmar längst till vänster i figuren är de som behöver kapas för att minska maxeffekten, och på så vis även abonnemanget för gränspunkten. Varaktighetsdiagrammet är ett bra verktyg för att illustrera hur en spetsigare lastprofil – med hög last under få timmar – är mer lämpad för aktivering av flexibilitet, än en plattare profil som har en mer jämn fördelning.



Figur 7. Varaktighetsdiagram för de två gränspunkterna Station B och Station A för årets samtliga timmar

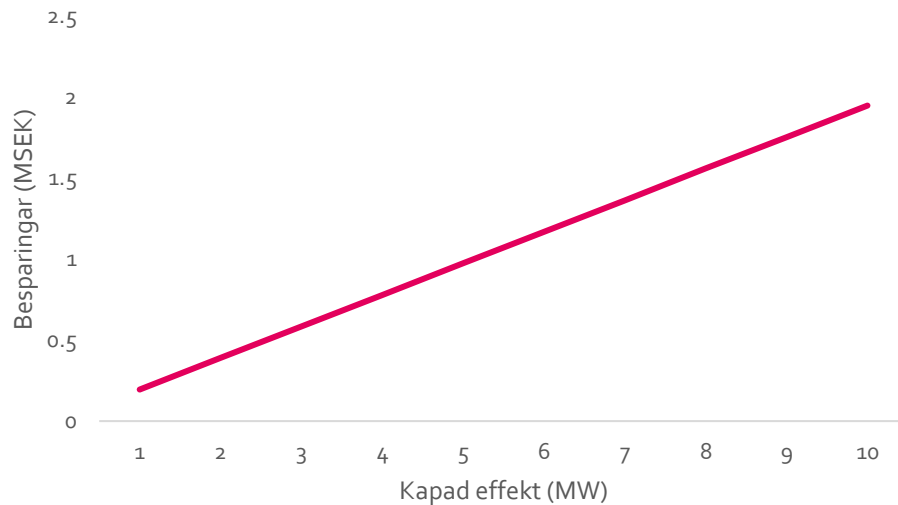
För att analysera värdet av flexibilitet vid abonnemangsoptimering, med hänsyn till vad flexibilitet kan köpas för idag, gjordes en beräkning av behovet av aktiverad flexibilitet i steg om 1 MW minskning av abonnemanget. För varje minskning behöver alla laster över den nya gränsen kapas. Mängden energi som behövs för varje steg varierar efter effektprofilen, och värdet blir därför olika för olika steg. Figur 8 illustrerar hur behovet av energi ökar med ökad effekt. Förhållandet är inte linjärt eftersom när effektkurvan plattas ut kommer fler timmar att falla över abonnemangsgränsen.



Figur 8. Behov av aktiverad flexibilitet (MWh) per reducerad effekt (MW).

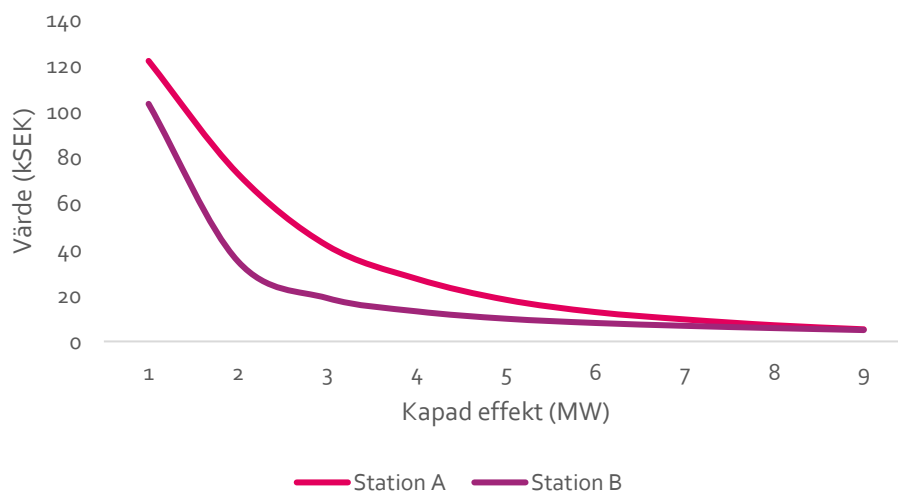
Kapad effekt (MW)	Station A (MW)	Station B (MW)
1	1,6	1,9
2	5,3	11,2
3	14,0	31,0
4	28,6	59,5
5	53,8	98,5
6	91,5	145,5
7	142,4	200,7
8	221,3	268,5
9	331,9	354,8

Besparingen av abonnemangskostnaden är däremot proportionelig mot 195 000 SEK/MW, enligt prislistan för abonnemanget mot överliggande nät.



Figur 9. Besparing i abonnemangskostnad, 195 000 SEK/MWh.

Genom att dividera besparingen i abonnemangskostnad – vilket visualiseras i Figur 9 – med den flexibilitetsenergi som krävs vid varje nivå av kapad effekt – vilket visualiseras i Figur 8 – kan vi räkna ut ett genomsnittligt värde per MWh aktiverad flexibilitet. Hur värdet förändras – per MW som abonnemanget kapats med – av flexibilitet visualiseras i Figur 10. Figuren illustrerar att värdet per MWh är högt vid låga nivåer av abonnemangssänkning eftersom små sänkningar endast kräver flexibilitet vid ett fåtal timmar med höga effekttoppar, men att detta värde snabbt minskar ju mer abonnemanget sänks. Detta beror på att en större del av årets timmar då kräver flexibilitetsaktivering, vilket späder ut värdet per aktiverad MWh. Värdet av 1 MWh flexibilitet minskar alltså för varje sänkt abonnemangsnivå – från maximalt 122 000 SEK/MWh för Station A och 103 000 SEK/MWh för Station B, ner mot noll. Värdet per MWh är högre i Station A eftersom lastprofilen där är spetsigare, och färre timmar behöver kapas för att uppnå samma sänkning av abonnemanget som i Station B.



Figur 10. Värdet som 1 MW minskat abonnemang med hjälp av aktivering av flexibilitetsresurser ger.

Kapad effekt (MW)	Station A (SEK)	Station B (SEK)
1	122 123	103 430
2	72 965	34 861
3	41 684	18 848
4	27 253	13 102
5	18 126	9 896
6	12 782	8 043
7	9 588	6 802
8	7 049	5 811
9	5 288	4 946

Beräkning av den optimala nivån på abonnemanget

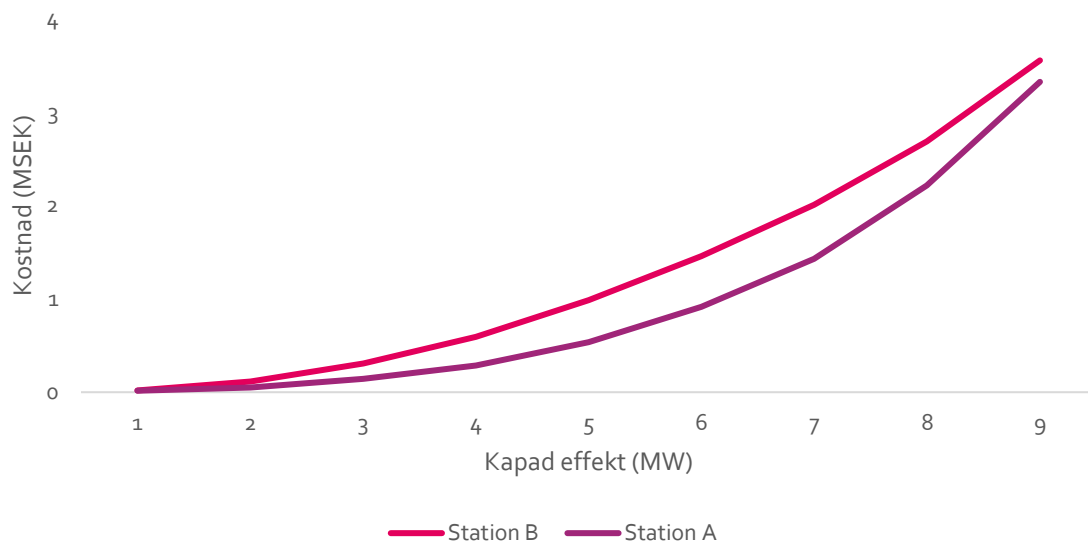
För att beräkna den ekonomiskt optimala nivån av abonnemangsnedstyrning används historiska kostnader för flexibilitet från lokala flexmarknader. Svenska nätbolag har under de senaste åren utvecklat flera lokala flexibilitetsmarknader för att hantera tillfälliga eller strukturella kapacitetsbegränsningar. Även om många av marknaderna bygger på liknande principer, skiljer sig ersättningsnivåer, aktiveringsfrekvenser och affärsmodeller åt – vilket påverkar vilka typer av resurser som kan delta och i vilken omfattning⁵.

Enligt analys i FlexAbilitys delrapport 4 var genomsnittspriset på aktivering av flexibilitet under alla säsonger mellan 2019–2025 ökande, från 250 SEK/MWh 2019/2020 till 3 300 SEK/MWh 2024/2025. Medelpriset för tillgänglighet varierar beroende på om den köps för en hel säsong, runt 200–1000 SEK/MWh, eller med kortare framförhållning ca en vecka innan, 2000–3000 SEK/MWh.

För att analysera värdet av flexibilitet för nätägare behöver vi beakta flera faktorer: dels kostnaden för både tillgänglighet och aktivering, dels möjliga prisökningar i takt med att flexibilitet blir mer eftertraktat. Därtill tillkommer behovet av viss överaktivering, till följd av felaktiga prognoser eller misslyckade aktiveringar.

För att göra ett pessimistiskt scenario, där vi antar en högsta kostnad för flexibilitet på 10 000 SEK/MWh, blir kostnaden per kapad MW för abonnemanget enligt Figur 11.

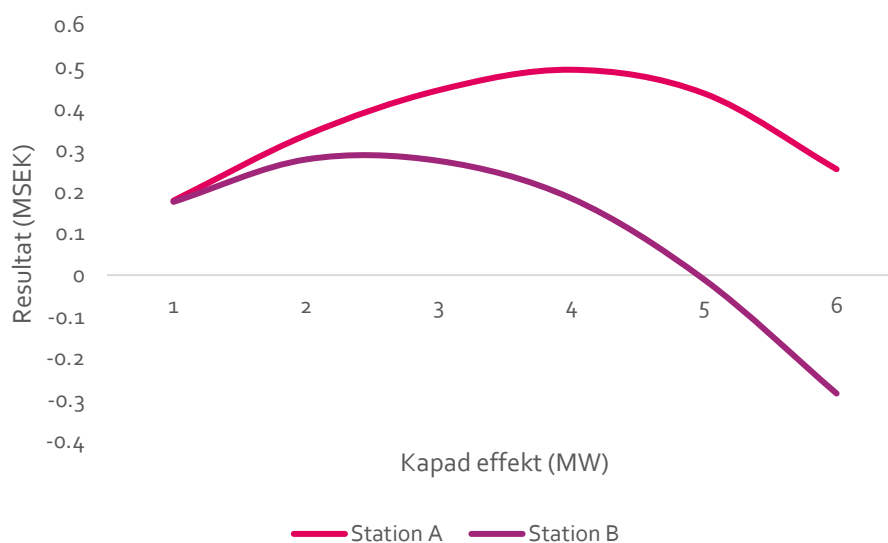
⁵ För mer ingående beskrivning av svenska flexibilitetsmarknader, produkter och historisk marknadsutveckling: se [FlexAbilitys delrapport 2 – Utveckling av marknader och verktyg för flexibilitet](#).



Figur 11. Kostnad för flexibilitet.

Kapad effekt (MW)	Station A (SEK)	Station B (SEK)
1	15 968	18 853
2	53 451	11 1872
3	140 340	310 383
4	286 212	595 341
5	537 903	985 267
6	915 333	1 454 685
7	1 423 694	2 006 700
8	2 213 108	2 684 593
9	3 319 033	3 548 336

Genom att dra bort kostnaden för flexibilitet – enligt Figur 11 – från besparingen i abonnemangskostnad – enligt Figur 10 – per kapad MW, kan vi hitta ett optimum för hur mycket abonnemanget kan sänkas. Optimalt abonnemang blir för Station A 51 MW, en sänkning på 4 MW, och för Station B 57 MW, en sänkning på 2 MW.

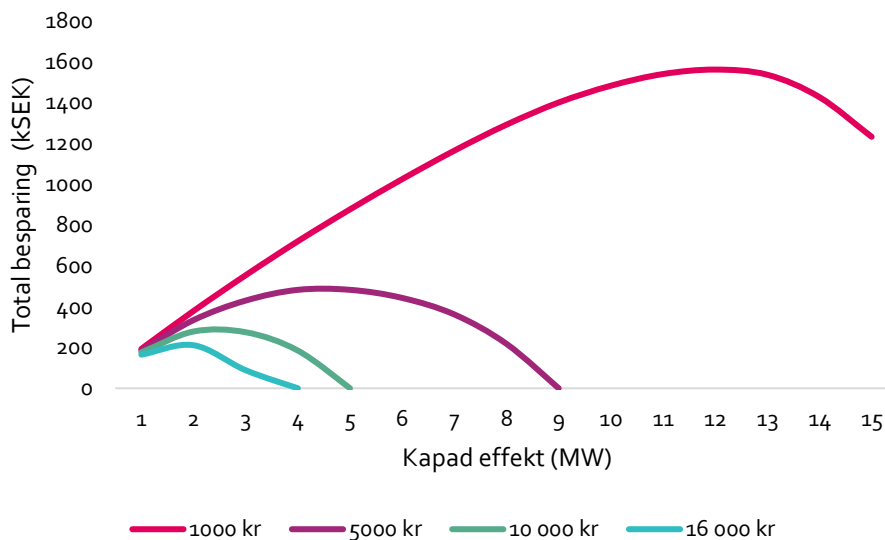


Figur 12. Resultat.

Kapad effekt (MW)	Station A (SEK)	Station B (SEK)
1	15 968	18 853
2	53 451	111 872
3	140 340	310 383
4	286 212	595 341
5	537 903	985 267
6	915 333	1 454 685
7	1 423 694	2 006 700
8	2 213 108	2 684 593
9	3 319 033	3 548 336

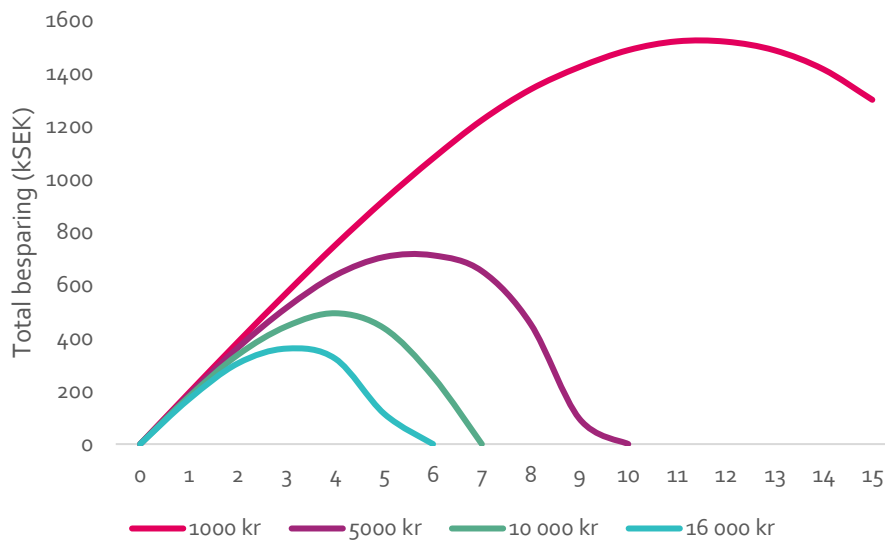
För en känslighetsanalys av hur kostnaden för lokal flexibilitet påverkar abonnemangsoptimeringen jämförs fyra prisnivåer på flexibilitet för Station B, i Figur 13, och för Station A, i Figur 14.

För Station B ger en flexibilitetskostnad på mellan 5 000–10 000 kr en möjlig besparing på 278 000–482 000 kr. För Station A erhålls en möjlig besparing på 494 000–712 000 kr.



Figur 13. Station B.

Kapad effekt (MW)	1 000 kr (SEK)	5 000 kr (SEK)	10 000 kr (SEK)	16 000 kr (SEK)
1	193 115	185 573	176 147	164 835
2	378 813	334 064	278 128	211 004
3	553 962	429 809	274 617	88 388
4	720 466	482 330	184 659	-172 545
5	876 473	482 366	-10 267	-601 428
6	1 024 531	442 657	-284 685	-1 157 497
7	1 164 330	361 650	-641 700	-1 845 719
8	1 291 541	217 704	-1 124 593	-2 735 348
9	1 400 166	-19 168	-1 793 336	-3 922 338
10	1 482 387	-388 063	-2 726 127	-5 531 802
11	1 539 634	-881 829	-3 908 658	-7 540 853
12	1 561 492	-1 552 538	-5 445 077	-10 116 123



Figur 14. Station A.

Kapad effekt (MW)	1 000 kr (SEK)	5 000 kr (SEK)	10 000 kr (SEK)	16 000 kr (SEK)
1	193 403	18 7016	179 033	169 452
2	384 655	36 3275	336 549	304 479
3	570 966	514 830	444 660	360 456
4	751 379	636 894	493 788	322 062
5	921 210	706 049	437 097	114 356
6	1 078 467	712 334	254 667	-294 532
7	1 222 631	653 153	-58 694	-912 910
8	1 338 689	453 446	-653 108	-1 980 972
9	1 423 097	95 483	-1 564 033	-3 555 453
10	1 486 750	-366 252	-2 682 504	-5 462 006
11	1 520 009	-979 956	-4 104 912	-7 854 859
12	1 518 932	-1 765 339	-5 870 678	-10 797 085
13	1 486 117	-2 709 414	-7 953 828	-14 247 125

Notera att detta beskriver en metod som kan användas för att analysera hur mycket flexibilitet som är lönsamt att aktivera, och till vilken nivå abonnemanget bör sänkas. Det exakta värdet på flexibilitet – och möjlig besparing – beror på flera faktorer som behöver beräknas för det specifika fallet:

1. Realistisk kostnad för flexibilitet i det lokala området
2. Lastprofilen i stationen, där en spetsigare profil indikerar högre värde av att aktivera flexibilitet än en mer platt profil
3. Om optimeringen av abonnemanget görs enbart för att sänka kostnaden, eller om det görs för att möjliggöra fler anslutningar i lokalnätet.

I dessa exempel har vi inte haft några kostnader för överskridande av aktiv eller reaktiv effekt. Kostnaden för att överskrida abonnemanget för uttag av aktiv effekt var år 2024 två gånger årseffekten, och har år 2025 sänkts till 1,5 gånger årseffekten. Utnyttjad årseffekt definieras som medelvärdet av de två högsta timmedeleffekterna under olika månader under året. För Station A skulle det innebära en kostnad på 390 000 SEK/MWh för 2024, och 321 000 SEK/MWh för 2025. Värdet av att nyttja flexibilitet för att undvika överskridande av abonnemanget kan alltså grovt sägas vara 1,5 gånger så hög som värdet av att reducera abonnemangsgränsen per MWh.

Att optimera abonnemang mot överliggande nät kan ge direkta kostnadsbesparingar för nätbolaget och dess kunder. Kostnaderna försvinner dock inte ur systemet, utan fördelas kortsiktigt på andra kunder till det överliggande nätbolaget. Den verkliga samhällsnyttan uppstår när flexibilitet används för att hantera faktiska kapacitetsbegränsningar i överliggande nät, till exempel för att möjliggöra fler anslutningar där kapaciteten annars inte räcker till. På lång sikt kan det minska behovet av nätförstärkningar, även om stora investeringar i transmissions- och regionnät ofta planeras på mycket lång horisont.

Alternativkostnad för kapacitetsförstärkande projekt

I takt med att elektrifieringen av transportsektorn accelererar ställs allt högre krav på elnäten, särskilt i urbana miljöer där tillgången till nätkapacitet ofta är begränsad. Ett tydligt exempel är behovet av att elektrifiera bussflottor, vilket innebär betydande effekttoppar vid laddning som måste hanteras av distributionsnätet. Traditionellt har sådana utmaningar lösts genom nätförstärkning, till exempel genom att installera större transformatorer eller bygga ut infrastrukturen. Samtidigt har teknikutveckling och nya affärsmodeller öppnat möjligheten att i stället använda flexibilitet – exempelvis laststyrning eller energilagring – för att temporärt avlasta nätet och därmed skjuta upp eller undvika investeringar i de fall då det inte redan finns ett reinvesteringsbehov.

I detta kapitel analyserar vi skillnaden i kostnad mellan traditionell nätförstärkning och användning av flexibilitet i ett konkret fall: en laddepå för elbussar med en total effekt på 8,7 MW, som år 2028 planeras anslutas till Ellevios distributionsnät i samma kranskommun till Stockholm som tidigare behandlats i den här rapporten. Depån ansluts till en station som i denna rapport benämns som Station C. Den aktuella transformatorstationen är idag försedd med två transformatorer på 20 MVA⁶ vardera, vilket ger en N-1-kapacitet⁷ på 28 MVA. N-1 innebär att man antar att den största komponenten, vilket i det här fallet är en transformator på 20 MVA, faller bort – och att den kvarvarande då måste kunna bära lasten, samt att den under kortare perioder antas klara 40 procent överlast. Enligt traditionell nätplanering skulle det krävas en uppgradering till två transformatorer om 25 MVA vardera för att mata bussdepån. Med de nya transformatorerna blir N-1-gränsen 35 MVA. Vi har gjort en jämförande analys för att undersöka hur stort värde som flexibilitet kan tillföra i detta sammanhang – det vill säga hur stor kostnadsbesparing som kan uppnås genom att undvika eller fördröja nätförstärkningen genom att utnyttja flexibla lösningar.

Lastprognos för station med bussladdning

I stor utsträckning har nätbolag använt lastprognoser på årsnivå, där ett enskilt värde för varje år legat till grund för planering av nätkapacitet. Denna typ av långsiktiga prognoser används fortfarande brett och är också det format som rekommenderas i nätutvecklingsplanerna enligt de senaste inlämningarna till Ei. Årsprognoser lämpar sig väl för att bedöma behovet av kapacitetsförstärkningar och långsiktig dimensionering av elnätet, men de fångar inte variationerna i lasten under året. Det innebär att det blir svårt att kvantifiera behovet av flexibilitet – man får inte veta hur ofta toppar inträffar, hur varaktiga de är eller hur höga de är.

Genom att i stället för att bygga prognoser med hjälp av ett startvärde och effektschabloner som appliceras på kommande laster utgå från timprognoser där prognosen görs på timnivå med hjälp av typkurvor som appliceras på kommande anslutningar, får man en betydligt mer nyanserad bild av vilka belastningsnivåer som bör tas i beaktning. Detta möjliggör en mer optimerad planering, där kapacitetsbehovet kan bedömas utifrån verkliga förbrukningsmönster snarare än antagna maxlaster. Prognosmodellerna behöver ha tillräcklig tidsupplösning för att fånga variationer över årstider, veckodagar och timmar på dygnet. Denna typ av granularitet i långtidslastprognoser är fortfarande

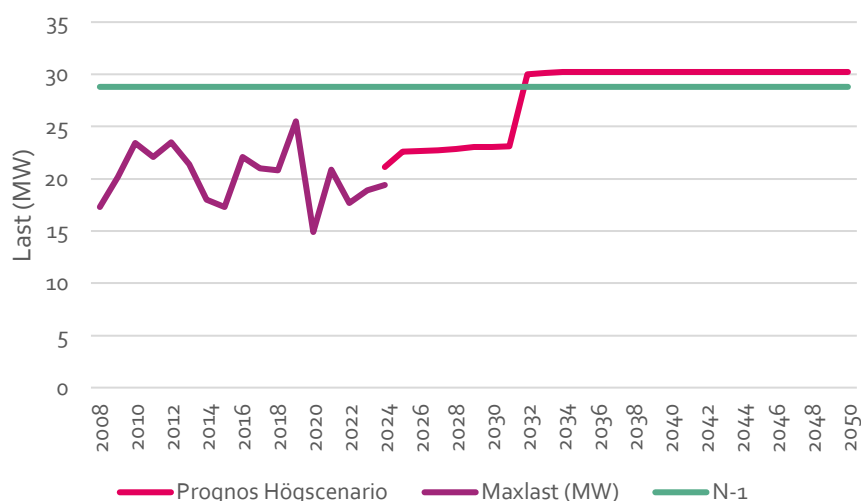
⁶ Kapaciteten i en transformator anges normalt i MVA (Mega Volt Ampere), som är enheten för skenbar effekt (kombinationen av aktiv och reaktiv effekt).

⁷ N-1 innebär den last som elnätet klarar vid ett fel, i detta fall att en av transformatorerna faller bort. N-1 sätts enligt antagandet att transformatorn klarar en viss överlast under en kortare tid.

nytt för många nätbolag, vilket innebär att nya verktyg och arbetsmetoder behöver utvecklas för att möjliggöra ett effektivt utnyttjande av flexibilitet.

För att sedan kunna utnyttja flexibilitet effektivt, till exempel för att kapa toppar i förbrukningen, krävs även prognoser med hög tidsupplösning. En grov prognos, exempelvis på årsnivå, ger inte tillräckligt beslutsunderlag för att styra flexibel last i realtid. I stället behövs prognoser på tim- eller kvartsnivå, som gör det möjligt att uppskatta när och hur mycket flexibilitet som faktiskt behöver aktiveras i nätet.

Med traditionell lastprognos uppskattades den totala lasten i Station C – efter idrifttagande av depån för bussladdning – att 2028 uppgå till 30,2 MW, vilket överskrider N-1 kapaciteten på 28 MVA enligt Figur 15. Prognosen har tagits fram genom att utgå från historiska lastdata och temperatur, där en temperaturkorrigerad startpunkt beräknats för att spegla ett typiskt höglastdygn. Till detta har planerade anslutningar i området – baserat på kommunala utbyggnadsplaner samt förväntad effekt från hemmaladdning av elfordon – inkluderats. Med den sortens prognos, som uppskattar ett maximalt värde på årsnivå, är nätförstärkning det enda alternativet – då det är omöjligt att avgöra om flexibilitet är en möjlig och kostnadseffektiv lösning. Denna typ av prognostisering är mer lämpad för dimensionering av nätet vid behov av kapacitetsförstärkning utan flexibilitet.



Figur 15. Lastprofil station Station C.

Planen för att lösa kapacitetsbehovet med traditionell nätförstärkning skulle innebära en uppgradering av nuvarande kapacitet i stationen genom att i huvudsak byta ut nuvarande två transformatorer på 20 MVA till större transformatorer på 25 MVA, enligt Tabell 4.

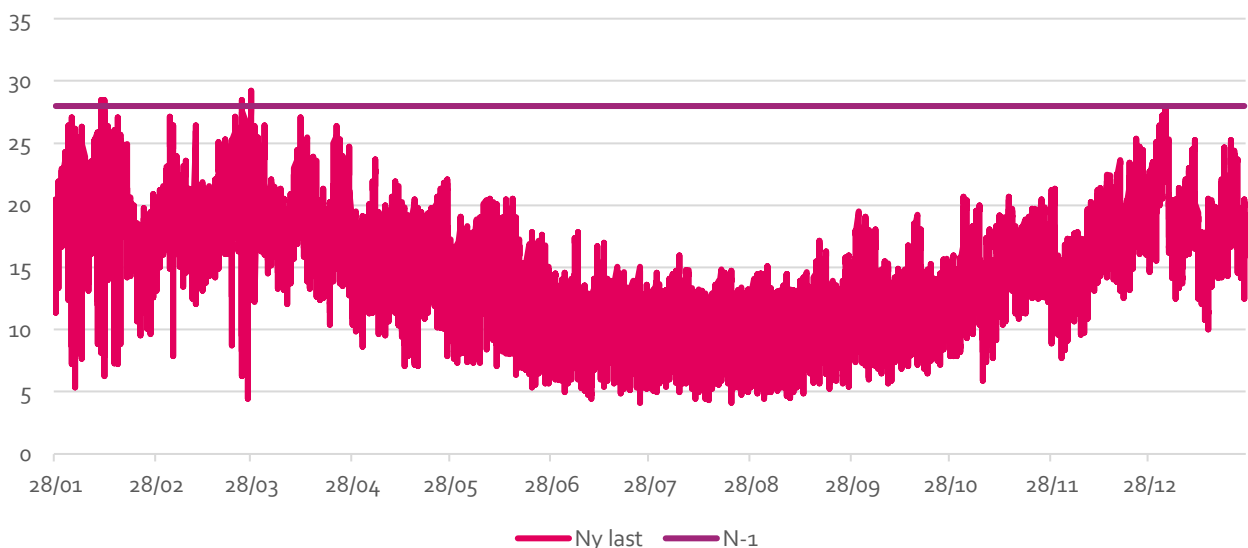
Transformatorer	Storlek (MVA)	N-1 (MVA)	Antal
Nuvarande transformatorer	20	28	2
Nya transformatorer	25	35	2

Tabell 4. Uppgradering av transformatorstation.

För att möjliggöra en mer detaljerad analys av framtida flexibilitetsbehov har Ellevios prognosmodell för timprognoser använts. Prognosmodellen är en timupplöst lastprognos, i stället för en traditionell årsprognos som enbart prognostiserar årets maxlast. I timprognosen beräknas den framtida lasten för varje timme under året. Prognosen baseras på en så kallad baseline, som tagits fram genom att simulera framtida lastnivåer utifrån antagna temperaturer och historiska mönster. För varje timme i prognosåret har motsvarande historisk last använts – med hänsyn till temperatur, veckodag och tid på dygnet, vilket ska representera framtida last utan kommande anslutningar. På denna baseline har typkurvor för de olika kundtyper som förväntas tillkomma i området applicerats. Bland annat har en specifik typkurva för den nya bussdepån använts. Typkurvan har tagits fram med stöd av erfarenheter från Västtrafik och Uppsala kommun, och beskriver ett typiskt laddmönster för elbussar:

- Under högtrafik, mellan kl. 06–09 och 15–18, är merparten av bussflottan i drift.
- Mellan högtrafikperioderna sker successiv laddning av fordon som tillfälligt tas ur trafik – ungefär 50 procent av flottan.
- Efter kl. 18 anländer fordonen till depån i större utsträckning för nattladdning, som pågår fram till cirka kl. 04–05 då bussarna återigen går ut i trafik.
- Laddmönstret varierar något beroende på trafikintensitet i olika delar av regionen, men i storstadsområden förväntas tydligare belastningstoppar, medan landsbygdstrafik kan generera en jämnare efterfrågeprofil.
- Klimatförhållanden påverkar också laddbehovet – särskilt vid kall väderlek, då batteriernas energiförbrukning och uppvärmningsbehov ökar. Ingen hänsyn har tagits till detta i analysen.

Figur 16 visar den detaljerade lastprognosen och hur den vid några tillfällen överskrider N-1-nivån.



Figur 16. Detaljerad lastprognos med depån för bussladdning.

Flexibilitetsbehov för att undvika nätförstärkning

Timprognosen används som underlag för att:

1. Identifiera hur mycket och hur länge lasten riskerar att överskrida kapacitetsgränsen i stationen, i effekt och energi.
2. Identifiera hur stor flexibilitet som krävs (i MW och antal timmar per år) för att undvika eller skjuta upp denna förstärkning.
3. Kvantifiera flexibiliteten i ekonomiska termer genom att jämföra kostnaden för nätförstärkning med kostnaden för flexibilitet.

I Tabell 5 analyseras kvalitativt och kvantitativt hur den nya lastprofilen bryter mot de ursprungliga transformatorernas dimensionering på 20 MVA samt N-1-gränsen 28 MVA.

Överträdelse av gräns	20 MVA	N-1 = 28 MVA
Total energi, MWh	3 106,4	2,6
Maxeffekt, MW	9,2	1,2
Antal timmar, h	1 408,0	4,0
Längsta sammanhängande period, h	86,0	1,0
Antal timmar över 20 MVA, sammanhängande över 4 h	120,0	N/A

Tabell 5. Analys av lastprofilen mot N-1 20 respektive 28 MW.

Jämförelse av kostnader för nätförstärkning och flexibilitet

För att beräkna kostnaden för nätförstärkningsalternativet använder vi Ei:s normprislista⁸ för elnät för reglerperioden 2024–2027. Denna lista utgör en standardiserad uppskattning av investeringskostnader för olika typer av nätkomponenter – exempelvis transformatorer, kablage och ställverk – och används ofta som referens i regulatoriska och investeringsrelaterade analyser. Med hjälp av normpriserna uppskattar vi totalkostnaden för att uppgradera stationen från två 20 MVA-transformatorer till två 25 MVA-transformatorer, inklusive kringutrustning och anläggningsarbete.

En transformator med specifikationen 25 MVA och spänningsnivå 24–36/12 kV (kod: R-NR-T-1-6) har ett normvärde för år 2022 på 10 940 180 SEK enligt normprislistan. Den totala kostnaden för nätförstärkningen är cirka 22 MSEK. Det kan noteras att normprislistan inte nödvändigtvis stämmer överens med verkliga kostnader. Till exempel är det ofta dyrare att bygga i Stockholms innerstad än på andra platser i Sverige. Det kan också bli billigare än normprislistan. Vi har valt att använda kostnaderna i normprislistan utan justering för enkelhet och transparens.

Genom att ställa denna kostnad mot kostnaden av att i stället hantera belastningstoppar med flexibilitet, får vi en kvantitativ uppskattning av flexibilitetens potentiella nytta ur ett nätinvesteringsperspektiv. För en konservativ analys använder vi en kostnad på 10 000 SEK/MWh, vilket enligt kapitlet om abonnemangsoptimering är högt räknat.

Analysen visar att tiden som transformatorn riskerar att driftas över N-1-gränsen är försumbar, och kan hanteras med flexibilitet på ett kostnadseffektivt sätt. Fyra timmars överlast behöver hanteras

⁸ Ei:s normprislista för elnät, 2024–2027.

genom att köpa totalt 2,6 MWh lastreducering, vilket till en kostnad av 10 000 SEK/MWh blir 26 000 SEK. Även om vi tar med i beräkningen att transformatorn har en livslängd på 45 år, blir den totala kostnaden väsentligt lägre med flexibilitet: cirka 1,2 Mkr i dagens penningvärde jämfört med 22 Mkr.

Transformatorlasten förväntas under 120 timmar vara över 20 MVA under en sammanhängande period längre än 4 timmar. För transformatorer under 100 MVA är det enligt branschpraxis möjligt att tillfälligt tillåta upp till 140 % belastning under 1–4 timmar, vid kalla utomhustemperaturer. Vid dessa nivåer kan temperaturen i transformatorlindningarnas mest utsatta punkt stiga över 120 °C, vilket påskyndar isoleringens åldring flera gånger om. Om ett N-1-fel inträffar samtidigt riskerar temperaturen att nå 130–140 °C, vilket enligt IEC 60076–7 innebär upp till 100 gånger snabbare åldrande av transformatorn per timme.

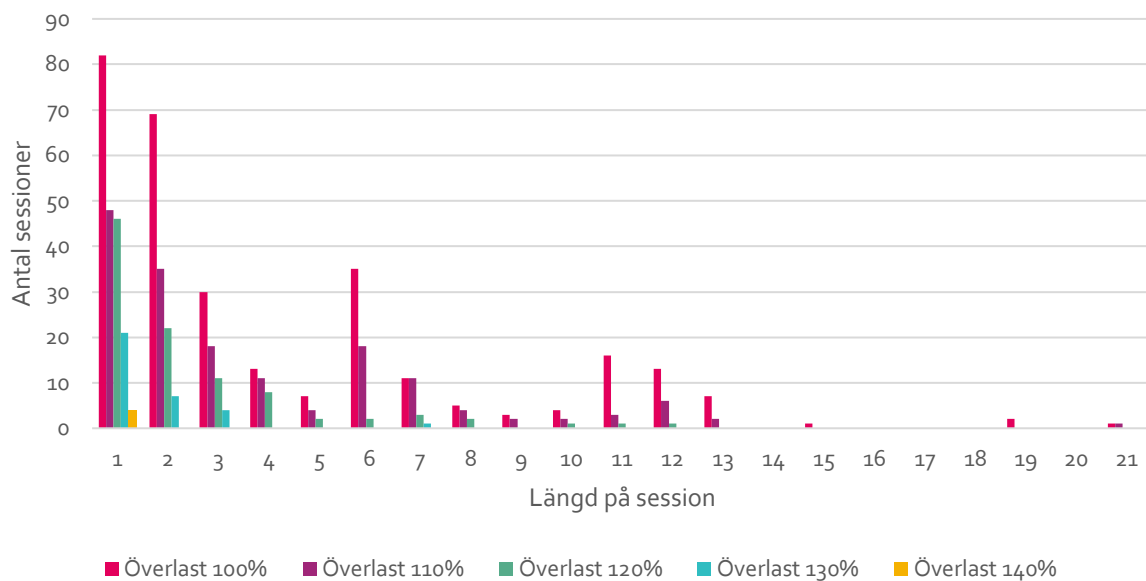
För att kvantifiera överlastsituationen analyserades antalet tillfällen då transformatorbelastningen överstiger 100 %, samt hur länge dessa tillstånd varar. Analysen delades upp i fem belastningsnivåer: >100 %, >110 %, >120 %, >130 % och >140 %. Enligt Figur 17 inträffar 140 % överlast vid fyra tillfällen med en varaktighet på 1 timme per tillfälle. Denna nivå av kortvarig överlast ligger inom vad som i normalfallet kan tillåtas enligt transformatorns termiska tålighet. Belastning över 130 % inträffar vid ett tillfälle med en sammanhängande varaktighet på 7 timmar. Överlast i intervallet 100–120 % inträffar ett antal gånger med varaktighet mellan 5 och 21 timmar.

Det är rimligt att anta att överlast mellan 100–120 % generellt kan accepteras under längre perioder. Däremot behöver all överlast över 140 %, samt överlast mellan 130 % och 140 %, med varaktighet över 4 timmar åtgärdas. Detta motsvarar 11 timmars reduktion av upp till 2 MW, vilket ger en potentiell flexibilitetsvolym om cirka 22 MWh. Med en antagen kostnad på 10 000 kr/kWh för inköpt flexibilitet motsvarar detta en årskostnad på ca 246 000 kr för 24,6 MWh flexibilitet. Utslaget över 45 år ger en total kostnad på 11 miljoner kronor – vilket är hälften av kostnaden för en nätförstärkning i detta område. Det bör dock understrykas att denna beräkning bygger på antaganden om att flexibilitet kan köpas in till en kostnad av 10 000 kr och vara tillgänglig under relativt långa sammanhängande perioder. Detta är ett antagande som kräver vidare analys, särskilt med avseende på marknadstillgång, styrbarhet och affärsmodell för flexibilitet.

Det bör dock påpekas att en investering inte belastar intäktsramen med hela beloppet på en gång, utan fördelas som kapitalkostnader över livslängden (cirka 1,48 MSEK/år vid nuvarande WACC). Flexibilitet kan därför vara mest relevant som brygglösning när befintliga anläggningar har lång återstående livslängd. Om en transformator ändå behöver bytas ut av åldersskäl är det ofta mer kostnadseffektivt att i samband med det installera en större transformator direkt, snarare än att skjuta upp investeringen och riskera dubbla projektkostnader.

Det är även relevant att väga in systemets redundansstrategi. Normalt är lasten fördelad över två transformatorer i N-1-konfiguration. Frågan är om man ska dimensionera för full N-1-resiliens även under lågrisksituationer, eller om det är rimligt att tillåta temporärt högre belastning vid låg sannolikhet för fel. Sannolikheten för ett N-1-fel, samt felets varaktighet, bör vägas in i driftstrategin.

Utöver detta sker de högsta belastningarna oftast under kalla vinterdagar, då omgivningstemperaturen är låg och transformatorns termiska marginaler därmed är större. Det ger ytterligare möjlighet att höja tillåten temporär last, utan att kompromissa med anläggningens säkerhet eller livslängd.



Figur 17. Figuren visar antal sessioner med olika antal längd.

Generaliserad kostnad för 1 MW kapacitetsförstärkning

Metoden för att kvantifiera kostnaden av kapacitetsförstärkning har även använts för att ta fram en generell kostnad för kapacitetsförstärkning i fördelningsstationer i regionnätet. Målet är att beräkna en jämförbar kostnad per tillförd effekt kapacitetsförstärkning (MW) i ett N-1-perspektiv – alltså den kapacitet som finns kvar om en transformator slås ut – för att använda som referens vid jämförelse av att aktivera en flexibilitetstjänst.

Beräkningarna bygger på transformatoruppsättningar om två eller tre enheter – där vi simulerat olika scenarier där en, två eller alla transformatorer byts ut mot större enheter utifrån Ei:s normvärdeslista. För varje scenario beräknas den nya N-1-kapaciteten, samt kostnaden för uppgraderingen. Resultatet uttrycks som kostnad per MW ökad N-1-kapacitet (SEK/MW). Vid beräkning av N-1 utgår vi från att transformatorn med högst kapacitet faller bort, och att de kvarvarande kan överlastas med ytterligare 40 procent belastning vid ett bortfall.

Nedan presenteras ett exempel på hur beräkningarna har gjorts, där en station med tre transformatorer fått två transformatorer uppgraderade från 16 MVA till 20 MVA, vilket genererade en 5,6 MW högre N-1-nivå till en total kostnad på 25 MSEK.

Kategori	Kvantitet
Antal transformatorer i stationen	3 st
Ursprungliga transformatorer	R-NR-T-2-4
Ny transformatortyp	R-NR-T-5-2
Antalet uppgraderade transformatorer	2 st
Transformatorstorlek R-NR-T-2-4	16 MVA
Transformatorstorlek R-NR-T-5-2	20 MVA
Ursprunglig N-1	$(16+16+16-16) \cdot 1,4=44,8$ MW
Ny N-1	$(16+20+20-20) \cdot 1,4=50,4$ MW
Förändrad N-1	5,6 MW
Kostnad per transformator	12 632 363
Total kostnad för uppgradering	25 264 726
Kostnad per MW kapacitetsförstärkning	4 511 558

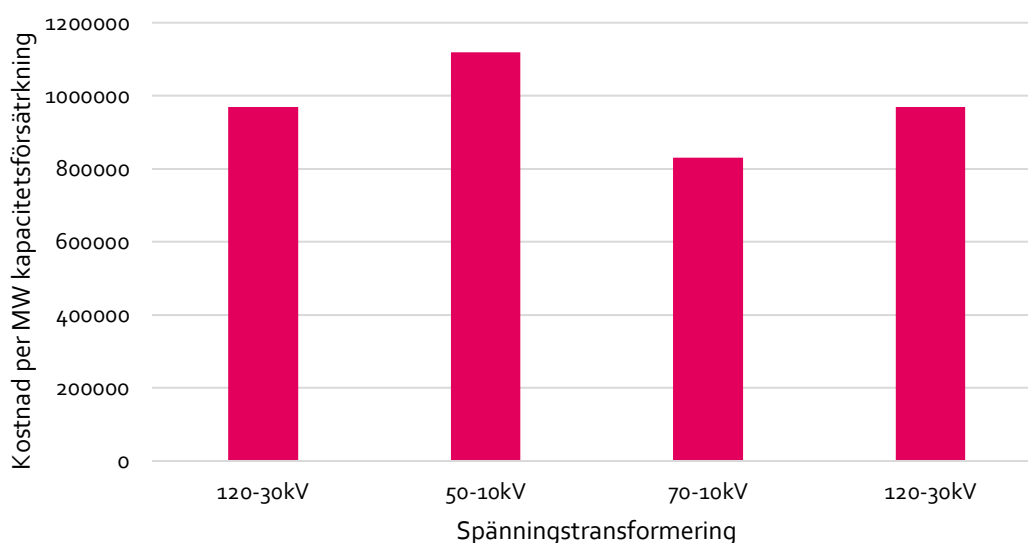
I simuleringen har vi utgått från transformatorer i storleksintervallet 10 till 80 MVA, vilket är typiska nivåer för regionnätstationer. En gruppering gjordes för olika spänningstransformeringar, där ett närliggande medelvärde för de intervall som transformatorerna kunde transformera el från och till användes. I Tabell 6 presenteras den genomsnittliga kostnaden för 1 MW kapacitetsförstärkning för de olika spänningstransformeringarnivåerna – där den genomsnittliga kostnaden för 1 MW kapacitetsförstärkning var 1,09 MSEK, den högsta kostnaden var 4,51 MSEK och den lägsta kostnaden 331 kSEK. Det är dock viktigt att betona att resultatet bygger på en förenklad modell där vi inte tagit hänsyn till förutsättningar i stationen och övriga kostnader som inte tagits i beaktning i normprislstan.

Trafos innan (MVA)	Trafo typ	N-1 (MW)	Trafos ny (MVA)	Ny Trafo typ	Ny N-1 (MW)	Kostnad (MSEK)	Kostnad/MW (MSEK)
16, 16, 16	R-NR-T-2-4	44,8	63, 63, 63	R-NR-T-4-6	176,4	43,7	0,33
20, 20, 20	R-NR-T-5-2	56	63, 63, 63	R-NR-T-4-6	176,4	43,7	0,36
25, 25, 25	R-NR-T-2-6	70	63, 63, 63	R-NR-T-4-6	176,4	43,7	0,41
16, 16, 16	R-NR-T-2-4	44,8	80, 80, 80	R-NR-T-6-6	224	76,3	0,43
16, 16	R-NR-T-2-4	22,4	63, 63	R-NR-T-4-6	88,2	29,1	0,44
20, 20, 20	R-NR-T-5-2	56	80, 80, 80	R-NR-T-6-6	224	76,3	0,45
20, 20	R-NR-T-5-2	28	63, 63	R-NR-T-4-6	88,2	29,1	0,48
25, 25, 25	R-NR-T-2-6	70	80, 80, 80	R-NR-T-6-6	224	76,3	0,50
16, 16, 16	R-NR-T-2-4	44,8	40, 40, 40	R-NR-T-3-5	112	33,6	0,50
25, 25	R-NR-T-2-6	35	63, 63	R-NR-T-4-6	88,2	29,1	0,55
16, 16	R-NR-T-2-4	22,4	80, 80	R-NR-T-6-6	112	50,9	0,57
20, 20, 20	R-NR-T-5-2	56	40, 40, 40	R-NR-T-3-5	112	33,6	0,60
20, 20	R-NR-T-5-2	28	80, 80	R-NR-T-6-6	112	50,9	0,61
25, 25	R-NR-T-2-6	35	80, 80	R-NR-T-6-6	112	50,9	0,66
16, 16	R-NR-T-2-4	22,4	40, 40	R-NR-T-3-5	56	22,4	0,67
40, 40, 40	R-NR-T-3-5	112	63, 63, 63	R-NR-T-4-6	176,4	43,7	0,68
40, 40, 40	R-NR-T-3-5	112	80, 80, 80	R-NR-T-6-6	224	76,3	0,68
25, 25, 25	R-NR-T-2-6	70	40, 40, 40	R-NR-T-3-5	112	33,6	0,80

40, 40	R-NR-T-3-5	56	63, 63	R-NR-T-4-6	88,2	29,1	0,90
40, 40	R-NR-T-3-5	56	80, 80	R-NR-T-6-6	112	50,9	0,91
16, 16, 16	R-NR-T-2-4	44,8	25, 25, 25	R-NR-T-2-6	70	24,6	0,98
25, 25	R-NR-T-2-6	35	40, 40	R-NR-T-3-5	56	22,4	1,07
16, 16, 16	R-NR-T-2-4	44,8	25, 25, 16	R-NR-T-2-6	57,4	16,4	1,30
63, 63, 63	R-NR-T-4-6	176,4	80, 80, 80	R-NR-T-6-6	224	76,3	1,60
20, 20, 20	R-NR-T-5-2	56	25, 25, 25	R-NR-T-2-6	70	24,6	1,76
63, 63	R-NR-T-4-6	88,2	80, 80	R-NR-T-6-6	112	50,9	2,14
20, 20	R-NR-T-5-2	28	25, 25	R-NR-T-2-6	35	16,4	2,34
16, 16, 16	R-NR-T-2-4	44,8	20, 20, 20	R-NR-T-5-2	56	37,9	3,38
16, 16, 16	R-NR-T-2-4	44,8	20, 20, 16	R-NR-T-5-2	50,4	25,3	4,51

Tabell 6. Simulering av vilken kostnad kapacitetsförstärkande projekt medför för olika trafotyper enligt normprislistan.

Kostnaden för 1 MW nätförstärkning motsvarar köp av 100–200 timmars flexibilitet, om vi antar en kostnad på 5 000–10 000 kr/MWh.



Diskussion: Alternativkostnad för kapacitetsförstärkande projekt

Analysen visar tydligt att flexibilitet i form av exempelvis laststyrning eller energilagring kan vara ett kostnadseffektivt alternativ till traditionell nätförstärkning vid hantering av tydliga effekttoppar. I det fall som studerats – en bussdepå i Station C med en planerad effektpåverkan på 8,7 MW – kunde behoven hanteras med en mycket begränsad mängd flexibilitet (2,6 MWh), till en uppskattad kostnad om endast 26 000 kronor per år, jämfört med en traditionell nätuppgradering som skulle kosta cirka 22 miljoner kronor.

En förutsättning för att planera för flexibilitet och fatta beslut kring valet av lösning är tillräckligt detaljerade lastprognoser. Den timupplösta lastprognosen i fallet Station C möjliggjorde en mer nyanserad bedömning av nätets faktiska belastning över tid. Den visade att nätstationens N-1-gräns endast överskreds under fyra timmar under ett helt år, vilket illustrerar hur traditionella prognosmetoder kan leda till överdimensionering och onödiga investeringar. Hur N-1 påverkar dimensionering av kapacitet diskuteras vidare i FlexAbilitys delrapport 6 om hinder och målkonflikter för flexibilitet⁹.

Transformatorernas tekniska och regulatoriska livslängd uppskattas till cirka 45 år, vilket innebär att investeringen kan skrivas av över en lång period. Energimarknadsinspektionens fastställda WACC (Weighted Average Cost of Capital) för reglerperioden 2024–2027 – som för närvarande är 4,53 procent – utgör grunden för vilken avkastning elnätsbolaget tillåts räkna med på genomförda investeringar. En investering i nya transformatorer påverkar därmed intäktsramen positivt, då högre investeringskostnader medför en högre tillåten intäkt över tid. Detta innebär att även om flexibilitet framstår som det mest kostnadseffektiva alternativet i detta enskilda fall, finns det incitament för elnätsbolaget att överväga nätförstärkning ur ett långsiktigt intäkts- och avkastningsperspektiv.

Det finns alltså en grundläggande skillnad i hur flexibilitet och nätinvesteringar hanteras i regleringen. Flexibilitet utgör i dagens modell (2024–2027) en löpande kostnad för nätbolaget, medan en nätinvestering räknas in i kapitalbasen och därigenom ökar intäktsramen i motsvarande omfattning. Ur ett samhällsekonomiskt perspektiv är flexibilitet ofta det billigaste alternativet på kort sikt, men ur nätbolagets perspektiv kan en investering framstå som mer attraktiv eftersom den ger högre tillåten intäkt och är enklare att motivera regulatoriskt.

Att motivera investeringen i flexibilitet långsiktigt är i rent ekonomiska termer för nätbolaget svårt, men det kan finnas andra anledningar till att det är en bra investering:

1. Samhällsekonomisk effektivitet och regulatorisk dialog

- Trots att flexibilitet kan framstå som billigare än en nätinvestering är jämförelsen inte helt enkel. En investering på 22 MSEK skrivs av över flera decennier och motsvarar ungefär 1,48 MSEK per år i kapitalkostnader. Detta kan beräknas enligt följande formel, där 4,53% utgör den så kallade kalkylräntan (WACC) som avgör hur mycket vinst investeringen genererar:

$$22 \cdot \frac{1}{45} + 22 \cdot \frac{44}{45} \cdot 4,53\% = 1,48 \text{ MSEK}$$

Kapitalkostnaden minskar dessutom över tid i takt med avskrivningarna. Detta ska jämföras med scenariot där alla överträdelser över 130 % belastning och längre än fyra timmar behöver hanteras vilket leder till en kostnad för flexibilitet på 11 MSEK eller ca 246 kSEK per år. Kostnaden för flexibilitet är lägre och mer samhällsekonomiskt effektivt, men genererar inte någon vinst för elnätsföretaget. För att flexibilitet långsiktigt ska bli ett verkligt alternativ krävs att Energimarknadsinspektionen erkänner nyttan, vilket väntas till nästa reglerperiod.

- Ett argument är att visa att flexibiliteten uppfyller samma funktion som investeringen, men till en betydligt lägre kostnad – och därmed är det en effektiv åtgärd enligt regleringen.

⁹ [FlexAbilitys delrapport 5 – Hinder och målkonflikter för flexibilitet.](#)

- Det kan också ge goodwill i regulatorisk granskning och öppna för framtida intäktsmöjligheter när flexibilitet inkluderas i nya modeller.

2. Undvika eller skjuta upp CAPEX

- Om flexibilitet för 1,2 MSEK kan skjuta upp en investering på 22 MSEK ett antal år, kan det vara ekonomiskt rationellt även för nätbolaget – särskilt när befintliga anläggningar har lång återstående livslängd. Om en transformator däremot ändå behöver bytas på grund av ålder eller skick är det ofta mer fördelaktigt att i samband med bytet investera i en större transformator direkt.
- Ett sådant resonemang stärker likviditet och minskar investeringsrisk, särskilt om framtida lastutveckling är osäker, då flexibilitet kan fungera som en brygglösning.
- Uppskjutna CAPEX-investeringar kan också minska behovet av att höja nätavgifter och säkerställa nöjdare kunder.

3. Strategisk positionering inför framtida reglering

- Flera europeiska länder (t.ex. Storbritannien och Nederländerna) börjar införa modeller där OPEX likställs med CAPEX (s.k. "TOTEX"-reglering), vilket även planeras i Sverige.
- Genom att testa och skala upp flexibilitet i dag, bygger nätbolaget kapacitet inför en framtid där sådana lösningar också blir affärsmässigt lönsamma.
- Det kan också skapa konkurrensfördelar, pilotprojekt och samarbetsmöjligheter med andra aktörer.

Hur påverkas det lokala elnätet om man aktiverar mycket flexibilitet för andra nätnivåer? Studie av V2G i lokalnät

Flexibilitet från distribuerade energiresurser (DER), såsom elfordon (EV) och solcellssystem (PV), ses i allt högre grad som en nyckelkomponent för ett stabilt och effektivt energisystem. Tekniker som Vehicle-to-Grid (V2G) möjliggör att elfordon deltar i stödtjänster och bidrar till att stabilisera det nationella transmissionsnätet, exempelvis genom frekvenshållningsreserven vid störningar (FCR-D).

Trots de tydliga fördelarna på transmissionsnätnivå kan denna flexibilitet samtidigt skapa nya utmaningar på lokal distributionsnätnivå. Aktivering av V2G, särskilt i lågspänningsnät i bostadsområden, kan leda till problem som spänningsavvikelser, termiska överbelastningar och omvända effektflöden. I takt med att användningen av DER ökar, finns en växande risk att åtgärder som syftar till att stabilisera det övergripande elnätet oavsiktligt skapar kapacitetsproblem eller påverkar tillförlitligheten i de lokala näten.

För att säkerställa att flexibiliteten nyttjas effektivt, utan att kompromissa med nätets integritet, är det avgörande att utvärdera den långsiktiga påverkan som dessa teknologier har på distributionsnäten. Denna fallstudie syftar till att möta detta behov genom att analysera hur V2G-baserat deltagande i FCR-D uppreglering, i kombination med växande PV-penetration, påverkar ett bostadsområde anslutet till ett lågspänningsnät. Att titta på FCR-D uppreglering genom V2G är mer intressant än att titta på andra tjänster, eftersom det innebär att många elbilar plötsligt och samtidigt förvandlas till små kraftverk i ett nät som traditionellt är byggt för ensidig konsumtion. Detta skapar

nya tekniska utmaningar, särskilt i låg- och mellanspänningsnät, som behöver förstås och hanteras om V2G ska kunna skalas upp.

Med hjälp av Monte Carlo-simuleringar identifieras i den här studien de nivåer av V2G-penetration där lokala nätbegränsningar börjar uppstå. Metoden beskrivs mer ingående i avsnitt nedan.

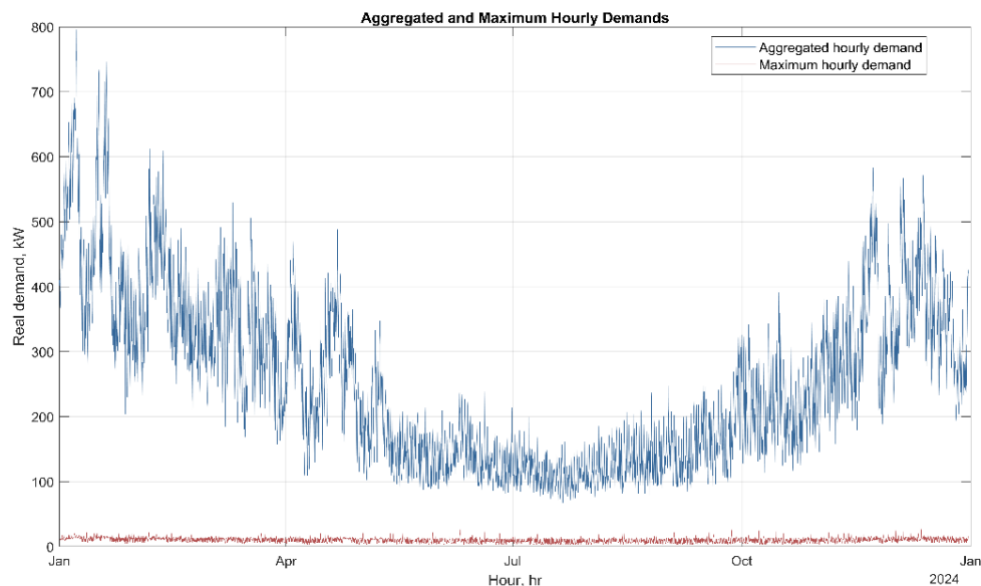
Studerat nätområde för analys

Studien fokuserar på ett bostadsområde beläget i ett mindre område i en kranskommun till Stockholm, som huvudsakligen består av villor anslutna till ett lågspänningsdistributionsnät. Nätmodellen, som tillhandahålls av Ellevio, inkluderade en fullständig impedansrepresentation med trefas- och neutralledare, vilket på ett noggrant sätt speglar områdets fysiska infrastruktur.



Figur 18. Studerat bostadsområde i en kranskommun till Stockholm. Nätstation och kunder som ingår i V2G-studien är markerat i gult till höger.

För att exemplifiera metoden har en nätstation med 2019 kunder valts ut, se Figur 18. Timdata från smarta mätare från samtliga lågspänningskunder användes för att modellera konsumtionsbeteende under hela år 2024. Detta datamaterial utgjorde en grund som representerar baslasten, ovanpå vilken olika nivå av DER-penetration applicerades. Simuleringarna genomfördes med timupplösning för att matcha mätadatans granularitet. Figur 19 visar lastprofilen under året 2024.



Figur 19. Lastprofil innan V2G-implementation.

Metodbeskrivning

För att utvärdera den potentiella påverkan av storskalig användning av Vehicle-to-Grid (V2G) och solcellssystem (PV) på lågspänningsnät (LV), tillämpade denna studie en probabilistisk simuleringsmetod baserad på Monte Carlo-tekniker. Denna metod är särskilt lämpad för att fånga den osäkerhet som är förknippad med framtida utbyggnadsmönster för distribuerade energiresurser (DER) och deras operativa beteende.

Analysen genomfördes med hjälp av Plexigrids nätanalysplattform. Plattformen möjliggör integration av verkliga förbrukningsdata, stokastisk scenariogenerering samt automatiserad identifiering av nätbegränsningar. Genom att simulera tusentals scenarier med varierande nivåer av DER-penetration och slumpmässig fördelning av teknologier kunde nätets prestanda utvärderas under ett brett spektrum av förhållanden. Dessutom användes ett tvådimensionellt riskanalysramverk för att särskilja mellan sannolikheten för att problem uppstår och allvarligheten i nätpåverkan. Metodiken syftar till att identifiera kritiska tröskelvärden där DER-penetration kan leda till nätbegränsningar, och därigenom ge värdefulla insikter för nätplanering och integrering av flexibilitet.

När det gäller flexibilitetstjänster antogs det att alla elfordon deltog i FCR-D uppreglering, aktiverade baserat på systemfrekvensstatistik från Finngrid¹⁰, när frekvensen understeg 49,9 Hz. Den totala förväntade aktiveringstiden för V2G-tjänster uppgick då till 58,4 timmar per år. Sannolikheten för att elfordon är tillgängliga varierade över dygnet och återspeglade typiska användningsmönster¹¹,

¹⁰ Finngrid (u.d.), [Datahub](#).

¹¹ Energiforsk (2023), [Ett elsystem för elfordon – syntesrapport](#). Rapport 2023:969.

medan solexproduktion antogs vara fullt tillgänglig under dygnets ljusa timmar i samtliga scenarier. De använda sannolikheterna beskrivs i figurerna nedan.

hours of the day	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Probability associated to the PV panel injection during a weekday (%)	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Probability associated to the PV panel injection during a weekend (%)	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Probability of activation of V2G services during a weekday (%)	0.64	1.58	1.04	0.62	0.75	0.78	0.27	1.24	1.03	0.39	0.29	0.36	0.35	0.37	0.38	0.55	0.95	1.14	0.71	0.45	0.46	0.36	0.63	0.69
Probability of activation of V2G services during a weekend (%)	0.64	1.58	1.04	0.62	0.75	0.78	0.27	1.24	1.03	0.39	0.29	0.36	0.35	0.37	0.38	0.55	0.95	1.14	0.71	0.45	0.46	0.36	0.63	0.69

Figur 20. Sannolikhet för aktivering av V2G respektive solexproduktion per timme.

hours of the day	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
EV simultaneity factor weekdays (%)	100	100	100	100	100	95	75	55	40	30	30	40	40	40	50	60	70	80	85	90	95	100	100	100
EV simultaneity factor weekends (%)	100	100	100	100	100	95	95	95	90	80	70	70	60	50	50	55	65	80	90	90	95	100	100	100

Figur 21. Sannolikhet för att elbilar är tillgängliga för laddning per timme.

Införandet av båda teknologierna modellerades som en jämn ökning över kundbasen, från 10 procent till 100 procent penetrationsgrad, i steg om 10 procent.

Scenariodesign

För att fånga säsongsvariationer och driftmässiga skillnader användes tidsklustring, det vill säga en statistisk metod som grupperar liknande tidsperioder baserat på deras belastnings- och produktionsmönster. Ur dessa grupper valdes fyra representativa veckor som speglar olika driftsituationer. På så sätt säkerställdes att kritiska perioder – exempelvis topplastsituationer eller tider med hög solexproduktion – blev representerade i analysen.

Kriterier för tröskelvärden

Följande tröskelvärden definierades för att utvärdera nätets prestanda:

Överbelastning i nätstation:

Sannolikhet för överbelastning i nätstationen högre än 50 % under tre timmar eller mer.

Definition av överbelastning i nätstation: >100 % av märkeffekten.

Överspänning hos slutkunder och nätstation:

Sannolikhet för överspänning högre än 50 % i någon punkt under tre timmar eller mer.

Definition av överspänning: >6 % över nominell spänning för kunder, >4 % över nominell spänning i nätstationer.

Överström i matande ledning:

Sannolikhet för överström högre än 50 % under tre timmar eller mer i någon del av ledningen (vanligtvis i början).

Definition av överström: >100 % av märkströmmen.

Omvänt effektflyde:

Sannolikhet för omvänt effektflyde högre än 50 % under tre timmar eller mer i någon del av

ledning.

Omvänt effektflöde kan bortses från som en begränsning och bör endast användas som informationsparameter.

Resultat av V2G-studien

Simuleringarna visade hur en ökad penetration av V2G- och PV-system påverkar lågspänningsnätet i bostadsområden, särskilt när elfordon aktivt deltar i FCR-D upp-tjänster.

Studien identifierade följande kritiska nivåer av DER-penetration där nätbegränsningar uppstår:

Överbelastning i nätstation: 80 %

En hög sannolikhet för överbelastning i nätstationen observerades vid 80 % penetration av både elbilar och solceller. Dessa händelser var koncentrerade till helger under tredje kvartalet, då låg bostadsförbrukning sammanföll med hög solcellsproduktion och V2G-aktiveringar.

Överspänning i matande ledning: 90 %

Överspänningsproblem uppstod vid 90 % penetration av både elbilar och PV-system, även detta främst under helger i tredje kvartalet. Inga betydande spänningsproblem upptäcktes utanför denna period.

Överström i matande ledning: Ingen

Inga överströmsöverträdelser registrerades i de simulerade scenarierna, vilket indikerar att ledningarna hade tillräcklig termisk kapacitet även vid hög DER-penetration.

Underspänning i matande ledning: Ingen

Nätet förblev stabilt utan identifierade underspänningsproblem, och obalansfaktorerna hölls inom acceptabla gränser.

Reverserat effektflöde: 10 %

Omvända effektflöden observerades redan vid 10 % penetration. Även om detta inte betraktades som en begränsning i denna studie, indikerar det en tidig förekomst av reverserade flöden som är typiska i nät med hög DER-integrering.

Alla identifierade nätbegränsningar var kopplade till helger under tredje kvartalet, vilket pekar ut denna period som mest kritisk – till följd av kombinationen av låg förbrukning, hög solcellsproduktion och normal V2G-aktivering i linje med behoven i transmissionsnätet.

Jämförelse av resultat med referensområde

För att utvärdera om resultatet från studien är representativt för svenska distributionsnät i stort behöver flera jämförelser med olika nät i olika delar av landet göras, vilket även kräver nätdata från flera nätbolag. I detta projekt finns inte mer data att tillgå, och därför har resultatet jämförts med en tidigare studie från ett nätområde i södra Sverige¹². Den nätstation som analyserats ligger i ett villaområde och har 192 kunder fördelat på fem utgående kablar från transformatorn. Samma antaganden som för den här studien gäller.

Studien identifierade följande kritiska nivåer av DER-penetration där nätbegränsningar uppstår:

¹² V2G-simulering hämtad från Plexigrid.

Överbelastning i nätstation: 30 %

En hög sannolikhet för överbelastning i nätstationen observerades vid 30 % penetration av både elbilar och solceller. Dessa händelser var koncentrerade till helger under tredje kvartalet, då låg bostadsförbrukning sammanföll med hög solcellsproduktion och V2G-aktiveringar.

Överspänning i matande ledning: 40 %

Överspänningsproblem uppstod vid 40 % penetration av både elbilar och PV-system, även detta främst under helger i tredje kvartalet. Inga betydande spänningsproblem upptäcktes utanför denna period.

Överström i matande ledning: 40 %

Överströmmar uppstod vid 40% penetration av både elbilar och PV-system. Största risken uppstår under veckodagar under andra kvartalet. Risken var högst mitt på dagen, vilket bör bero på en kombination av hög solinstrålning med låg nivå av laddning då många bilar lämnat bostadsområdet under dagen. Överströmmarna beror således troligen inte på V2G-aktivering utan på hög penetration av solpaneler i studien.

Underspänning i matande ledning: Ingen

Nätet förblev stabilt utan identifierade underspänningsproblem, och obalansfaktorerna hölls inom acceptabla gränser.

Reverserat effektlöde: 10 %

Omvända effektlöden observerades redan vid 10 % penetration. Även om detta inte betraktades som en begränsning i denna studie, indikerar det en tidig förekomst av reverserade flöden som är typiska i nät med hög DER-integrering.

Precis som för det simulerade fallet i den här studien är alla identifierade nätbegränsningar kopplade till helger under tredje kvartalet. I detta referensfall är dock den kritiska nivån av EV-/PV-penetration väsentligt mycket lägre än i studiens simulering.

Diskussion: Studie av V2G:s påverkan på lokalnät

Studien visar hur elnätets kapacitet att hantera en hög andel elbilar med export till elnätet (V2G), tillsammans med solceller (PV), kan variera kraftigt beroende på lokala förutsättningar. Två nätområden analyserades: ett villaområde i en kranskommun till Stockholm, och ett jämförelseområde i södra Sverige. Nätområdena skiljer sig i kapacitet och robusthet, vilket gav upphov till tydligt olika resultat – och resultaten visar mycket olika tröskelnivåer för när nätbegränsningar uppstår, se Tabell 7.

Problem	Kranskommun till Stockholm	Jämförelse södra Sverige
Överbelastning station	80%	30%
Överspänningar	90%	40%
Underspänningar	Ej observerat	Ej observerat
Överströmmar	Ej observerat	40%
Reverserat effektlöde	10%	10%

Tabell 7. Jämförelse av V2G-studier.

Alla observerade nätbegränsningar inträffade under helger i tredje kvartalet, en period då solexproduktionen är hög, bostadsförbrukningen låg och V2G-aktivering sker i linje med FCR-D-behov i transmissionsnätet.

Studien i en kranskommun till Stockholm visade hög tålighet mot V2G- och PV-integration, med nätbegränsningar först vid 80–90 procent DER-penetration. I det södra jämförelseområdet uppstod begränsningar redan vid 30–40 procent. Skillnaden beror sannolikt på lokala faktorer såsom transformator- och kabeldimensionering. Båda nät uppvisade känslighet just på helger under sommaren. Det visar att säsongs- och dygnsvariationer i konsumtion och produktion starkt påverkar nätets stabilitet vid hög DER-penetration.

Omvända effektflöden observerades redan vid 10 procent DER-penetration i båda områdena. Det visar att även relativt låga nivåer av lokal produktion kan påverka effektflödesriktningen, och ställa nya krav på skydds- och styrsystem.

För att kunna bedöma hur representativa dessa resultat är på nationell nivå krävs analyser i fler nätområden, baserade på ett bredare dataunderlag. Generellt kan det dock konstateras att lokala nätanalyser är nödvändiga inför en storskalig utrullning av V2G, eftersom distributionsnäten ofta har mycket olika förutsättningar.

För att möjliggöra denna typ av analyser i större skala krävs utveckling av ändamålsenliga nätplaneringsverktyg som kan hantera osäkerheter och variationer. Den variation i när och hur begränsningar uppstår – relaterat till säsongsvariationer, lastprofiler och stokastiskt kundbeteende – riskerar annars att förbises i traditionella deterministiska modeller. Genom att integrera dessa osäkerheter i planeringsprocessen kan elnätsföretag (DSO:er) ta fram mer nyanserade och effektiva strategier för att möta de växande kraven på elnäten.

Även om smart och flexibel styrning av elbilers laddning och urladdning inte analyserats i denna studie, framstår det som ett viktigt verktyg för att minska belastningen under särskilt känsliga tidsperioder, till exempel sommarhelger. Studien visar att V2G måste integreras med omsorg för att undvika oönskade konsekvenser i distributionsnätet. Utan sådan styrning riskerar åtgärder som syftar till att stabilisera transmissionsnätet i stället att destabilisera lokala nät – vilket motverkar den resiliens som flexibilitetstjänster är tänkta att bidra till.

Slutsatser: Det ekonomiska värdet av flexibilitet för lokala elnät

Denna rapport har analyserat flexibilitetens ekonomiska värde för lokala elnät, med fokus på både praktiska fallstudier och övergripande systemfrågor. Resultaten visar att flexibilitet i många fall kan vara ett kostnadseffektivt och värdeskapande alternativ till traditionell nätutbyggnad. Samtidigt framträder vissa begränsningar och utvecklingsbehov kopplade till dagens regleringsmodell, prognoskvalitet och samspelet mellan flexibilitet på olika nätnivåer i systemet. I detta kapitel sammanfattas de viktigaste slutsatserna från studien bakom denna rapport.

Flexibilitet är ett kostnadseffektivt alternativ till nätutbyggnad

Fallstudierna i denna rapport visar att flexibilitet kan fungera som ett reellt alternativ till traditionell nätutbyggnad. Genom att skjuta upp – eller helt undvika – investeringar i ny infrastruktur kan nätbolag frigöra kapital, och använda resurser mer effektivt. Användning av flexibilitet ökar också handlingsutrymmet i nätplaneringen, och ger möjlighet att anpassa investeringar till förändrade förutsättningar i nätet. Detta gör flexibilitet till ett viktigt verktyg för att både minska kostnader, och för att skapa en mer resurseffektiv och hållbar utveckling av elnäten. Samtidigt är nyttan av flexibilitet starkt beroende av kvalitet i prognoser och förutsättningar för planering. Utan tillförlitliga och granulära prognoser riskerar flexibilitet att bli en dyrare lösning, som inte fullt ut kan ersätta en ökad kapacitet, traditionella investeringar eller en uppskjuten investering.

Nuvarande regleringsmodell ger inte incitament för effektivt nätutnyttjande

Trots flexibilitetens ekonomiska potential är det tydligt att dagens intäktsreglering inte skapar tillräckliga incitament för nätbolag att utnyttja flexibilitetens möjligheter. Med rådande regleringsmodell motiveras elnätsföretagen att investera i traditionell infrastruktur i första hand, eftersom intäktsregleringen främst premierar kapitalinvesteringar. Incitamentet för effektivt nätutnyttjande är – i sin nuvarande form – inte alltid tillräckligt attraktivt för att implementeras i praktiken. För att frigöra den fulla potentialen i flexibilitet krävs därför en reform av regleringsmodellen, där TOTEX-reglering kombineras med tydliga performance incentives, så att både kostnadseffektivitet och systemnytta premieras. En TOTEX-reglering måste samtidigt utformas med många aspekter i åtanke, där proaktiv nätbyggnad för att möta samhällets förväntan på ett framtida energisystem, inte får straffas.

Abonnemangsoptimering ger kostnadsbesparingar lokalt – systemnyttan behöver studeras

Ett av de tydligaste resultaten i denna rapport är att abonnemangsoptimering kan ge lokala kostnadsbesparingar. Genom att bättre anpassa abonnemangsnivåer, och nyttja flexibilitet för att undvika effekttoppar, kan nätbolagen reducera sina kostnader. Om dessa lokala besparingar också innebär en faktisk systemnytta är dock en fråga som behöver studeras vidare. Det är inte självklart att de lokala vinsterna överförs till positiva effekter på elmarknaden som helhet. Här finns ett behov av fördjupade studier, för att förstå den samhällsekonomiska betydelsen av abonnemangs-optimering.

Fortsatt behov av att studera effekter i lokalnät när flexibilitet aktiveras i överliggande nät

Rapportens analyser visar att flexibilitet kan skapa värde i det lokala nätet, men att samspelet mellan olika nätnivåer i elsystemet fortfarande inte är tillräckligt väl studerat. När flexibilitet aktiveras i överliggande nät kan det få konsekvenser för driften i lokalnätet – både positiva och negativa. Exempelvis kan aktivering bidra till minskade effekttoppar, men det kan också innebära nya

belastningar eller oförutsedda kostnader lokalt. Det finns därför ett fortsatt behov av att systematiskt studera hur flexibilitetsaktiveringar i region- och transmissionsnät påverkar lokalnäten, och tvärtom. En bättre förståelse för dessa samband är avgörande för att kunna värdera flexibilitetens samhällsekonomiska nytta, och utforma effektiva incitament och styrmedel.